

Conclusions de l'atelier conjoint de RegulaE.Fr et de la Facilité d'Assistance Technique (TAF)

RegulaE.Fr, le réseau des régulateurs francophones de l'énergie, a tenu son 13ème atelier de travail en partenariat avec la facilité d'assistance technique de la Commission européenne (TAF) à Rabat du 21 au 23 novembre 2023. L'objectif était d'explorer les interconnexions énergétiques et leur régulation pour favoriser une intégration régionale cohésive.

Organisé en collaboration avec la Commission européenne, et plus particulièrement avec la Direction générale des partenariats internationaux (DG INTPA), l'événement s'est articulé en deux parties distinctes. Tout d'abord, l'atelier thématique de RegulaE.Fr s'est déroulé les mardi 21 et mercredi 22 novembre, suivi le jeudi 23 novembre par un atelier technique d'approfondissement adapté aux besoins spécifiques des pays membres du réseau, organisé par la TAF. La journée du 24 novembre a été l'occasion pour les participants de visiter le poste d'interconnexion électrique entre le Maroc et l'Espagne, situé à Tanger, ainsi qu'un parc éolien.

A l'invitation de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE), et plus particulièrement de son Président, M. BARDACH, l'atelier a permis d'explorer les opportunités et les défis de l'intégration régionale. Les intervenants ont souligné la nécessité d'établir un périmètre d'intervention efficace pour accompagner le développement des interconnexions sur les plans contractuels et financiers. L'importance de développer un marché régional des interconnexions, soulignant également les avantages des énergies renouvelables pour son élaboration et sa pérennité, a été rappelé à plusieurs reprises. De plus, l'interconnexion des marchés dotés de mix énergétiques différents contribue à stabiliser les systèmes électriques, assurant une utilisation optimale des ressources, des prix plus stables et une intégration renforcée des énergies renouvelables. Face aux défis pour créer un marché de l'électricité plus intégré en Afrique, les intervenants ont affirmé que cette ambition peut se concrétiser grâce à des actions synchronisées.

Un large panel d'acteurs et de régulateurs ont participé aux discussions, renforçant ainsi la collaboration entre les différentes entités impliquées dans le développement énergétique en Afrique. Des représentants de l'ANRE, du ministère de la Transition énergétique et du Développement durable, de l'Office Nationale de l'Electricité et de l'Eau (ONEE), de l'Office Nationale des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM), de l'Agence Marocaine pour les Energies Renouvelables (MASEN), de la Fédération de l'Energie marocaine étaient présents. De même, des acteurs régionaux africains ont contribué, tels que l'Autorité de Régulation de l'Energie de la RDC (ARE), ainsi que des autorités d'autres pays africains, l'Autorité Régionale de Régulation de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC), l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI), le West African Power Pool.

Des acteurs internationaux, dont la Commission européenne, l'Autorité Italienne de Régulation de l'Energie, des Réseaux et de l'Environnement (ARERA), Hydro-Québec, la Régie de l'énergie du Canada (REC) étaient également impliqués.

A l'issue de l'atelier thématique, le réseau a tenu sa 6ème assemblée générale, assemblée qui a vu le renouvellement de la présidence, avec M. Abdellatif Bardach prenant la tête du Réseau, M. Turmel devenant 2ème vice-président et Mme Sylvie Olela Odimba occupant la fonction de première vice-présidente.

1. L'atelier RegulaE.Fr - Mardi 21 novembre 2023

1.1 Mots de bienvenue

➤ M. Simon TURMEL, régisseur au sein de la Régie de l'Energie du Québec et Président de RegulaE.Fr

M. TURMEL est revenu sur les succès de RegulaE.Fr à l'international et l'intérêt croissant que le Réseau suscite. Les réalisations du Réseau ont attiré l'attention d'organisations internationales, comme le dernier WFER (World Forum on Energy Regulation) en août 2023, où RegulaE.Fr a été invité à participer à la rencontre de Lima, au Pérou sur le thème « Powering the UN 2030 Agenda ». Il s'est ensuite félicité des liens forts qui unissent les régulateurs francophones au sein de RegulaE.Fr, soulignant l'objectif de maintenir ces relations pour accroître la visibilité du Réseau à l'international.

➤ M. Abdellatif BARDACH, Président de l'ANRE Maroc, Président de RegulaE.Fr et Président de MEDREG

M. BARDACH a évoqué les progrès réalisés par le Maroc dans le développement des interconnexions et la sécurisation de ses réseaux. Les initiatives telles que l'interconnexion électrique avec l'Espagne et le projet d'étude en cours pour une interconnexion avec le Portugal illustrent l'ambition du Royaume de renforcer sa compétitivité sur les plans économique et énergétique, et de sécuriser les interconnexions avec l'Europe et l'Afrique de l'Ouest, tout en participant au développement des interconnexions au sein des Etats de la CEDEAO.

Il a également souligné l'importance de créer un marché régional de l'électricité en Afrique, actuellement insuffisamment développé. Les enjeux, tels que les interconnexions entre les pays, le développement du marché régional et la disparité énergétique, sont cruciaux pour l'évolution des réseaux de la CEDEAO. Bien que le continent bénéficie d'un fort potentiel en énergies renouvelables, son retard nécessite un investissement accru dans ce domaine. Ainsi pour atteindre cette ambition, les interconnexions et les énergies renouvelables jouent un rôle décisif, favorisant le développement économique et social.

