

Conclusions de l'atelier conjoint de RegulaE.Fr et de la Facilité d'Assistance Technique (TAF) de l'UE du 28 juin au 1er juillet 2022

Résumé

Le réseau des régulateurs francophones de l'énergie (RegulaE.Fr) a tenu son atelier de travail conjoint avec la facilité d'assistance technique de la Commission européenne (TAF) à Cotonou du 28 juin au 1er juillet sous un format hybride. L'atelier était consacré à l'intégration régionale et aux échanges transfrontaliers.

En collaboration avec la Commission européenne, et plus particulièrement avec la Direction générale des partenariats internationaux (DG INTPA), l'événement s'est déroulé en deux parties distinctes, d'abord l'atelier thématique de RegulaE.Fr, les mardi 28 et mercredi 29 juin, puis jeudi 30 juin l'atelier technique d'approfondissement adapté aux besoins spécifiques des pays membres du réseau, organisé par la TAF de la Commission européenne. La journée du 1er juillet a été l'occasion pour les participants d'effectuer une visite du centre de coordination et d'information de l'EEEOA ainsi que du nouveau dispatching de la SBEE (Société béninoise d'énergie électrique).

L'atelier thématique de RegulaE.Fr s'est déroulé sous le pilotage de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) Bénin, et en particulier de M. Claude Gbedonougbou GBAGUIDI, le président du régulateur béninois, qui assure la présidence de RegulaE.Fr depuis décembre 2021.

Durant ces trois jours d'ateliers, le thème de l'intégration régionale et des échanges transfrontaliers a été abordé. Les intervenants ont pu présenter les avantages de la création d'un marché régional de l'énergie, ainsi que la nécessité de mettre en place un système de régulation efficace. Les régulateurs européens ont pu partager leurs expériences du marché européen et leurs relations avec les organismes régionaux européens. L'atelier a souligné l'importance de la planification nationale et régionale des interconnexions et les avantages des marchés régionalisés. La connexion de marchés ayant des mix énergétiques différents peut apporter de la stabilité au système électrique par une utilisation optimale des ressources, des prix plus stables et une meilleure intégration des énergies renouvelables. Bien qu'il reste de nombreux défis à relever pour développer un marché de l'électricité plus intégré en Afrique - tant au niveau régional que national - les intervenants ont rappelé que la construction du marché n'est pas aussi complexe et nécessite des actions synchronisées.

Cet atelier a été l'occasion de réunir les acteurs béninois de l'énergie tels que le ministère de l'Énergie, la Communauté Électrique du Bénin, la Société Béninoise d'Énergie Électrique, les associations de consommateurs, les acteurs régionaux Africains tels que le Système d'échange d'électricité d'Afrique de l'Ouest, l'Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO, le Pool Énergétique de l'Afrique Centrale (PEAC), mais aussi des acteurs internationaux tels que la Commission européenne, la Banque mondiale et la Banque africaine de développement.

L'atelier du réseau a été un grand succès car en plus de la centaine de participants présents à Cotonou, les sessions ont réuni de nombreuses personnes virtuellement. Des participants de 20 pays membres de RegulaE.Fr ont pris part à l'atelier, notamment : Bénin, Burkina Faso, Burundi, Cameroun, Côte d'Ivoire, France, Maurice, Congo, Haïti, Madagascar, Mali, Mauritanie, Maroc, Québec, Rwanda, Sénégal, République centrafricaine, Togo, Guinée et Tchad.

A cette occasion, le réseau a accueilli un nouveau membre, le régulateur grec (RAE), portant le nombre de membres de RegulaE.Fr à 32. Ce dernier a été rapidement intégré au réseau, et a pu partager son expérience dans le cadre de sa participation aux institutions européennes.

1. L'atelier RegulaE.Fr - Mardi 28 juin

1.1 Mots de bienvenue

➤ M. Dona Jean-Claude HOUSSOU, ministre de l'Energie du Bénin

M. HOUSSOU a débuté son intervention en insistant sur le rôle de RegulaE.Fr comme cadre approprié pour partager les savoirs et savoir-faire en croisant les expériences nationales et internationales en matière de régulation du secteur de l'énergie. Il a ensuite mis en avant le programme de renforcement institutionnel du secteur de l'énergie, un des programmes prioritaires de la politique énergétique du gouvernement béninois. L'objectif est de sécuriser les approvisionnements, de réduire leurs coûts et de répondre efficacement aux problèmes énergétiques.

M. HOUSSOU a ensuite énuméré les raisons qui ont conduit à la création de l'Autorité de régulation de l'électricité au Bénin : l'ouverture du secteur de l'électricité à d'autres acteurs, le souci de garantir la sécurité des investissements, donc l'équilibre financier du secteur et des transactions en toute transparence et la nécessité d'assurer la protection des consommateurs. Le ministre a souligné qu'il souhaite un régulateur fort et indépendant.

Les objectifs de la politique du secteur de l'électricité au Bénin sont multiples : garantir l'approvisionnement à un coût compétitif, développer les énergies renouvelables, assurer l'autonomie énergétique, améliorer sa gestion et sa gouvernance et accroître de manière ambitieuse l'accès des populations à l'électricité. Le cadre législatif a été révisé en vue d'attirer les importants investissements privés nécessaires au développement du secteur. La priorité accordée au secteur est indéniable et produit déjà des résultats concrets et probants dans l'ensemble des pans du système électrique.

Dans ce contexte dynamique, le gouvernement béninois a pris en mai 2022 une décision majeure consistant en la signature des contrats de concession et d'achat d'énergie pour les premiers IPP¹ après un très long processus. L'Autorité de Régulation de l'Electricité a été au cœur du processus qui a conduit à ces résultats et a joué un rôle majeur qui mérite d'être souligné selon le ministre.

➤ M. Pavlos EVANGELIDIS, chef de la section Pacte vert et investissement au sein de la délégation de l'Union européenne au Bénin

M. EVANGELIDIS, représentait Mme Sylvia HARTLEIF, Ambassadrice de l'Union européenne au Bénin, il s'est félicité de l'organisation de cette rencontre qui permet le partage de bonnes pratiques dans le domaine de la régulation et a renouvelé l'engagement de son institution à soutenir les initiatives dans le domaine de la promotion de l'énergie électrique. Ce secteur est l'un des domaines prioritaires de l'intervention de l'Union européenne dans le pays.

En tant que représentant de l'Union européenne, M. EVANGELIDIS s'est félicité d'avoir pu contribuer au niveau national et régional à l'amélioration du secteur énergétique en collaboration avec d'autres partenaires. Il a insisté sur le rôle crucial de la réglementation dans la promotion des investissements. Ce fut également l'occasion pour lui d'énumérer les axes de coopération qui ont été fixés, à savoir le renforcement de la capacité de mise en œuvre, la diffusion de l'expérience et du savoir-faire et la mise en place de mécanismes financiers pour encourager les investissements.

➤ M. Claude Gbedonougo GBAGUIDI, Président de l'ARE Bénin et Président de RegulaE.Fr

M. GBAGUIDI a salué le développement de RegulaE.Fr qui concoure aux échanges et à la collaboration entre régulateurs francophones de l'énergie. En sa qualité de président du régulateur du Bénin, M. GBAGUIDI a brièvement évoqué la situation du pays : le Bénin assure au moins 60% de ses besoins en électricité par sa propre production. Il est prévu de renforcer la production (thermique et renouvelable) pour à terme exporter de l'électricité. D'où l'importance du marché régional de l'électricité de la CEDEAO² qui fut lancé au Bénin en 2018 et du thème de l'atelier sur l'intégration régional et les échanges transfrontaliers.

¹ Independent power producer

² Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest.

M. GBAGUIDI a poursuivi en soulignant l'importance du Bénin puisque le pays abrite le siège du Système d'Échanges et d'Énergie de l'Afrique de l'Ouest (EEEOA) et de son centre d'information et de coordination (CIC) qui sera chargé des échanges transfrontaliers.

Enfin, en tant que président de RegulaE.Fr, M. GBAGUIDI rappelle que le développement d'un marché régional est essentiel pour l'accès à une électricité abordable et fiable pour les consommateurs, le renforcement de la croissance économique régionale et des pays de la région en vue d'un développement durable. A cet égard, il souligne l'importance d'une meilleure gestion des ressources énergétiques afin de mieux gérer les périodes de déficits de production. Les échanges transfrontaliers devront permettre un prix compétitif et abordable pour les consommateurs (industrie, tertiaire et domestique) et l'intégration des énergies renouvelables.

1.2 Session 1 – Le Bénin dans sa région

Cette session était modérée par **Mme EDWIGE, Commissaire à la CRE et deuxième Vice-Présidente de RegulaE.Fr**. Elle a rassemblé trois intervenants.