Dans cette optique, quatre points doivent être établis :

- a) Mettre en place un marché attractif afin de stimuler le développement des énergies renouvelables en Afrique
- b) Soutenir la demande en créant une offre énergétique importante grâce aux interconnexions régionales et aux EnR.
- c) Maintenir une production énergétique efficace.
- d) Assurer une régulation juste et efficace, ainsi que le développement des réseaux de transports de l'énergie, le tout sans discrimination envers les consommateurs, afin de résoudre le problème de la disparité énergétique

M. BARDACH conclut son discours en rappelant que l'Afrique doit devenir un modèle de développement énergétique, économique et d'innovation. Le Royaume du Maroc s'engage dans cette voie en développant les énergies renouvelables sur son territoire, contribuant ainsi à respecter les objectifs environnementaux et climatiques en réduisant ses émissions de CO².

➤ M. Nicolas RITZENTHALER, Administrateur Energie durable et changement climatique, Commission européenne

M. RITZENTHALER s'est penché sur la priorité de l'UE, en lien avec les objectifs énergie-climat définis dans 3 axes d'intervention du Global Gateway 2023 : un soutien et un dialogue entre les pays ; un renforcement et un partage du savoir-faire sur le sujet de la transition énergétique, des interconnexions et des technologies vertes ; un appui financier de l'UE pour soutenir les projets énergétiques et climatiques.

Pour atteindre les objectifs énergie-climat de Global Gateway, le marché régional doit être renforcé, la régulation simplifiée, et transparente auprès des politiques publiques. Ces actions sont déterminantes pour garantir le bon fonctionnement du marché et attirer ainsi des investissements nationaux et étrangers, privés et publics. Il appelle à la mise en place de feuilles de route et d'actions concrètes à l'issue de l'atelier.

1.2 Session 1 – L'élan énergétique marocain à la jonction de l'intégration régionale

Cette session était modérée par **M. Claude GBAGUIDI, Président du régulateur de l'électricité du Bénin**. Elle a rassemblé six intervenants.

- **Intervention de M. Abderraouf BENABOU, Directeur Electricité au ministère de la Transition Energétique et du Développement Durable (MTEDD)**

M. Abderraouf BENABOU a débuté son intervention en exposant les évolutions du portefeuille énergétique marocain et la montée en puissance des énergies renouvelables. Entre 2009 et 2022, le Maroc est passé de 6 GW de capacité énergétique, dont 2 GW provenant de sources d'énergies renouvelables, à 11 GW, dont 4,4 GW issus des EnR, représentant ainsi 40 % de son portefeuille énergétique national. Ces réalisations ont nécessité un investissement de 100 milliards de Dirham (9 Mrd EUR).

En 2021, le royaume a lancé un programme national visant à porter à 52% la part des EnR dans son mix énergétique d'ici 2030. A cet effet, il prévoit l'ajout de 9 GW supplémentaires, dont 7 GW d'énergies renouvelables sur la période 2023-2027, impliquant un investissement total estimé à 87 milliards de Dirham.

Le Secrétaire général a également mis en avant l'engagement du gouvernement marocain dans la stratégie énergétique nationale, soulignant les récentes lois n°82-21 du 22 décembre 2022 et n°42-19 visant à réformer le cadre juridique de l'autoproduction d'électricité. L'objectif est de stimuler la production décentralisée d'électricité, d'améliorer la compétitivité du secteur d'électricité et de simplifier les procédures et démarches administratives, marquant la détermination du Maroc à libéraliser son économie et accroître la compétitivité de son secteur énergétique.

Pour conclure, M. BENABOU est revenu sur l'importance de la cohésion entre les régulateurs de la région pour relever les défis de la transition énergétique. La coopération régionale et la réalisation de projets d'intérêt commun sont essentielles pour construire un marché régional de l'électricité.

- **Intervention de M. Sshir BAALI, membre du Conseil de l'Autorité Nationale de régulation de l'Electricité (ANRE)**

M. BAALI a expliqué la constante évolution de l'ANRE, en réponse aux changements majeurs dans la politique énergétique du pays. Le régulateur traverse des phases de progression, alignées sur les politiques du Royaume pour mener à bien la transition énergétique. L'ANRE accorde une priorité constante aux revendications et propositions des consommateurs.

La confiance entre le régulateur et les investisseurs revêt une importance cruciale. En effet, l'ANRE repose sur des principes fondamentaux tels que la transparence, la visibilité, l'équité et l'accès équitable au réseau de transport et de distribution d'électricité, sans aucune forme de discrimination. En plus de fixer et d'approuver les tarifs des interconnexions, l'ANRE joue un rôle d'arbitrage des litiges, de sanctions, et accompagne le développement des EnR.

M. BAALI conclut en présentant la loi n°40-19 sur le renforcement de l'attractivité du secteur des EnR au Maroc, ainsi que la loi n°82-21 sur l'autoproduction de l'électricité. Ces deux lois auront un impact positif sur le développement des EnR, ainsi que sur l'économie nationale. L'ANRE travaille sur l'application de ces lois en déterminant les tarifs d'achat et de vente de l'énergie dans le cadre d'un nouveau marché plus libre. Elle évalue également le mécanisme de capacité.

- **Intervention de M. Salah Eddine EL FIGEL, Direction Centrale Transport de l'Office Nationale de l'Electricité et de l'Eau (ONEE)**

Le système électrique marocain représente une capacité installée de 11 474 MW qui évolue depuis les années 2000 : une évolution en moyenne de 4,2 %, soit de 4,5 GW en 2000 à 11 GW en 2022. La demande et la consommation ont atteint une moyenne annuelle de 13 TWh en 2000 à 42,3 TWh en 2022. Selon M. EL FIGEL, la fiabilité et la modernité des réseaux de transports favorisent ces évolutions. En effet, le réseau électrique marocain, d'une longueur de 28 663 km (dont 9 600 km de fibre optique) et d'une puissance de 19 445 MVA, se développe sur tout le territoire jusqu'au Sahara occidental. Des discussions sont en cours sur un projet d'intégrer les systèmes électriques de l'Afrique de l'Ouest au réseau européen à travers l'interconnexion Maroc-Espagne.

En 1988, le Royaume a créé une interconnexion avec l'Algérie, renforcée de 400kw en 2008. Depuis 1997, le Maroc est connecté à l'Europe grâce à son poste d'interconnexion avec l'Espagne. C'est en 2006 que la 2ème interconnexion entre le Maroc et l'Espagne dotée d'une capacité de 900 MW a été achevée. D'autres projets d'interconnexion sont en cours d'étude, notamment avec le Portugal.

D'ici 2025, le Maroc ambitionne d'atteindre 52 % de capacité d'accueil des énergies renouvelables dans son mix énergétique, mais selon M. EL FIGEL, le Royaume pourrait atteindre les 64% au cours de la décennie.

Enfin, M. EL FIGEL souligne que les investissements provenant des institutions internationales dans le développement des énergies renouvelables s'élèvent, pour l'UE, à 1,8 milliards d'euros pour la période 2023-2027, ce qui permet au Maroc d'ajouter des projets de 360 MW dans son portefeuille d'EnR. Du côté de l'ONEE, environ 1 milliard d'euros ont été investis entre 2012 et 2021, et est programmé un investissement de 2,3 milliards d'euros pour le développement du réseau de transport entre 2023 et 2027.

- **Intervention de Mme Firdaous EL GHAZI, Office Nationale des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM)**

Mme EL GHAZI a présenté le gazoduc Maghreb-Europe et le gazoduc Maroc-Nigéria. Le premier a été construit en 1991 et relie depuis 1996 le Maroc à l'Europe grâce à un accord tripartite entre le Maroc, l'Algérie et l'Espagne. Long de 539km et d'une dimension de 48 pouces pour une pression de 80 bars, le gazoduc délivre chaque jour 404 GWh - une augmentation de 100 GWh/j est prévu pour 2024.

Le premier flux inversé entre le Maroc et l'Espagne le 28 juin 2022 a connu un récent succès, permettant à l'ONHYM de répondre à l'ensemble des demandes de fournitures de gaz émanant des centrales de l'ONEE. Par ailleurs, ce flux inversé a permis de faire face à un pic de consommation en août 2023 au Maroc.

Aussi, la dimension géostratégique du gazoduc entre le Maghreb et l'Europe a été évoquée en raison de son emplacement proche des zones urbaines et de sa proximité avec l'Europe. L'étude d'avant-projet détaillée est en cours pour le gazoduc reliant le Maroc au Nigéria. Prévu sur une longueur de 5 665 km de long, avec un coût estimé à 25 milliards de dollars (23 milliards d'euros), il revêt une importance régionale, impliquant la participation de la Guinée, de la Côte d'Ivoire, du Libéria et du Bénin. Il se présente comme une véritable « dorsale atlantique » débutant au Maroc et traversant 11 Etats africains en lien avec l'océan Atlantique pour se connecter à l'interconnexion déjà existante reliant le Ghana au Nigéria. Les pays tels que le Mali et le Burkina Faso, qui ne sont pas directement reliés à l'océan Atlantique seront intégrés à la « dorsale atlantique ».

- **Intervention de M. Moufid ADRAOUI, Directeur à l'Agence Marocaine pour les Energies Renouvelables (MASEN)**

M. ADRAOUI a tout d'abord rappelé les missions du MASEN, qui est aujourd'hui un acteur du développement et de la valorisation des énergies renouvelables au Maroc, notamment dans le solaire, l'éolien et l'hydrogène. Son objectif est de permettre au Maroc d'atteindre les 52% de capacité d'énergies renouvelables d'ici 2025 en encourageant par ailleurs le développement économique et territorial des EnR pour créer et valoriser le capital humain.

M. ADRAOUI poursuit que les missions de MASEN sont des interventions multiformes : un des nombreux objectifs à atteindre concerne le développement des compétences et l'instauration de formations pour l'acquisition d'expertise dans les EnR. Le développement du capital humain permet de développer les compétences nécessaires et d'intégrer les individus dans le secteur de l'énergie en développant les territoires, ce qui en conséquence accélère la création de projets EnR au Maroc. Aujourd'hui, le Maroc bénéficie d'un vaste portefeuille de projets EnR, dont 827 MW de projets solaire, 1 770 MW de projets hydraulique et 1 510 MW de projets éoliens onshore, leurs mises en œuvre sont prévues pour 2027.

M. ADRAOUI conclut son intervention en présentant les coopérations du Maroc avec l'UE et les pays africains. Du côté de l'UE, le Maroc est interconnecté au réseau espagnol et au réseau européen par deux lignes sous-marines de 700 MW chacune et donc favorise ses échanges bidirectionnels avec l'Europe.