- **Intervention de M. BASILE GBEDJI, Expert électricien de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) sur la structure du marché au Bénin**

M. BASILE GBEDJI a d'abord donné quelques éléments de contexte géographique et du secteur de l'électricité du Bénin. Le pays connaît une forte disparité en termes d'électrification entre les zones urbaines et rurales : respectivement 57,4% et 9,9% de taux d'électrification. De plus, il fait aussi face un taux élevé des pertes de distribution : 25,6%.

Ensuite, M. BASILE GBEDJI a axé son intervention sur la présentation des acteurs du marché et leurs interactions.

- **Producteurs** : au Bénin, la Société Béninoise de Production d'Électricité (SBPE) est le seul producteur d'énergie électrique pour le réseau national de distribution. Il n'y a donc pas de producteurs indépendants au Bénin. Néanmoins certains émergent, comme Genesis Energy, un producteur indépendant d'électricité qui va installer une centrale électrique à gaz de 41MW. De même, GREEN YELLOW SAS/EGNON Consulting prévoit de construire quatre centrales solaires photovoltaïques d'une capacité combinée de 50 MW. GRT : il s'agit de la Communauté Électrique du Bénin (CEB), une société bi-étatique créée conjointement par le Bénin et le Togo en juillet 1968. D'abord en charge de l'importation d'électricité, en 2018, la CEB est devenue GRT d'énergie avec pour activité connexe la poursuite de l'exploitation du barrage de Nangbéto et des deux turbines à gaz installées dans les deux pays.
- **Clients éligibles** : Au Bénin, il n'y a pas encore de clients dits éligibles, les conditions d'éligibilité de ces clients ne sont pas encore déterminées même si les cimenteries approvisionnées en HTB pourraient l'être à première vue.
- **Exploitant d'électricité hors-réseau** : À fin juin 2022, il y a au Bénin six promoteurs d'électrification hors réseau qui ont signé une convention de concession avec l'État béninois via l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie.
- **Auto-producteur** : Au Bénin, une seule entreprise du nom de TOLARO Global SAS, basée dans le Nord transforme des noix d'acajou brutes en amandes pour l'exportation. Elle a mis en place une centrale d'autoproduction biomasse de 360 kW. Elle extrait un gaz de synthèse des coques d'anacarde qui est utilisé pour alimenter des groupes électrogènes.
- **Auto-consommateur** : Les conditions de raccordement et les tarifs de vente du surplus d'énergie électrique produit par l'auto-consommateur ne sont pas déterminés. Des discussions relatives sont en cours.
- **Intervention de M. KINDADOUSI, Directeur Technique de la Communauté Électrique du Bénin sur l'intégration du Bénin dans l'EEEOA**

En guise d'introduction à son intervention, M. KINDADOUSI a rappelé les fondamentaux d'un système interconnecté afin de mieux comprendre les bénéfices de l'intégration régionales au sein de l'EEEOA.

L'EEEOA a été créée lors du 22ème Sommet de la Conférence des Chefs d'État et de Gouvernement des États Membres de la CEDEAO (1999). C'est une institution spécialisée chargée de l'intégration régionale des systèmes électriques. Son siège, ainsi que les installations matérielles et les logiciels de gestion du marché régional de l'électricité de l'EEEOA sont au Bénin.

Les deux principaux acteurs du sous-secteur de l'énergie électrique du Bénin : la SBEE et la CEB siègent dans les comités Organisationnels et au Conseil Exécutif de l'EEEOA, par conséquent le Bénin est bien intégré au sein du marché régional.

Physiquement, le Bénin est également bien intégré notamment grâce à deux interconnexions. Le poste 330 kV de la CEB de Sakété (première interconnexion de l'EEEOA) fait le lien entre le Nigéria d'une part et le Ghana/Côte d'Ivoire d'autre part, en passant par le Togo dans le cadre de la dorsale côtière.

M. KINDADOUSI a illustré la bonne intégration du Bénin en présentant plusieurs projets en cours, notons :

- Une connexion du réseau Nord du Bénin de 330 kV, au réseau du Niger au poste de la CEB de Malanville dans le cadre de la dorsale nord qui reliera le Nigéria, le Niger, le Burkina Faso et le Bénin
- Le doublement de la ligne 330kV Bénin-Nigeria.
- La dorsale médiane qui connectera le Nigeria, le Bénin, le Togo, le Ghana et la Cote d'Ivoire. Dans ce cadre le poste CEB de Parakou accueillera les infrastructures de cette interconnexion.
- **Intervention de M. SOUDÉ, Expert en production et mouvement d'énergie et ancien Directeur technique de la Société Béninoise d'Énergie Électrique sur le Bénin et les acteurs régionaux**

Avant de présenter le cadre institutionnel et juridique du secteur de l'électricité béninois, M. SOUDÉ a donné quelques informations d'ordre géographique : pays frontaliers (Togo, Burkina Faso, Niger et Nigeria), superficie (114 000km²) et démographique (10 millions d'habitants).

A propos du cadre institutionnel, plusieurs acteurs clés sont impliqués. Tout d'abord le ministère de l'énergie qui définit la politique énergétique du Bénin et qui assure la tutelle de l'ensemble des acteurs qui interviennent directement dans le secteur. Le ministère est soutenu par l'Unité Chargée de la Politique de Développement des Énergies Renouvelables (UCPEDER) dans l'élaboration et la mise en œuvre de la politique des énergies renouvelables. Concernant la régulation du secteur électrique, l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) veille au respect des textes législatifs et réglementaires. Les autres acteurs clés sont les suivants :

- La Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) qui assure la commercialisation et la distribution de l'électricité au Bénin.
- La Société Béninoise de Production d'Électricité (SBPE) qui produit (in)directement l'électricité et assure l'équilibre offre-demande du pays.
- La Communauté Électrique du Bénin (CEB) qui gère le réseau de transport d'énergie à l'interconnexion Bénin-Togo et exerce quelques activités connexes.

Les activités du secteur de l'électricité sont régies par deux lois et leurs décrets d'application. Tout d'abord, le Code Bénino-Togolais de l'Électricité qui est issu d'un Accord International signé entre le Bénin et le Togo en 1968. Deuxièmement, le Code de l'Électricité au Bénin promulgué en avril 2020 vient compléter le code Bénino-Togolais. Il définit notamment les orientations de la politique et les principes généraux d'organisation, de fonctionnement et de développement du secteur de l'électricité.

M. SOUDÉ a ensuite évoqué les acteurs régionaux en particulier la CEDEAO et ses institutions spécialisées (EEEOA, ARREC³ et CEREEC⁴). Ces organisations régionales ont pour mission d'intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité en vue d'assurer, à moyen et long terme, un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à un coût compétitif aux populations des États membres.

1.3 Session 2 – La création d'un marché régional de l'énergie

Cette session de travail hybride devait permettre à RegulaE.fr et l'Union Africaine (UA), en particulier l'équipe d'assistance technique de l'Union Européenne depuis Addis Abeba d'échanger sur l'African Single Electricity Market (AfSEM).

Le marché unique africain de l'électricité (AfSEM) a été officiellement lancé par les chefs d'État et de gouvernement africains, au cours de la 34e session ordinaire de l'Assemblée de l'Union africaine (UA), en 2021. Il ouvre la voie à l'un des plus grands marchés de l'électricité au monde, couvrant les 55 États membres de l'Union Africaine et une population de plus de 1,3 milliard d'habitants.

³ Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO

⁴ Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO

Avec le soutien de la Facilité d'assistance technique dédiée à l'énergie durable de l'Union européenne (EU TAF), l'Union Africaine coordonne depuis 2015 l'harmonisation des marchés africains de l'électricité, avec pour objectifs stratégiques d'améliorer l'accès à une énergie fiable et durable, de promouvoir l'industrialisation, le développement économique et la création d'emplois.

Lors de cette séance, Mr KINUTHIA, conseiller senior en infrastructure et énergie à l'African Union Commission, a présenté les documents de politique et stratégie de l'AfSEM. Ensuite l'expert de l'EU Technical Assistance Facility, Mr. DIZDAREVIC, présenté la préparation du marché, ainsi que les aspects techniques et de réglementation.

M. KAMAR, expert de la Facilité d'assistance technique de l'UE, a alors présenté le rôle des régulateurs membres de RegulaE.Fr dans le processus du marché unique africain de l'électricité. Tout d'abord, il a parlé du processus de développement des marchés transfrontaliers de l'électricité et des quatre principaux domaines de travail : les réformes et l'harmonisation des cadres réglementaires ; le développement et l'exploitation des infrastructures ; le renforcement des capacités au niveau national et régional et la mise en place d'un régime tarifaire efficace, transparent et reflétant les coûts.

Par ailleurs, M. KAMAR a indiqué les réformes nécessaires à la mise en place d'un marché régional et l'importance de la régulation. En effet, l'échange de ressources énergétiques entre les pays membres des marchés régionaux est complexe à coordonner et nécessite la mise en place d'un système de régulation efficace. De plus, la capacité des régulateurs nationaux et régionaux à mener à bien leurs missions, leur degré d'autonomie en termes de financement, entraîne des répercussions sur la construction de marchés régionaux efficaces. Par conséquent, la mise en place d'un cadre réglementaire est fondamentale et l'établissement du cadre réglementaire qui guidera le développement du marché de l'électricité est une tâche essentielle du régulateur. M. KAMAR a souligné la nécessité de l'indépendance des régulateurs : indépendance organisationnelle, financière et opérationnelle. Or, si les autorités de régulation ont été créées en tant que régulateurs indépendants, la plupart d'entre elles (et notamment parmi les membres de RegulaE.Fr) ne sont pas indépendantes, du moins du point de vue financier et opérationnel.

Enfin, M. KAMAR a présenté les régulateurs qui sont membres du réseau RegulaE.Fr. Le réseau francophone est composé de 31 autorités de régulation membres, dont : 1 régulateur dans les Caraïbes, 20 en Afrique, 3 dans les Amériques, 1 en Asie-Pacifique et 6 en Europe. Il est à noter que les pays africains membres de RegulaE.Fr sont tous membres de pools énergétiques en Afrique.

La session de questions-réponses a porté sur le travail d'évaluation et de recommandation de la Facilité d'assistance technique de l'UE. Les experts ont répondu qu'ils travaillaient sur le renforcement institutionnel des régulateurs, en tenant compte de leurs lacunes individuelles et à la lumière de leur rôle dans leur pays et au niveau régional.

1.4 Session 2 bis – La création d'un marché régional de l'énergie

Cette session était modérée par M. GBAGUIDI, Président de l'ARE du Bénin et de RegulaE.Fr. Elle a rassemblé trois intervenants.

- **Intervention de M. ALDAYAROV, Responsable du programme sur les marchés, la connectivité et le commerce de la Banque Mondiale sur les marchés concurrentiels de l'électricité et développement durable**

M. ALDAYAROV a dressé un portrait de la demande mondiale d'électricité. Celle-ci a explosé, créant des tensions sur de nombreux marchés de l'électricité, poussant les prix à des niveaux sans précédent et portant les émissions du secteur à des niveaux records. Il a noté que la flambée des prix de l'énergie menace la capacité des pays en développement à augmenter leur consommation globale d'énergie grâce à des sources à faible émission de carbone et à rendre plus accessible une énergie propre et abordable. Son intervention a porté sur le rôle de la concurrence et de la collaboration, rendues possibles par les marchés régionaux de l'électricité, pour garantir la fourniture de services d'électricité fiables, abordables et durables.

Tout d'abord concernant les avantages des marchés régionaux, il a souligné la fiabilité qui permet de maintenir une sécurité d'approvisionnement maximale, même avec des parts record d'ENR. Pour illustrer son propos, M. ALDAYAROV a pris l'exemple du Danemark et de son intégration dans le marché européen. Toujours à propos de la fiabilité, il a souligné que l'intégration régionale des marchés assure la sécurité d'approvisionnement en période de crise comme le prouve la synchronisation de l'Ukraine avec ENTSO-E⁵.

M. ALDAYAROV a ensuite parlé de l'accessibilité financière. Selon lui, le commerce transfrontalier offre des avantages substantiels et atténue la volatilité des prix. Le potentiel hydroélectrique à faible coût dans le Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP) permet de tirer des avantages considérables d'un commerce accru dans cette

⁵ Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

région. Le commerce régional au sein de l'EAPP profite tant aux pays importateurs qu'aux pays exportateurs, ce qui, en fin de compte, améliore l'accès à une électricité verte, fiable et abordable.

M. ALDAYAROV a ensuite évoqué les défis climatiques et les avantages des marchés régionaux dans ce contexte. La connexion de marchés ayant des mix énergétiques différents peut apporter de la stabilité au système électrique grâce à une utilisation optimale des ressources, des prix plus stables et une meilleure intégration des énergies renouvelables.

Néanmoins, M. ALDAYAROV rappelle que des défis devront être surmontés afin de développer un marché de l'électricité plus intégré - tant au niveau régional que national - nécessitant des actions synchronisées. La question du choix de la conception du marché régional est importante. Selon M. ALDAYAROV, la mise en place d'un marché n'est pas aussi complexe qu'on pourrait le penser - il suffit de décider de quelques caractéristiques de conception à adapter en fonction des conditions.

En guise de conclusion, M. ALDAYAROV rappelle un principe fondamental : les avantages du marché régional augmentent à mesure que l'intégration s'approfondit. Le bon fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité peut prendre du temps, mais les étapes ne doivent pas nécessairement être séquentielles.

- **Intervention de M. KAM, Chef Division Clientèle et Marché au sein de l'EEEOA sur la création d'un marché régional de l'énergie et plus précisément sur le cas de l'EEEOA**

M. KAM a commencé son exposé par une présentation de l'état du réseau interconnecté en 2021 au sein de l'EEEOA. La puissance installée interconnectée représente 23,7GW pour une puissance disponible de 13 GW. La production s'élève à 79,6TWh et les échanges représentent 7% de l'énergie produite. La production d'électricité est principalement d'origine thermique fossile (73,6%), puis hydraulique (25,6%) et enfin solaire (0,8%). M. KAM a terminé son introduction en soulignant le doublement des échanges au sein de l'EEEOA entre 2020 et 2025 grâce à deux nouvelles interconnexions.

M. KAM a ensuite présenté les cinq objectifs du marché de l'électricité de la CEDEAO :

- Objectif 1 : l'interconnexion des 14 pays continentaux de la CEDEAO : Pour le moment, 13 pays sont électriquement connectés mais ils fonctionnent comme trois réseaux séparés pour des raisons de stabilité : le réseau synchrone de l'Est (Nigeria, Niger et une partie Togo/Benin); Centre (Ghana, Côte d'Ivoire, Liberia, Sierra Leone, Guinée, Burkina Faso, une partie du Mali et une partie du Togo/Benin) et de l'Ouest (Gambie, Sénégal, Mauritanie et une partie du Mali). Un pays est isolé : La Guinée-Bissau.
- Objectif 2 : La synchronisation du réseau interconnecté de l'EEEOA : Deux tests de synchronisation des trois blocs sont prévus en juillet et septembre 2022.
- Objectif 3 : La mise en œuvre du Centre d'information et de Coordination (CIC) de l'EEEOA : Le projet est financé par l'Union européenne à hauteur de 30 millions euros. Les travaux sont en cours, le taux de réalisation était de 92% en avril 2022, et le centre est en cours d'équipement.
- Objectif 4 : Ressources humaines et formation : projet également financé par l'Union européenne avec une subvention de 4 millions d'euros. Son objectif est de fournir une assistance technique à l'Opérateur du Système et du Marché de la CEDEAO. Le projet se découpe en deux phases sur 35 mois :
 - Phase 1 : Appui à la mise en place des procédures du CIC avant la finalisation du bâtiment et son équipement.
 - Phase 2 : Appui au fonctionnement du CIC après la finalisation du bâtiment et son équipement.
- Objectif 5 : Amélioration de la viabilité financière des sociétés de distribution. Il s'agit d'un projet de coopération allemande avec l'appui technique de la GIZ⁶ et une subvention de 10 millions d'euros. Un rapport d'étude sur les pertes de distribution produit en juillet 2017 a montré des disparités entre les sociétés de distribution et la nécessité de réduire les pertes pour la SBEE (Bénin), EDG (Guinée), EAGB (G-Bissau), NAWEC (Gambie), NEDCO (Ghana), ECG (Ghana), AEDC (Abuja, Nigéria) dont les pertes étaient supérieures à 20%. Un plan d'action a été élaboré avec 3 objectifs : la mise en place d'un cadre d'évaluation harmonisé ; le partage d'expériences et de bonnes pratiques ; et des projets de réduction des pertes de distribution. 17 entreprises sur les 23 étudiées ont réussi à réduire les pertes totales sur les années 2017 à 2019.

⁶ Banque de développement allemande - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

- Objectif 6 : la préparation de la phase concurrentielle du marché. Cet objectif se déroule en 3 phases. La première phase est terminée, la seconde est en cours. C'est-à-dire qu'il a une révision du cadre réglementaire pour les échanges bilatéraux, la mise place du cadre réglementaire pour le Marché du jour pour le lendemain/ Day ahead Market, le développement des procédures pour le règlement des différends et les règles d'application entre autres. La troisième et dernière phase marque une nouvelle étape vers un marché concurrentiel et intégré.
- **Intervention de Mme EDWIGE, Commissaire à la CRE et deuxième Vice-Présidente de RegulaE.Fr avec un retour d'expérience sur le marché européen et la crise des prix**

Mme EDWIGE a souhaité rappeler quelques faits et une remise en situation pour débiter son intervention. En 2021, les prix de l'électricité en Europe ont atteint des niveaux sans précédent. Cette crise a également affecté les prix du gaz. De plus, dans le contexte général de reprise économique après le ralentissement lié à la COVID, il y a eu en fait une tension générale sur les matières premières. L'offre mondiale de gaz en 2021 est restée très tendue. Parallèlement, on a assisté à une hausse du prix des quotas de CO₂. Confrontée à une pénurie de GNL en Europe au début de l'année 2021, l'Europe a dû recourir à une utilisation intensive de ses installations de stockage afin de répondre à sa demande sur la fin de l'hiver 2020-2021. Cependant, du printemps à l'été, les niveaux de stockage européens sont restés continuellement bas, ce qui a contribué à la pression sur les prix.