En ce qui concerne ses partenariats, le Maroc contribue à accélérer le développement des EnR en Afrique de l'Ouest en se basant sur des projets en cours d'étude avec la Mauritanie et le Nigéria. Il est prévu que le Maroc utilise la connexion de 400kV de Dakhla (ville au Sahara occidental) comme amorce de l'interconnexion avec la Mauritanie, puis les pays subsahariens. A ce jour, 12 accords de coopération multilatéraux entre le Maroc et l'Afrique de l'Ouest ont été signés.

- **Intervention de M. Mostafa LABRAK, Secrétaire Général de la Fédération de l'Energie**

M. LABRAK a souhaité rappeler que l'intégration et la coopération des Etats sur le marché régional de l'électricité est le pilier des stratégies énergétiques bas carbone. Au cours des années, le Maroc a su renforcer la sécurité d'approvisionnement, la durabilité et la flexibilité de son système énergétique grâce aux EnR, et en s'appuyant sur ces cinq axes stratégiques :

- i. Assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie.
- ii. Assurer une offre qui répond à la demande nationale d'électricité.
- iii. Permettre à tous d'accéder à l'électricité à des prix bon marché, et sans discrimination.
- iv. Maîtriser la demande nationale d'électricité afin de ne pas être en pénurie d'offre d'électricité
- v. Préserver l'environnement et encourager le développement des énergies renouvelables et bas carbone.

M. LABRAK est ravi des résultats économiques qu'engendrera le gazoduc Maroc-Nigéria, faisant de la région un espace plus dynamique et attractif, porteur de solutions face aux problèmes énergétiques que rencontrent l'Afrique.

- **Echange avec la salle**

Lors de la séance de questions-réponses, le public s'est interrogé sur la possibilité d'augmenter les échanges et les interconnexions entre le Maroc et l'Europe et sur la capacité du réseau actuel à accueillir du GNL puis de l'hydrogène.

Mme EL GHAZI s'est attardée sur les questions liées au développement de l'interconnexion Maroc-Europe. Augmenter les échanges de 3 à 5 GW est un défi considérable qui n'est pas encore évoqué. Le réseau a été créé pour relier le nord de la Méditerranée au sud du pays. Le réseau est divisé en deux zones de transport de gaz d'une capacité de 1,5 GW chacun. Pour arriver à 5 GW, il faudrait déployer des moyens financiers et logistiques importants, cependant, le Maroc n'est pas fermé sur ce point.

Mme EL GHAZI a également affirmé que le gaz circulant dans le GME est naturel, il n'y a pas encore de question d'ingérer du GNL dans le réseau en l'absence de développement d'infrastructures pouvant liquéfier le gaz.

Enfin, Mme EL GHAZI a assuré que la dorsale maritime descendra jusqu'à la Mauritanie, des projets d'injections de gaz dans le réseau sont proposés suite à la découverte d'importantes réserves de gaz en Mauritanie et au Mali. Une autre question portait sur la possibilité d'intégrer de l'hydrogène dans le réseau. Mme EL GHAZI a présenté deux options : ingérer directement l'hydrogène dans le réseau du gaz naturel, ou créer un passage supplémentaire entièrement dédié à l'hydrogène pour l'acheminer vers les centrales électriques.

1.3 Session 2 – Intégration régionale : défis, enseignements et opportunités

Cette session a été animée par **M. Simon TURMEL, régisseur de la Régie du Québec et Président de RegulaE.Fr (jusqu'en novembre 2023)**. Elle a rassemblé trois intervenants.

- **Intervention de Mme Sophie PAQUETTE, Cheffe du service de transport d'électricité chez Hydro Québec**

Mme PAQUETTE a présenté les interconnexions et le réseau électrique d'Hydro-Québec au Québec, qui fait face à une demande croissante (42 780 MW en hiver 2023) et une consommation importante (180 TWh). Avec 15 interconnexions, le Québec, en tant qu'exportateur net, a exporté 37 TWh, principalement aux États-Unis, et importé seulement 2 TWh (chiffres de 2022). Cette augmentation de la production électrique répond à une hausse de la demande qui s'explique par l'électrification des transports et la transition énergétique des industries polluantes.

Mme PAQUETTE a souligné la force d'Hydro-Québec dans sa capacité à exporter en fonction de l'offre et de la demande grâce à la flexibilité de son système énergétique et à la capacité de stockage de ses réservoirs. Le Québec prévoit la réalisation de 6 interconnexions d'une capacité totale de 6 905 MW. Cependant, ces projets font face à des défis tels qu'une augmentation de 50% du coût des équipements majeurs, des délais d'approvisionnement prolongés, la rareté de la main-d'œuvre, et souvent, le manque de formation et d'expertise dans le domaine des interconnexions.

Mme PAQUETTE a ensuite abordé le cadre réglementaire des interconnexions au Québec, ouvert en 1997, qui assure la vente de l'électricité à prix de marché aux États-Unis. Elle a ensuite expliqué que pour développer des interconnexions avec les États-Unis, le Québec a dû s'adapter au cadre réglementaire américain en offrant des conditions de vente similaires à tous les clients de son service.