Les faibles injections de Gazprom dans son propre stockage par rapport à ses concurrents, ainsi que les températures anormalement fraîches du printemps en Europe, ont contribué au ralentissement du remplissage. Le pessimisme croissant du marché quant à l'évolution des approvisionnements en gaz russe vers l'Europe a entraîné une très forte volatilité des prix du gaz, alors que la demande de GNL en Asie reste élevée.

Quant aux prix de l'électricité, ils ont été directement affectés par la hausse et la volatilité des prix des matières premières, notamment du gaz. A partir de septembre 2021, les marchés ont été marqués par de fortes inquiétudes sur la sécurité de l'approvisionnement électrique français pour l'hiver 2021-2022 face aux incertitudes sur les approvisionnements en gaz et à la faible disponibilité du nucléaire, inquiétude renforcée par de nouvelles indisponibilités. Ceci a contribué à une augmentation particulière des prix de gros de l'électricité en France pour l'hiver 2021-2022.

En conséquence, des mesures ont été prises pour protéger le consommateur : bouclier tarifaire pour l'électricité et le gaz, relèvement du plafond de l'ARENH⁷, chèque énergie, désignation d'un fournisseur de secours.

Mme EDWIGE a ensuite évoqué le marché européen, outil central de la politique énergétique européenne, mais remis en cause en cette période de crise. Elle a commencé par expliquer le principe du coût marginal croissant : le lien entre la demande et la courbe d'offre formée par l'empilement des moyens de production par ordre de coût marginal croissant détermine le prix de l'électricité. C'est un mécanisme fondamental du modèle européen.

Elle a ensuite livré quelques réflexions sur le marginalisme et l'investissement. Le marginalisme signifie que lorsque les prix sont élevés, la rente " inframarginale " devient très importante, ce qui constitue un effet d'aubaine pour certains producteurs. Or, pour sortir du marginalisme, il faudrait revoir le système de tarification de l'énergie, par exemple en segmentant les différents types d'approvisionnement (base, semi-base, pointe). En revanche, un régime tel que le régime " energy only " est adapté à la gestion d'un parc existant mais pose des questions du point de vue de l'investissement.

En conclusion, Mme EDWIGE a rappelé que l'ouverture des marchés s'inscrit dans un long processus et que l'évolution de la gouvernance doit être pensée en fonction des objectifs de la politique énergétique et en fonction du contexte et des caractéristiques régionales. Elle a conclu en disant que le " marché " est un modèle d'organisation très sophistiqué, qui nécessite des institutions fortes et des acteurs " formés ", avec le soutien de régulateurs indépendants.

- **Echanges avec la salle**

Lors de la séance de questions-réponses, plusieurs questions ont été posées à Mme EDWIGE, notamment sur la crise des prix, la satisfaction des consommateurs et la transition énergétique dans ce contexte, ainsi que sur le rôle du régulateur et son action au quotidien en période de crise.

Mme EDWIGE a souligné le travail des équipes de la CRE qui surveillent en permanence les marchés et analysent les prix afin de fournir une information de qualité permettant de prendre des décisions justes. La CRE réalise des simulations pour évaluer l'impact de ses choix. La CRE a pour principe la transparence, ce qui signifie que le calcul

⁷ Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique

des tarifs est rendu public. De plus, dans sa mission de protection du consommateur, la CRE recherche constamment des alternatives afin de ne pas surexposer les consommateurs.

Bien que la CRE soit indépendante, elle travaille en collaboration avec tous les acteurs du marché. La CRE fait des propositions et partage son expertise avec le gouvernement, qui est chargé de prendre des décisions telles que des mesures fiscales. Néanmoins, la CRE se positionne et accompagne le gouvernement pour le développement des énergies renouvelables. C'est pourquoi, malgré la crise, la remise en cause de la transition énergétique n'est pas d'actualité. Le respect des objectifs climatiques de l'UE conduit à une plus grande souveraineté énergétique.

L'autre question portait sur les pertes de distribution. La délimitation de l'étude d'évaluation des pertes a été réexpliquée et clarifiée par M. SIE. En 2017, les 25 sociétés de distribution de la CEDEAO ont rédigé un rapport. Celles qui ont plus de 15-20% de pertes devraient rapidement faire des efforts pour réduire leurs pertes, car il n'est pas économiquement acceptable de perdre autant et de réduire leur capacité à fournir un prix abordable à leurs clients.

2. Atelier RegulaE.Fr - Mercredi 29 juin

2.1 Session 3 – Construire un dialogue commun entre régulateurs

Cette session était modérée par **Madame NIKIEMA, Présidente de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Énergie (ARSE) du Burkina Faso**. Elle a rassemblé deux intervenants.

- **Intervention de M. BILEN, Expert en affaires européennes et internationales, Regulatory Authority for Energy (RAE) sur l'expérience du régulateur grec RAE dans le cadre de sa participation aux institutions européennes**

M. BILEN, pour la première intervention du régulateur grec dans les ateliers de RegulaE.Fr, a présenté l'expérience de RAE dans le cadre de sa participation aux activités européennes. Il a commencé sa présentation en présentant le régulateur grec et ses différentes missions telles que le suivi et la supervision du marché de l'énergie, la supervision de la sécurité de l'approvisionnement énergétique, l'octroi de licences, l'approbation des tarifs pour les activités non concurrentielles, la supervision des opérateurs de réseaux et l'accès aux interconnexions, et la protection des consommateurs. M. BILEN a présenté les différentes institutions européennes et internationales auxquelles le régulateur participe, puis a détaillé son travail avec les institutions européennes.

M. BILEN a présenté l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ses missions et son fonctionnement, ainsi que le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Il indique que RAE et les autres régulateurs européens participent activement aux travaux et aux réunions de ces deux institutions, et les régulateurs participent également aux différents groupes de travail et contribuent à la rédaction des livrables.

M. BILEN a indiqué que le régulateur grec était également présent dans la Communauté de l'énergie (EnC), une organisation internationale qui réunit l'Union européenne et ses voisins pour créer un marché paneuropéen intégré de l'énergie. RAE est aussi présent au sein du Conseil de régulation de la Communauté de l'énergie (ECRB), qui est l'organe régional indépendant des régulateurs de l'énergie établi au sein de la Communauté de l'énergie.

Il conclut en déclarant que les institutions européennes et les organismes internationaux sont des outils précieux pour échanger des connaissances et des expériences, pour coordonner des initiatives mutuelles, mais aussi pour discuter des principaux développements technologiques et de leur impact sur le marché de l'énergie. Ainsi RAE se félicite de faire partie dorénavant des membres du réseau RegulaE.Fr.

- **Intervention de M. Oumar BANGOURA, Expert Juriste au sein de l'ARREC sur l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO**

M. BANGOURA a débuté sa présentation en introduisant le marché régional de l'électricité de la CEDEAO, un marché qui comprend 15 états membres, avec plus de 400 millions de personnes et représente 30% des réserves prouvées de pétrole brut et 31% des réserves prouvées de gaz naturel en Afrique, cependant avec un taux d'accès à l'électricité de 25%. Il est revenu sur les différentes institutions du secteur de l'énergie de la CEDEAO à savoir le Système d'échanges d'énergie électrique ouest africain (EEEOA), l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC), l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (AGAO) et le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CERREC).

M. BANGOURA a présenté les phases du marché en cours, à savoir que celle ciblée est la phase 3 qui est la création d'un marché régional de l'électricité compétitif et liquide, intégrant le négoce d'autres produits ou services tels que les services auxiliaires ou les produits financiers.

Ainsi l'ARREC jouera un rôle important dans ce nouveau marché à savoir de réguler les échanges transfrontaliers d'électricité, d'harmoniser l'organisation du secteur de l'électricité et aller vers la création d'un marché régional, de soutenir le développement du marché régional, de participer à l'élaboration de la politique énergétique régionale par la CEDEAO, assister les régulateurs nationaux sur les questions techniques et réglementaires. L'ARREC établira une interaction et une communication claire entre les parties prenantes (Gouvernements, Commission de la CEDEAO, Régulateurs nationaux, Organisations régionales, Opérateurs d'Electricité). M. BANGOURA a ensuite présenté la structure et l'organigramme de l'ARREC.

D'après la directive de 2013 sur l'organisation du marché régional de l'électricité, les états de la CEDEAO sont chargés de mettre en place une autorité de régulation indépendante quand elle n'existe pas. Ainsi à l'heure actuelle seule la Guinée Bissau n'a pas encore de régulateur opérationnel, et la plupart des régulateurs nationaux sont encore en phase d'opérationnalisation. M. BANGOURA précise que l'ARREC ne se substituera pas aux régulateurs nationaux, au contraire les régulateurs apporteront leur plein appui à l'ARREC pour la mise en œuvre des dispositions de la présente directive en vue d'assurer le bon fonctionnement de leurs marchés nationaux et du marché régional.

2.2 Session 4 – Le développement des interconnexions

Cette session était modérée par M. M'BATNA, Directeur Général de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Energie Electrique (ARSE) au Tchad. Elle a rassemblé trois intervenants.

- **Intervention de M. HESSOU, Directeur PIPES au sein de l'EEEOA sur la planification nationale et régionale**

M. HESSOU a débuté son intervention avec une brève présentation de l'EEEOA, rappelant les décisions clés de la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CEDEAO. La vision promue est celle de l'intégration des systèmes nationaux dans un marché régional unifié. Par conséquent, ses missions sont les suivantes : promouvoir et développer les infrastructures de production et de transport d'énergie électrique et également assurer la coordination des échanges d'énergie électrique entre les Etats membres de la CEDEAO. M. HESSOU a poursuivi en présentant la structure organisationnelle de l'EEEOA.

L'EEEOA prépare un nouveau plan directeur pour s'adapter à l'évolution rapide des investissements au sein des pays membres de la CEDEAO, mais aussi à l'évolution des stratégies et à la mise à jour des Plans Directeurs Nationaux de production et de transport d'énergie électrique. Par ailleurs, les Etats ont renouvelé leur volonté d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique régional, notamment au regard des économies offertes par l'énergie solaire. Enfin, ce nouveau plan prendra en compte l'interconnexion des systèmes électriques nationaux des pays continentaux de la CEDEAO pour renforcer les échanges.

M. HESSOU a également dressé un tableau de la situation actuelle du sous-secteur de l'électricité dans l'espace CEDEAO, à savoir une forte croissance de la demande en électricité (en moyenne 8% par an), mais une production insuffisante par rapport à la demande malgré le potentiel important qui existe, combinée à un système électrique très jeune avec des défis d'exploitation et une intégration très progressive des énergies renouvelables (solaire).

En tant que Directeur du PIPES (Planification, Programmation des Investissement et Sauvegarde de l'Environnement), M. HESSOU a expliqué l'approche de l'EEEOA qui consiste à visiter tous les Etats membres continentaux de la CEDEAO pour collecter des données et interviewer les acteurs clés des secteurs énergétiques nationaux ; réaliser une étude économique pour identifier les investissements nécessaires pour la production et la transport ; et vérifier, par des études techniques, que les investissements proposés dans la production et la transport conduiront à des conditions de fonctionnement stables et fiables. M. HESSOU a ensuite témoigné des résultats (principaux) du plan directeur 2019-2033 : il comporte 75 projets régionaux, jugés prioritaires pour la période 2019-2033, pour un coût total d'investissement estimé à 36,39 milliards de USD. 28 projets concernent des lignes de transport totalisant environ 22 932 km de lignes de transport à haute tension pour un coût estimé à 10,48 milliards de USD. 47 autres projets sont destinés à la production avec une capacité totale d'environ 15,49 GW (dont 10,67 GW de renouvelables) pour un coût estimé à 25,91 milliards de USD.

- **Intervention de M. ATADET, Secrétaire Permanent du Pool Energétique de l'Afrique Centrale (PEAC) sur le développement du code de réseau régional et des limitations réglementaires**

M. ATADET a introduit le Pool Energétique de l'Afrique Centrale (PEAC), qui est une institution spécialisée de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique Centrale (CEEAC). Son siège est à Brazzaville (Congo). Institution

spécialisée de la CEEAC, le PEAC a été créé par deux accords : l'accord cadre Intergouvernemental et l'Accord Inter société en 2003. En 2007, les Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CEEAC ont fait une déclaration sur le Développement du Secteur de l'Electricité en Afrique centrale, prônant l'intégration de l'énergie électrique comme un secteur de concentration. Le PEAC regroupe 11 sociétés (de 11 pays) et représente une superficie de 6 640 000 km², avec une population d'environ 200 millions d'habitants. La puissance installée est d'environ 11,5 GW dont 8,7 GW disponible. La production totale est de 53 TWh dont presque la moitié est produite à partir de barrage hydroélectrique.

La vision de long terme du PEAC est de valoriser l'énorme potentiel hydroélectrique de l'Afrique Centrale pour satisfaire, à l'horizon 2030, toutes les formes de demande en électricité à l'intérieur et à l'extérieur de l'espace CEEAC, via des boulevards énergétiques interconnectés et des marchés de libre-échange d'énergie électrique.

Le PEAC a identifié 5 objectifs : i) Développer les infrastructures de production et de transport d'énergie électrique, ii) Renforcer les capacités institutionnelles, iii) Créer un environnement réglementaire et législatif, iv) établir des règles commerciales et cadre de régulation et v) établir et interpréter des règles techniques pour l'exploitation des réseaux interconnectés en vue d'améliorer l'intégration des marchés nationaux et accroître le taux d'électrification.

Le PEAC exerce ses compétences sur le principe de subsidiarité, il s'agit d'un instrument privilégié de coopération et d'un espace de concertation, de dialogue permanent et de consensus sur l'ensemble des projets et programmes énergétiques de l'Afrique centrale. Il se charge de la mise en œuvre des politiques et des stratégies sectorielles communautaires.

Le portefeuille du PEAC comporte deux types de projets :

- Les projets intégrateurs prioritaires (PIP) qui sont des vecteurs incontournables du développement des réseaux électriques d'interconnexion entre les États membres du PEAC. Ils sont au nombre de 27. Par exemple l'interconnexion Cameroun-Tchad et l'interconnexion Inga-Cabinda-Pointe Noire.
- Les projets du programme d'électrification transfrontalières (PPET) qui constituent les premières étapes pour l'accès à l'électricité des populations vivants dans des villages situés sur une même frontière. Ils sont au nombre de 13.

Par ailleurs, M. ATADET a présenté les instruments de développement du marché de l'électricité en Afrique centrale. Il s'agit entre autres du Code du Marché de l'Electricité adopté en 2009 par la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement, de la première version du Code régional d'exploitation des réseaux électriques des pays membres de la CEEAC. En 2011, du Document stratégique de politique énergétique régionale DSPER-PEAC en 2014 et de la décision 73/CEEAC/CCEG/XVI/15 portant institution d'un prélèvement PEAC et la création d'un fonds de Développement du secteur électrique en Afrique Centrale adopté par la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement en 2015.

Il a également souligné que l'année 2022 marque le lancement du processus de révision du code d'exploitation des réseaux électriques des pays membres de la CEEAC, le processus de création et d'opérationnalisation de la Commission régionale de régulation de l'électricité en Afrique centrale (CORREAC), et le début du processus d'élaboration d'un schéma directeur du secteur de l'électricité en Afrique centrale.

- **Intervention de M. NEGBEGBLE, Expert Electricien, au sein de l'ARREC sur le développement du code de réseau régional et des limitations réglementaires**

M. NEGBEGBLE a divisé sa présentation sur le développement du code de réseau régional pour le marché régional de l'électricité (MRE). Il a tout d'abord donné un aperçu du MRE, puis a présenté le code de réseau de l'EEEOA.

Tout d'abord, concernant le cadre institutionnel, il a présenté les trois niveaux de gouvernance : le Conseil des ministres de la CEDEAO est au sommet de la hiérarchie, suivi de ses organes (EEEOA, CCI, OSM⁸ et ARREC), et enfin le dernier niveau est le marché. Concernant le cadre réglementaire, il y a également trois niveaux : les actes fondamentaux que sont le protocole énergétique de la CEDEAO et l'acte additionnel A/SA.2/01/08 du 18 janvier 2008 portant création de l'ARREC, puis il y a les règlements et directives de la CEDEAO et enfin la régulation du marché. C'est à ce niveau que sont réglées les questions relatives à l'allocation des capacités, à la gestion de la congestion, au développement et au raccordement des réseaux, etc.

M. NEGBEGBLE a indiqué que le développement du MRE est prévu par le cadre réglementaire en trois phases. La première phase était une phase d'introduction basée sur des échanges bilatéraux transfrontaliers. La phase 2 est en cours (2022-2023), elle consiste à accroître l'intégration du marché à l'échelle régionale notamment par des échanges bilatéraux avec transit par des pays tiers sur la base d'instruments commerciaux standards (contrats) et la mise en place d'un marché du Jour pour le Lendemain pour les échanges à court terme. A noter également, que

⁸ Opérateur régional du système et du marché

la tarification du transport est dès lors réglementée par l'ARREC et qu'il n'est donc plus possible de s'entendre au niveau bilatéral. Enfin, M. NEGBEGBLE a présenté la phase 3, qui s'inscrit dans le très long terme, puisqu'elle concerne un marché liquide et compétitif dans la région.