- **Intervention de Monsieur Marc-André PLOUFFE, Directeur Région de l'Est du Canada à la Régie de l'énergie du Canada**

M. PLOUFFE a évoqué l'épisode du blackout qui a touché l'Amérique du Nord, particulièrement l'Ouest des Etats-Unis et du Canada, durant l'été 2003.

Pendant cet incident, 50 millions de personnes ont été privées d'électricité. Aux Etats-Unis, la catastrophe a débuté dans l'Etat de l'Ohio et a touché 7 autres Etats, se propageant ensuite au Canada dans la région de l'Ontario. Le blackout a été causé par un arbre tombé sur une ligne à haute tension dans l'Etat de l'Ohio. De plus, en raison d'un « bug » informatique, l'alerte n'a pu être reçue en raison d'un système défaillant. Cela a déclenché un effet domino créant une cascade régionale, paralysant progressivement des Etats entiers et d'importantes villes telles que New-York ou Toronto.

M. PLOUFFE explique que la remise en service du réseau a pris deux jours à une semaine, grâce aux îlots électriques et aux réseaux des régions des Maritimes et du Niagara. Les causes d'ordre humaine et informatique sont à l'origine de cette panne : la coupe inadéquate des arbres, la mauvaise compréhension du système, une connaissance insuffisante de la situation, une communication déficiente, et un manque de soutien des coordinateurs de la fiabilité. Du côté informatique, les systèmes redondants n'ont pas donné l'alerte au moment de l'incident.

Aujourd'hui, les normes de fiabilité sont bien plus solides et sont établies par la NERC (North American Electric Reliability Corporation), qui impose des normes obligatoires sur tous les réseaux de transport d'électricité de gros aux Etats-Unis. Bien que cette organisation soit américaine, ses normes s'appliquent au Canada grâce à des protocoles d'entente signés avec la Régie de l'énergie du Québec. Chaque année, la NERC publie sur son site les risques possibles et rapporte cinq groupes de risques qui peuvent nuire au réseau, tels que la cybersécurité, la transition énergétique, et la mauvaise compréhension des interdépendances d'infrastructures essentielles.

- **Intervention de M. Yahya MRABTI, Chef du département de transport, de distribution de l'électricité et des interconnexions de l'Autorité Nationale de régulation de l'Electricité du Maroc (ANRE)**

M. MRABTI débute son intervention en mettant en lumière les disparités énergétiques entre les deux rives de la Méditerranée, soulignant les complémentarités telles que les différences dans le profil de charge et les mix énergétiques. Il présente ensuite les candidats pour les projets d'interconnexion transméditerranéens, expliquant les raisons de leur retard d'exécution.

Pour dynamiser ces liens économiques, il analyse le cadre légal et réglementaire, révélant des différences notables entre les réglementations et proposant des recommandations. En continuant, il explore les différents modèles économiques et leurs critères d'évaluation pour déterminer le plus adéquat.

Poursuivant sur les dynamiques électriques contrastées entre les régions méditerranéennes, il expose la faible utilisation des interconnexions dans les pays du sud et de l'est de la Méditerranée. Enfin, il présente des propositions techniques, économiques et commerciales pour optimiser l'utilisation des interconnexions existantes.

- **Intervention de M. Giovanni TAGLIATELA, membre de l'Autorité Italienne de Régulation de l'Energie, des Réseaux et de l'Environnement (ARERA)**

M. TAGLIATELA souligne l'accélération de la transition énergétique en Europe et dans l'espace méditerranéen depuis 2021. L'Europe investit de moins en moins dans les énergies fossiles, réduisant sa consommation annuelle de 24% à 11%. La crise de l'énergie, conséquence de la réduction drastique du marché du gaz russe, pousse l'Europe à se tourner vers le sud de la Méditerranée, qui offre des opportunités d'interconnexions et dispose d'importantes réserves de gaz.

Ces changements géopolitiques relancent les projets d'infrastructures, avec 12 nouveaux projets d'interconnexions entre l'Europe et le sud de la Méditerranée, tels que l'Italie et Malte, Israël et la Grèce, ou la région balkanique et la région caspienne. Cependant, la plupart des projets ne sont pas encore matures et sont en phase d'études, nécessitant l'approbation des autorités publiques.

Le projet EastMed est fréquemment évoqué pour la multiplication des interconnexions. Ce gazoduc de 1 872 km, partant de Chypre jusqu'en Grèce pour distribuer du gaz dans le sud de l'Europe, est estimé à 6 milliards d'euros et pourrait transporter entre 10 et 20 milliards de mètres cube de gaz par an.

M. TAGLIATELA souligne que, si dans la région nord de la Méditerranée, les projets d'infrastructures suivent un modèle d'intégration régionale et d'entraide entre les pays, dans la région méridionale, ils semblent toujours être orientés vers l'exportation. Pourtant, la demande d'énergie augmentera à l'avenir précisément dans la zone sud ; Les infrastructures doivent donc abandonner le modèle « du Sud qui produit au Nord qui consomme » et être mises

au service de la croissance économique de l'ensemble de la Méditerranée. Dans ce sens, une coopération entre les pays est essentielle. Assurer la stabilité commerciale et politique, encadrer les nouvelles infrastructures, favoriser la coopération entre les régulateurs et mettre en place un marché encadré en Méditerranée sont deux facteurs cruciaux pour concrétiser ces initiatives.