M. NEGBEGBLE a expliqué les raisons de l'élaboration d'un code de réseau régional. Celui-ci devrait permettre de clarifier les règles relatives aux principales fonctions du MRE. En effet, selon lui, dans la réglementation du marché régional actuellement en vigueur, il y a des fonctions de l'organisation régionale du marché pour lesquelles les règles et procédures sont soit absentes, soit peu claires, et il cite la gestion de la congestion, le développement du réseau et le raccordement du réseau comme étant les sujets concernés. Ce code devrait également rendre plus claires et plus visibles les règles et procédures qui se trouvent dans plusieurs décisions réglementaires de l'ARREC et dont la consultation est souvent fastidieuse.

S'en est suivie une présentation du contenu du Code du Réseau de l'EEEOA par M. NEGBEGBLE. Le Code du Réseau de l'EEEOA établit les règles générales basées sur un ensemble de principes régissant le statut, le fonctionnement et le développement des interconnexions transfrontalières et du marché régional de l'électricité (MRE) dans l'espace CEDEAO. Il est composé de 8 éléments⁹.

M. NEGBEGBLE a souhaité mettre en exergue certaines particularités du code de réseau de l'EEEOA telles que le maintien du principe du premier arrivé, premier servi pour l'allocation des capacités ou encore l'idée de créer un comité de suivi qui soumettrait un rapport trimestriel indépendant de suivi du marché pour décision de l'ARREC.

En conclusion, M. NEGBEGBLE a présenté les prochaines étapes jusqu'à l'adoption du code de réseau de l'EEEOA. Cela se fera en deux étapes, d'abord une validation de l'EEEOA (environ 3 mois) et ensuite les consultations réglementaires et l'approbation du code réseau par l'ARREC (6 à 12 mois).

- **Intervention de M. TURMEL, Régisseur au sein de la Régie de l'Énergie du Québec sur l'accroissement de la fiabilité du système et l'accès à l'énergie**

Dans sa présentation M. TURMEL s'est concentré sur les Normes de fiabilité du réseau de transport d'électricité au Québec. Il a rapidement présenté le réseau de transport d'électricité en donnant quelques chiffres clés : 34 000 km de lignes de transport ; 15 interconnexions ; 865 millions de dollars d'exportations nettes.

M. TURMEL a ensuite parlé des pannes d'électricité qu'a connues le Québec : l'historique et le cadre qui en a résulté. La première panne, en 1965, a touché le nord-est des États-Unis et le sud de l'Ontario. Le Northeast Power Coordinating Council¹⁰ (NPCC) et la North American Electric Reliability Corporation (NERC) ont été créés. La NERC a élaboré des directives, des critères et des guides d'exploitation et de planification qui ont été suivis sur une base volontaire. Entre 1970 et 1989, dix pannes majeures ont incité Hydro-Québec à élaborer de nouveaux critères de conception et d'exploitation, mais le réseau d'Hydro-Québec ne s'est pas conformé aux critères du NPCC avant 1998. Une autre panne en 2003 a mené à l'adoption de l'Energy Policy Act aux États-Unis et de la Loi sur la Régie de l'énergie au Québec, qui réglementent la fiabilité du transport. Les premières normes obligatoires de fiabilité du transport sont entrées en vigueur aux États-Unis et au Québec en 2007 et 2015 respectivement.

Le contenu des normes du NERC est divisé en quatre éléments : Introduction (titre, numéro, but, applicabilité et date d'entrée en vigueur), Exigences et mesures, Conformité (processus de surveillance et niveaux de gravité de la non-conformité) et Différences régionales. Il existe une annexe pour le Québec, qui lui permet de codifier des dispositions spécifiques pour l'application des normes au Québec, qu'elles soient de nature technique ou administrative.

Dans la deuxième partie de la présentation, M. TURMEL a expliqué le fonctionnement du réseau électrique québécois. La Régie de l'énergie veille à ce que le transport de l'électricité au Québec se fasse conformément aux normes de fiabilité qu'elle a adoptées. Ainsi, elle peut demander qu'une norme soit modifiée ou qu'une nouvelle norme soit soumise, et elle adopte les normes de fiabilité et fixe leur date d'entrée en vigueur. Elle a aussi pour responsabilité de contrôler le respect des normes et d'appliquer des sanctions en cas de non-conformité. Enfin, la Régie désigne le coordonnateur de la fiabilité du Québec, qui dépose les normes de fiabilité de la NERC auprès de la Régie de l'énergie et évalue la pertinence et l'impact des normes déposées. De plus, il soumet à l'approbation de la Régie un guide énonçant les critères à considérer pour déterminer une pénalité en cas de non-conformité. Elle peut également émettre des directives opérationnelles. Une dernière tâche importante consiste à identifier les entités visées par les normes. Il s'agit de tout propriétaire ou exploitant d'une installation de 44 kV, d'un réseau de transport ou d'une installation de production d'au moins 50 MVA ; de tout distributeur dont la puissance de pointe est supérieure à 25 MW ; de toute personne utilisant un réseau de transport en vertu d'une entente de service.

⁹ Glossaire et définitions ; Conditions générales ; Code de planification ; Code d'exploitation ; Code de raccordement ; Code de marché ; Code de comptage ; Code de formation des opérateurs du système.

¹⁰ Zones de réglages Québec, Ontario, Maritimes, État de New York et États de la Nouvelle-Angleterre. Successeur the interconnexion Canada - États Unis de l'est (CANUSE).

De plus, la Régie peut conclure une entente avec un organisme expert dans le domaine pour élaborer des normes de fiabilité, surveiller l'application de ces normes et fournir des conseils ou des recommandations. L'entité concernée doit pouvoir présenter ses observations, après quoi la Régie peut imposer une sanction.

Enfin, M. TURMEL a terminé sa présentation par la procédure en cas de non-conformité. La Régie peut mandater un organisme pour fournir un rapport et recommander l'imposition ou non d'une pénalité financière (jusqu'à 500 k\$/jour) ou d'un plan de redressement, ou exiger des mesures correctives immédiates si la conformité compromet sérieusement la fiabilité du transport.

2.3 Session 5 – La mutualisation du financement des moyens de production

Cette session était modérée par **M. DAHOENON, Directeur de programme de la GIZ**. Elle a rassemblé deux intervenants.

- **Intervention de Mme MBOCK, Spécialiste senior de l'énergie pour la politique et la régulation à la Banque Africaine de Développement (BAD), sur le renforcement la transparence du marché et atténuer les risques et promouvoir les investissements du secteur privé**

Mme MBOCK a développé sa présentation en trois parties : la transparence, les résultats de l'indice de réglementation de l'électricité (ERI) et les investissements.

L'ERI est une évaluation empirique de l'environnement réglementaire et de la performance des régulateurs de l'électricité en Afrique. L'indicateur est composé de trois sous-indicateurs : Gouvernance réglementaire (RGI), Substance réglementaire (RSI) et Impact réglementaire (ROI). Il teste l'impact réel des actions du régulateur sur le secteur de l'électricité pour :

- Évaluer les facteurs réglementaires sous-jacents qui influencent la performance.
- Comprendre les lacunes réglementaires pour identifier un ensemble d'interventions
- Hiérarchiser les programmes d'intervention nécessaires pour améliorer les performances réglementaires
- Suivre régulièrement les progrès en cours et détecter les problèmes potentiels à un stade précoce.

Les données de l'ERI sont recueillies par le biais d'enquêtes personnalisées auprès des régulateurs et des services publics de l'électricité dans les pays participants. Dans son évaluation, l'ERI tient compte de trois critères : la transparence dans la prise de décision, la prévisibilité, c'est-à-dire un processus transparent, clair et prévisible de prise de décision réglementaire et le libre accès à l'information, c'est-à-dire la mise à disposition du public des principaux instruments et documents réglementaires.

Mme MBOCK a présenté une carte montrant les résultats de l'ERI pour 2021. Un seul pays - l'Ouganda - a un niveau élevé de développement réglementaire, 18 pays ont un niveau moyen ou substantiel, tandis que dans 18 pays il y a peu ou pas d'éléments d'un cadre réglementaire de soutien en place (score ERI faible). En ce qui concerne les informations sur les procédures réglementaires, elles sont disponibles en ligne dans 37 pays. Dans 32 pays, les décisions réglementaires sont accessibles au public, tandis que dans 12 pays, il est impossible d'accéder à toutes les décisions prises par l'autorité réglementaire. Il convient de noter que la publication des documents et décisions réglementaires est obligatoire dans 63% des pays. En ce qui concerne la prévisibilité, on constate également une grande disparité. 13 pays ne disposent pas d'une méthodologie pour déterminer les tarifs. En revanche, pour l'octroi de licences, 24 pays disposent de procédures pour demander et obtenir des licences et 30 d'entre eux ont établi des calendriers pour le traitement et l'octroi des licences. En ce qui concerne le libre accès à l'information, 40 pays disposent de sites internet publics sur lesquels sont publiés les principaux documents réglementaires, tels que ceux relatifs à la législation primaire, à l'octroi de licences, aux consultations, aux lignes directrices tarifaires et à la méthodologie. Les résultats montrent qu'au moins 35% des pays interrogés mettent régulièrement à jour les informations sur leurs sites internet (au moins une fois par mois).

Mme MBOCK a ensuite évoqué les investissements du secteur privé dans le secteur de l'énergie en Afrique subsaharienne en 2021 sur la base du Rapport « Private Power Investments in Sub-Saharan Africa: 2021 » développé par le Future Lab de l'université de Cape Town et inauguré lors de l'African Energy Forum de la BAD tenu du 21 au 24 Juin 2022 à Bruxelles. Ce rapport révèle notamment qu'après un déclin en 2020, 2021 a vu une forte reprise des investissements privés dans le secteur de l'énergie, des infrastructures et des investissements adaptés à la "nouvelle normalité". Dix-neuf IPP de neuf pays ont été financés, ce qui a donné lieu à 1,2 GW de nouvelles capacités de production et à 3 milliards de dollars d'investissement total. En outre, le rôle des institutions de financement du développement dans le soutien au déploiement des IPP par le biais d'une assistance technique, de financements concessionnels directs, de rehaussements de crédit et d'accords de sécurité a également été réaffirmé. Cependant, le manque de capacité de transmission devient une contrainte majeure pour les nouveaux

investissements dans la production d'électricité, ce qui constitue un véritable défi. Cependant, les investissements dans les réseaux de transport nationaux et les interconnexions transfrontalières ont été stimulés en 2021, principalement par les IFD¹¹ : plus de 1,5 milliard de dollars US ont été engagés pour l'entretien et la construction de nouvelles infrastructures de transport.

- **Intervention de M. ALDAYAROV, Responsable du programme sur les marchés, la connectivité et le commerce à la Banque Mondiale, sur l'amélioration de la solvabilité du secteur grâce à un accord régional sur la politique du secteur de l'électricité**

M. ALDAYAROV a débuté son intervention en rappelant les avantages d'un marché régional : il favorise la transition énergétique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre, réduit le coût de la fourniture d'électricité, augmente la fiabilité de l'approvisionnement et la résistance aux chocs et aux effets du changement climatique et accroît l'accès à une électricité verte, fiable et abordable. Il souligne également que ces avantages augmentent à mesure que l'intégration s'approfondit. La mise en place de marchés régionaux de l'électricité qui fonctionnent bien peut prendre du temps, mais les étapes ne doivent pas nécessairement être séquentielles.

Selon lui, il existe cinq caractéristiques principales de l'intégration : le degré d'interconnexion physique (infrastructure matérielle) et l'harmonisation des règles opérationnelles, commerciales et de marché (infrastructure immatérielle).

M. ALDAYAROV a déclaré que les interconnexions physiques étant finalisées, l'accent doit être mis sur les infrastructures douces (opérationnelles et commerciales). En effet, d'ici 2024, tous les membres de l'EEEOA seront interconnectés, mais ce n'est qu'avec des conditions de marché adéquates que le commerce de l'électricité pourra se développer.

M. ALDAYAROV a ensuite présenté les cinq défis régionaux qui entravent le développement du commerce transfrontalier de l'électricité : le manque de solvabilité des compagnies d'électricité, l'implication politique dans le commerce, la nécessité de renforcer les contrats, les protections juridiques rarement invoquées et les garanties souveraines rarement utilisées. Par conséquent, le bon fonctionnement d'un marché régional de l'électricité implique de travailler sur plusieurs dimensions à la fois, notamment les infrastructures physiques, la confiance dans le commerce, la réduction des risques de paiement et le renforcement des capacités institutionnelles.

Le Groupe de la Banque Mondial (WBG) est un financier clé des interconnexions régionales et s'attache également à aider à renforcer les conditions du marché par le biais du dialogue politique, de divers instruments, d'une assistance technique intégrée et de partenariats. Par exemple, la Banque Mondiale a financé l'infrastructure du réseau de l'EEEOA (plus de 50 000 km de lignes) pour un coût de 4,4 milliards de dollars.

Pour coordonner les réformes nationales en liant les engagements régionaux et nationaux, la BM s'appuie sur les cycles de financement régionaux de la politique de développement du commerce de l'énergie (DPF¹²) (par exemple, celui de l'Afrique de l'Ouest). M. ALDAYAROV a présenté le DFP1 qui soutient la mise en œuvre de la directive 2018 de la CEDEAO. Il s'appuie sur 5 actions prioritaires réparties en 3 volets : renforcer la confiance dans les échanges, mettre en œuvre des décisions d'investissement à moindre coût et soutenir la transparence des plans de viabilité financière.

Enfin, M. ALDAYAROV a mentionné un autre instrument de la Banque Mondiale : le Fonds de Renforcement de la Liquidité (LERF¹³) qui vise à contribuer à la mise en place d'un marché régional de l'électricité pleinement fonctionnel. Il s'agit d'une facilité collective d'atténuation des risques pour les participants de l'EEEOA afin de garantir des échanges transfrontaliers standardisés.

- **Echanges avec la salle**

La première question portait sur la signature de contrats sans appel d'offres. La personne a souligné que cette pratique était encore très répandue, et que cela rendait difficile la recherche de financement après la signature. Il souhaite connaître l'avis de la Banque Mondiale (BM) sur ce sujet. M. ALDAYAROV indique que la BM est souvent confrontée à cette mauvaise pratique, qu'elle essaie de décourager autant que possible. Cependant, la BM ne peut que fournir une assistance, les Etats souverains sont libres de choisir, même si elle doit s'assurer de la solvabilité des projets. La BM a ses propres règles en matière de passation de marchés et préconise le dialogue avec les États.

¹¹ Institutions nationales et internationales de financement du développement

¹² Regional Energy Trade Development Policy Financing Series

¹³ Liquidity Enhancing Revolving Fund

Ensuite, plusieurs questions ont été posées sur l'ERI. Mme MBOCK indique que l'ERI permet d'identifier les lacunes afin de proposer des recommandations. Elle revient également sur l'élaboration de l'ERI : le questionnaire a été soumis aux opérateurs et aux associations de consommateurs pour avis. Cependant, il n'est plus soumis aux associations à la suite de débats sur les associations à impliquer. Cependant, la BAD cherche à rendre son questionnaire le plus objectif possible. Ensuite, elle compare les réponses fournies par les opérateurs et les régulateurs pour s'assurer de la cohérence des réponses, s'il y a des incohérences, elle interroge les acteurs.

Mme MBOCK a également passé en revue l'approche mise en place par la BAD pour assurer la mise en œuvre des recommandations de l'ERI à travers les nombreux partenariats établis avec d'autres partenaires de développement et associations de Régulateurs tels que la Banque Mondiale avec le développement du Global Electricity Regulatory Index (GERI), WAEP dans le cadre de l'initiative Power Africa, NARUC, KfW, etc.

2.4 Préparation de l'assemblée générale du Québec en décembre 2022

- **Préparation du prochain atelier à Montréal décembre 2022**

M. GBAGUIDI a ouvert la session sur la préparation du prochain atelier et de la prochaine Assemblée générale de RegulaE.fr en rappelant que le prochain atelier se tiendra à Montréal, au Canada, à la fin de l'année 2022. Il a été décidé que l'atelier se tiendrait **la semaine du 5 décembre 2022**.

Concernant la thématique de l'atelier, Anna FANGEAUX indique que le thème de l'efficacité énergétique est revenu à plusieurs reprises. Les membres ont évoqué le traitement de la crise et la manière dont le régulateur s'adapte aux crises, le sujet de la transition énergétique, etc. Il a été décidé d'aborder le thème suivant : "*le rôle et le défi du régulateur dans la transition énergétique ; efficacité et sobriété énergétiques*".

Mme FANGEAUX rappelle ensuite qu'un nouveau vice-président du réseau devra être élu en décembre. Un appel à candidature sera lancé par le secrétariat, mais les membres sont appelés à réfléchir sur ce point, ainsi que sur le lieu de l'atelier de juin 2023. Le président du régulateur malien a indiqué qu'il serait intéressé par la vice-présidence.