- **Intervention de M. Ibrahim SOUMANA, coordinateur de projet du West African Power Pool (WAPP)**

M. SOUMANA a présenté les réalisations du WAPP depuis sa création en 1999, soulignant son rôle dans l'intégration du système électrique dans le marché régional d'Afrique de l'Ouest et la promotion des projets d'interconnexion au sein de la CEDEAO.

Bien que des progrès aient été réalisés, des défis subsistent dans le développement de l'accès à l'électricité dans la CEDEAO dont le taux moyen est d'environ 42% selon la Banque mondiale. M. SOUMANA a précisé que ce taux d'accès peut être amélioré grâce aux importantes ressources énergétiques de l'Afrique de l'Ouest, notamment les énergies renouvelables, telles que l'énergie hydraulique, le solaire et la biomasse, ainsi les réserves de pétrole, de gaz et le charbon.

Actuellement, tous les 14 pays continentaux de la CEDEAO possèdent des interconnexions, à l'exception de la Guinée-Bissau, dont l'interconnexion est prévue d'ici la fin de l'année. Par ailleurs, le marché régional de l'électricité entrera prochainement dans sa deuxième phase qui introduira la compétitivité par la mise en place du marché du jour pour le lendemain (*day ahead market*). M. SOUMANA a insisté sur l'importance de renforcer et de multiplier les interconnexions. Dans ce cadre, il a indiqué que plusieurs projets des lignes d'interconnexion sont en cours de préparation ou de mise en œuvre. Cependant, M. SOUMANA a rappelé que le développement des interconnexions dans la région est confronté à des défis, notamment les difficultés dans la mobilisation des ressources nécessaires pour les études et des changements de stratégie nationale, ralentissant parfois la mise en œuvre des projets.

- **Echange avec la salle**

La première question portait sur le modèle économique des communautés locales au Québec. Mme PAQUETTE explique que ces communautés reçoivent généralement des compensations lorsque les projets de ligne traversent leurs zones. Aussi, les producteurs privés versent habituellement des montants annuels aux propriétaires fonciers pour développer leurs projets, tels que la construction de parcs éoliens.

Une autre question concernait la couverture des coûts. M. TAGLIALATELA répond en expliquant qu'ils doivent être couverts même si aucun volume de gaz ne circule dans les réseaux. Les sociétés encadrées couvrent ces coûts en construisant et en dépensant, sachant qu'elles rentabiliseront à l'avenir leurs coûts de production grâce à la vente de gaz/d'électricité. De plus, les coûts sont pris en charge par la tarification et les utilisateurs paient l'accès aux infrastructures.

1.4 Session 3 – Le périmètre d'intervention des régulateurs

Cette session était modérée par **M. Constantin TSIMARAS, Commissaire du régulateur grec RAEWW**

- **Intervention de M. François LEVEQUE, Professeur à l'École des Mines Paris Tech, et M. Flavien TCHAPGA, professeur associé**

Pendant sa présentation, M. LEVEQUE souligne l'importance de l'analyse financière dans les projets d'interconnexions ; ils doivent être rentables pour les deux pays et conformes aux normes du marché régional. Le retour sur investissement doit également être satisfaisant.

Les interconnexions présentent divers avantages économiques, tels que l'augmentation de la concurrence au sein du marché régional et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement à court ou à long terme. Cependant, tous les pays interconnectés n'en bénéficient pas de la même manière en raison des disparités dans la production d'électricité. Ce problème peut toutefois être atténué grâce au potentiel de développement des énergies renouvelables en Afrique, en particulier grâce au solaire et à l'hydraulique, des atouts clés pour l'Afrique de l'Ouest.

M. LEVEQUE présente ensuite deux projets d'interconnexion en Afrique de l'Ouest :

- La dorsale atlantique traversera le Sénégal, la Guinée Bissau, la Guinée, le Sierra Leone, et le Libéria jusqu'à la Côte d'Ivoire, qui sera reliée à l'interconnexion Dorsale côtière déjà existante (Ghana, Togo, Bénin, Nigéria), avec des travaux prévus jusqu'en 2033.
- La dorsale nord traversera le Nigéria, le Niger, le Burkina Faso et le Bénin, et sera connectée à la Dorsale Atlantique. La mise en service de l'interconnexion, d'une capacité de 330 kV, est prévue pour 2024.

Cependant, plusieurs risques sont à identifier lors de la construction : les pays doivent être en mesure de pouvoir exporter suffisamment d'électricité pour répondre à leur propre demande nationale et maintenir des tarifs bas. De plus, les tensions politiques entre les pays représentent un risque de retard et de découragement des investissements.

La régulation des interconnexions peut être assurée par le secteur privé ou public. Elle est indispensable, mais peut être légère si l'investissement est dédié à l'exportation ou s'il résulte d'un accord entre GRT nationaux sur le financement et les opérations. La régulation peut être plus stricte si l'investissement est privé, car le secteur privé doit éviter de monopoliser le marché de l'énergie et de fixer des tarifs supérieurs à ses coûts.

- **Intervention de Mme Sylvie OLELA ODIMBA, Présidente du Conseil d'administration du régulateur de la République Démocratique du Congo**

Mme OLELA ODIMBA expose la situation énergétique de la RDC : le pays dispose d'une puissance installée de 2 980 MW, mais fait face à une grande disparité d'accès à l'électricité. Le gouvernement a pour objectif d'augmenter ce taux d'accès d'ici 2025 et d'assurer un accès fiable à tous les groupes sociaux, en particulier dans les zones rurales où l'accès à l'électricité est inférieur à 5% et ce notamment grâce aux interconnexions sous-régionales.

Elle présente ensuite l'ARE (Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité), créée en 2016, qui régule et contrôle les normes et standards du marché de l'électricité en RDC. L'ARE garantit la libre concurrence du marché, libéralisé depuis 2014, et encourage les investissements. Elle joue également un rôle dans la gestion des conflits entre opérateurs et consommateurs. L'ARE est devenue une force pour la RDC, confrontée à une augmentation de la demande nationale d'électricité, nécessitant une régulation du marché.

Mme OLELA ODIMBA évoque trois pôles d'interconnexions accélérant l'accès à l'électricité en Afrique : le pôle Sud, Est et Central connectant la RDC à ses voisins. Plusieurs interconnexions sont déjà opérationnelles comme entre la RDC et l'Afrique du Sud toutefois des projets d'interconnexions le long des côtes Est et Ouest de l'Afrique incluront la RDC. Ce projet sera relié à l'actuelle interconnexion présente dans le Golfe du Bénin, ensuite à la future Dorsale Atlantique.

Mme OLELA ODIMBA aborde enfin les défis auxquels l'ARE est confrontée : en tant que régulateur du réseau de distribution en RDC, elle doit relever des défis, mais également saisir des opportunités, telles que l'augmentation de l'offre énergétique, la stabilité du réseau et la mise en œuvre de politiques énergétiques communes, ainsi que la construction d'infrastructures communautaires.

- **Intervention de M. Kocou Laurent TOSSOU, Président de l'Autorité de Régulation de l'Electricité de la CEDEAO - ARREC**

M. TOSSOU passe en revue l'évolution du marché de la CEDEAO, où les échanges sont passés de 4,5 TWh en 2015 à 9,3 TWh en 2023, avec une prévision de 12,1 TWh en 2025. La CEDEAO envisage le développement de près de 75 projets d'interconnexions entre les Etats membres sur la période sur la période 2022-2033, pour un coût d'investissement estimé à 36,39 milliards USD.

Ensuite, M. TOSSOU présente la distinction entre le régulateur national et régional :

- Dans le marché national, le régulateur garantit le respect des lois, encadre et établit des tarifs règlementés, tout en protégeant les consommateurs au cœur des décisions des régulateurs.
- Dans le marché régional, l'ARREC contrôle les interconnexions du système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) supérieures à 132 kV, établit les tarifs du transport régional uniquement en collaboration avec les sociétés d'électricité. Il harmonise aussi les cadres juridiques et politiques pour maintenir une entente cordiale sur le marché régional.

Pour conclure sa présentation, M. TOSSOU explique que l'ARREC travaille en collaboration avec l'EEEOA et les régulateurs d'Afrique de l'Ouest à la construction d'un marché national et fiable.

2. L'atelier RegulaE.Fr - Mardi 22 novembre 2023

2.1 Session 4 – Les aspects contractuels et financiers des interconnexions

Cette session était modérée par **Mme Lova RINEL, Commissaire au sein du régulateur français, CRE**. Trois intervenants ont participé aux échanges.

- **Intervention de M. TRAORE, Directeur Général du régulateur de Côte d'Ivoire l'ANARE-CI**

Dans cette intervention, plusieurs aspects sont évoqués tels que l'histoire des interconnexions de la Côte d'Ivoire, ses réseaux de transports et de distribution régionaux, les futurs projets d'interconnexions, ainsi que l'évolution des rapports contractuels.

Les interconnexions de la Côte d'Ivoire commencent en 1984 en réponse à une crise énergétique. Les premières interconnexions relient la Côte d'Ivoire au Ghana, puis au Togo en 1995. Rapidement, ces interconnexions s'étendent au Mali et au Burkina Faso.

La Côte d'Ivoire joue un rôle clé sur le marché régional de l'électricité. En 2022, elle a exporté 1 000 MW à ses voisins, ce qui représente 13% de son chiffre d'affaires. Elle établit des contrats d'engagements et de fournitures avec les pays interconnectés, appliquant garanties de paiement et pénalités. Elle veille au respect des quantités d'exportation prévues et applique le cadre juridique de la CEDEAO, imposant des indemnités en cas de non-fourniture ou d'exportation insuffisante. Les contrats d'exportation ont une durée de 10 ans, avec des prix déterminés selon les coûts de transport et les marges requises.

Enfin, les défis de la CEDEAO sont soulignés : respect des quantités d'électricité transportées, sécurisation des paiements entre Etats pour renforcer la fiabilité du marché et attirer davantage d'investisseurs. Il insiste également sur le besoin de développement de manière coordonnée les structures pour répondre à la demande du marché régional.

- **Intervention de M. Aly Mar NDIAYE, Membre du Conseil de Régulation de l'ARREC**

M. NDIAYE décrit les Etats membres de la CEDEAO dans un contexte général, incluant des éléments tels que la population, la superficie, la production et la consommation nationale d'électricité, ainsi que les exportateurs et importateurs principaux.