- **Activités du réseau**

Mme FANGEAUX a ensuite présenté la stratégie de communication du réseau. Elle revient sur le questionnaire de communication envoyé aux membres en juin 2021 pour évaluer la stratégie de communication mise en place par RegulaE.fr. Il est apparu que cette stratégie devait être renouvelée afin de la rendre plus efficace et de mieux répondre aux attentes des membres du réseau. Le questionnaire diffusé était structuré en trois parties : (i) l'utilisation des outils de communication actuels par les membres du réseau, (ii) les outils de communication existants et leur contenu, et (iii) l'adéquation de la communication aux objectifs poursuivis par le réseau. Elle a ensuite brièvement détaillé les réponses à l'enquête et les recommandations pour améliorer la stratégie de communication du réseau. Mme FANGEAUX a enfin présenté l'état d'avancement de cette stratégie, en précisant que le site internet du réseau a été revu par un prestataire externe afin de le modifier, de le mettre à jour et de le sécuriser. Elle a précisé que des newsletters seront envoyées plus régulièrement aux membres, et elle a indiqué que RegulaE.fr vient de créer ses propres réseaux sociaux tels que sa page LinkedIn et Twitter. Cependant, il appartient à chaque membre de mener ses propres actions de communication. Un réseau plus visible signifie également que les membres sont plus visibles et communiquent davantage sur RegulaE.fr.

Mme FANGEAUX est ensuite revenue sur le questionnaire de coopération envoyé aux membres du réseau en février 2022, afin d'identifier les besoins potentiels et les échanges bilatéraux entre les membres du réseau. Le questionnaire a été rempli par 12 membres du réseau depuis février. Le questionnaire permet aux membres qui ont besoin d'un soutien de préciser leurs besoins et leurs attentes. Le secrétariat pourra ensuite orienter certains régulateurs les uns vers les autres en fonction des réponses. Mme FANGEAUX a présenté les principales conclusions du questionnaire, tout en encourageant les membres à indiquer et communiquer leurs projets de coopération au secrétariat.

En ce qui concerne les futures formations en 2023, M. TCHAPGA de l'Ecole des Mines a fourni aux membres des informations sur la formation BADGE et la formation "Analyse des contrats d'achat d'énergie".

3. Atelier de la TAF – Jeudi 30 juin

Le 4ème atelier technique coorganisé par RegulaE.Fr et la TAF s'est déroulé le jeudi 30 juin, organisé sous la forme de session de travail thématiques. L'atelier a débuté par une introduction de M. KAMAR, qui a présenté les experts de l'équipe TAF. L'atelier a impliqué plusieurs délégations de l'UE et a rassemblé une vingtaine de participants virtuellement ainsi qu'une quarantaine de personnes à Cotonou.

Le format de chaque session de travail consistait en une présentation par les experts du TAF, suivie d'une session de questions-réponses avec et entre les régulateurs. L'objectif de ces sessions de groupe était d'aborder en profondeur les questions soulevées par les régulateurs, qui sont souvent communes à tous les pays

3.1 Session 1 : Les prérequis pour intégrer les marchés régionaux

M. TROLLIET, expert de la TAF, a introduit la définition d'un marché régional en précisant qu'il doit être basé sur les points suivants :

- Un cadre réglementaire harmonisé au niveau national avec les règles et les procédures du marché régional
- Des régulateurs indépendants avec les capacités requises au niveau national
- Un régulateur régional chargé de superviser la planification, l'harmonisation des règles et le développement d'un cadre commercial pour les échanges transfrontaliers d'électricité.
- Une coordination opérationnelle des échanges entre les niveaux régionaux, sous régional et national
- Une mise en œuvre des directives communautaires, en vue de l'harmonisation institutionnelle et réglementaire aux niveaux régional et national.

Selon lui, la mise en place d'un régulateur indépendant aux niveaux organisationnel, financier et opérationnel est fondamentale pour l'établissement d'un marché de l'électricité efficace, transparent et compétitif. Le régulateur est généralement responsable de la surveillance du marché.

M. TROLLIET a ensuite présenté les conditions préalables à l'accès à un marché régional de l'électricité. En règle générale, la loi sur l'électricité et la législation secondaire doivent, entre autres, inclure des dispositions clés (principes, règlements et lignes directrices) pour établir des marchés efficaces, transparents et compétitifs avec des cadres techniques, commerciaux et juridiques clairs et transparents. Il ajoute que le régulateur doit être indépendant et disposer du pouvoir et des moyens de promouvoir et de protéger la concurrence. Dans un marché régional, avec des acteurs potentiellement situés dans différents pays, il est nécessaire de définir précisément quelle autorité (et donc quel cadre réglementaire) est chargée de régler les plaintes et les litiges. Enfin, il souligne que pour un marché efficace et transparent, les gouvernements doivent soigneusement prendre en compte les compromis inhérents entre le résultat potentiellement le plus rentable et les autres objectifs.

3.2 Session 2 : Les interconnexions de réseaux de transport entre Etats

M. NIASSE, expert TAF, a abordé dans la deuxième session les concepts de base sur le marché régional de l'électricité et la libéralisation, il a fait la différence entre le monopole et la libéralisation du marché de l'électricité. Contrairement à l'organisation monopolistique, la libéralisation du secteur de l'électricité a permis l'émergence de nouveaux marchés et de services financiers pour faciliter les échanges. Il a indiqué que la performance du marché régional de l'électricité dépend de la disponibilité de l'énergie à partager et de la capacité du réseau pour le transit entre les pays. M. NIASSE a présenté le réseau de transport du marché régional Africain. Il précise qu'il n'existe pas encore de marché unique, mais plusieurs grands marchés nationaux. Pour surmonter ces obstacles, différents systèmes sont possibles, notamment

- L'allocation de la capacité d'interconnexion, qui donne la priorité au "premier arrivant" ou postulant,
- Le marché des enchères pour l'accès à la capacité d'interconnexion, qui se caractérise par une offre prédéfinie pour la capacité d'interconnexion physique.
- Les enchères qui jouent également un rôle dans l'établissement de transactions transfrontalières sur le marché européen,
- Cette structuration correspond à la perspective du marché africain, par exemple pour la CEDEAO.

M. NIASSE a présenté les acteurs clés tels que l'Opérateur Système et de Marché (OSM) et le gestionnaire de Réseau (GRT), mais aussi le régulateur national et régional et les Etats. La CEDEAO ayant avantageusement mis en place un régulateur régional, l'ARREC, contrairement à l'UE, il a indiqué qu'avec la libéralisation, les régulateurs régionaux et nationaux doivent acquérir les compétences nécessaires pour gérer le marché, plus complexe que le monopole et comportant un plus grand nombre d'acteurs dont les clients éligibles. Chaque Etat membre devra nécessairement avoir la volonté de promouvoir une politique nationale pour le secteur de l'électricité qui intègre harmonieusement les directives et règlements de l'organisation régionale à laquelle il appartient, y compris la mise en place d'une Autorité nationale de régulation indépendante ayant des pouvoirs de fixation des tarifs et de protection de la concurrence, l'introduction d'un accès équitable et non discriminatoire des tiers au réseau de transport, ainsi que la séparation des activités du secteur (séparation fonctionnelle ou séparation comptable, au moins). M. NIASSE a ensuite détaillé les différentes structures du marché de l'électricité au sein de la CEDEAO et du PEAC.

3.3 Session 3 : Le rôle des IPP en énergies renouvelables dans le développement des marchés régionaux

M. BEN JEMAA, expert TAF, a évoqué les conditions préalables à la réussite de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau régional interconnecté. Il a notamment indiqué la mise en place d'un Schéma Directeur Régional qui devrait constituer le préalable et la base du développement de projets énergétiques, notamment à partir de sources renouvelables, dans chaque sous-région. Dans chaque cadre régional où les paramètres macro-économiques pourraient fortement influencer le coût du kWh actualisé, il est important de maintenir un mix énergétique équilibré entre les différentes ressources. Selon M. BEN JEMAA, cela passe par la mise en place d'une grille tarifaire qui assure une juste rémunération de tous les acteurs. Cela garantit un coût de développement raisonnable en toutes circonstances de ce mix énergétique et assure la viabilité technique et financière du plan de développement. Le schéma directeur régional devrait, selon lui, fixer un objectif de pénétration des énergies renouvelables sur une période définie, à l'exclusion de la grande hydraulique.

Il a ensuite présenté les défis et les enjeux de la pénétration massive des énergies renouvelables. L'existence de nombreuses lois et réglementations au niveau national et régional pour les projets IPP d'énergies renouvelables soulève des questions essentielles concernant l'harmonisation des cadres juridiques nationaux et régionaux dans une perspective d'intégration régionale. Par exemple, l'absence de réglementations claires convenues au niveau régional sur les mécanismes et les coûts du commerce transfrontalier des énergies renouvelables est un frein, même si un travail important a déjà été réalisé par certains régulateurs régionaux comme l'ARREC pour la CEDEAO (juin 2018). M. BEN JEMAA a détaillé le règlement d'accès aux clients éligibles entre les compagnies nationales d'électricité et les producteurs indépendants d'électricité (IPP) dans la région de la CEDEAO. Selon la TAF, si la notion de clients éligibles est mentionnée dans certaines législations, il y a clairement une certaine réticence de la part des compagnies nationales à permettre aux IPP de vendre directement aux clients éligibles. Cette tendance affecte évidemment le droit d'un IPP de vendre de l'électricité directement à un client éligible.

Enfin, il a détaillé les différents portefeuilles nationaux de projets d'énergie renouvelable qui structurent la zone EEEOA.