Il souligne la complexité de la construction d'un marché régional en Afrique de l'Ouest qui se déroulera suivant trois phases dont la première, qui ne concerne que les contrats bilatéraux, a été lancée le 29 juin 2018 à Cotonou en république du Bénin. Elle sera suivie d'une deuxième phase avec l'apparition d'un marché du jour au lendemain et d'une troisième phase avec la mise en exploitation d'un marché concurrentiel et d'un marché des services auxiliaires et de produits financiers. La compréhension du cadre légal et réglementaire de la CEDEAO est essentielle pour établir un marché fiable, durable et dynamique. Pour faciliter les échanges d'électricité entre les Etats conformément à ce cadre, deux modèles de contrats ont été adoptés par le Conseil de Régulation de l'ARREC et qui doivent être utilisés par les acheteurs et les vendeurs pour l'élaboration et la négociation de leur contrat d'achats d'énergie électrique : court-moyen terme, moyen-terme et long-terme.

Le contrat à court-moyen terme de même que le contrat long-terme est constitué de 28 articles détaillant les éléments nécessaires pour le commerce de l'énergie. Leur différence se trouve dans les notes d'orientations incluses dans les dispositions contractuelles pour tenir compte de leurs spécificités liées notamment à leur terme. Cela inclut les conditions de vente, les modalités de livraison, le service client, le prix du marché, et autres.

- **Intervention de M. Pierre-Yves RENAUD, Chargé de programmes à la Délégation de l'UE à Nouakchott et M. KAMAR, Expert principal TAF de l'UE pour l'énergie durable**

M.RENAUD évoque le projet d'interconnexion de 225 kV entre la Mauritanie et le Mali. Cette interconnexion, longue de 1 400km, permet aux deux pays d'échanger 600 MW d'électricité, dont une partie proviendra à l'avenir de centrales solaires IPP situées à Néma.

Pour concrétiser ce projet, quatre points s'avèrent essentiels : soutenir les politiques et les réformes sectorielles ; encourager le développement d'activités économiques ; indemniser les personnes impactées par le projet et la mise en œuvre des plans d'actions de résilience ; appliquer des mesures de sauvegarde et de protection de l'environnement.

Le projet d'interconnexion représente un coût global de 815 millions d'euros et bénéficie d'un financement de 90 à 100 millions d'euros de la BEI, de 22 et 30 millions d'euros de subventions de l'UE, et d'une participation de 545 millions d'euros de la part des PTF.

M.KAMAR poursuit la présentation en soulignant que la Mauritanie souhaite accroître de 50% ses capacités en EnR d'ici 2030. Le pays, doté de capacités en EnR élevées, aspire à exporter son électricité vers le Mali et les autres pays de la région.

2.2 Session 5 Interconnexion au service de la sécurité d'approvisionnement et de la transition énergétique

Cette session était modérée par M. Jean-Paul M'BATNA, Directeur Général de l'ADER du Tchad. Trois intervenants étaient réunis.

- **Intervention de M. GBAGUIDI, Président de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) du Bénin**

M. GBAGUIDI indique que la République du Bénin et le Togo, membres de la Communauté Électrique du Bénin (CEB), collaborent depuis 1968 pour le développement économique via le partage d'énergie électrique. La CEB a été visionnaire en contribuant à la régionalisation du marché de l'électricité, notamment avec le WAPP au sein de la CEDEAO.

Les interconnexions électriques ont permis aux deux pays d'assurer leur approvisionnement énergétique de manière sécurisée en important de pays voisins. Les fournisseurs varient au fil des années, incluant le Niger, le Nigeria, le Ghana, et la Côte d'Ivoire. Les chiffres montrent une diversification des sources d'approvisionnement, passant de la Compagnie Ivoirienne d'Électricité en 2014 à Transmission Company of Nigeria et Volta River Authority en 2022, entre autres. Cependant, des défis subsistent, tels que des capacités de production et de transport inadéquates, l'indisponibilité de gaz, des coûts élevés de combustibles alternatifs, et des questions de synchronisation entre certains réseaux électriques.

L'appartenance à l'EEEOA (WAPP) offre des opportunités, notamment l'optimisation des ressources de production, une sécurité d'approvisionnement améliorée grâce à l'assistance mutuelle, une fiabilité du système électrique accrue avec des possibilités de partage de réserves, et une augmentation des échanges transfrontaliers d'électricité. Le régulateur béninois joue un rôle clé en veillant à des contrats d'importation compétitifs pour assurer un prix avantageux de l'énergie.

L'objectif final, rappelle M. GBAGUIDI, est de mettre en place un marché régional de l'électricité, permettant à toutes les sociétés d'électricité de bénéficier de la mutualisation des ressources énergétiques une fois les infrastructures en place.

- **Intervention de M. Michel CAUBET, Chef de la Facilité d'Assistance Technique Monde de l'Union Européenne pour l'Énergie Durable**

M. CAUBET a souligné l'importance de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques interconnectés, mettant en avant le rôle déterminant des acteurs tels que les opérateurs système, les producteurs et les distributeurs, ainsi que des autorités de régulation. Des dispositions variées, notamment des exigences réglementaires, ont été présentées pour prévenir et résoudre les grands incidents susceptibles d'impact sur la sûreté du système.

Dans cette dynamique, l'harmonisation des exigences réglementaires pour l'ensemble des systèmes électriques interconnectés a été soulignée comme étant d'une importance cruciale, permettant d'activer des mesures de protection et de reconstruction efficaces et cohérentes. Les avantages d'un système électrique interconnecté, tels qu'une robustesse accrue et une capacité d'échanges plus grande entre les réseaux, ont été mis en avant, mais également les défis, comme la propagation rapide des perturbations et la nécessité d'une coordination complexe des dispositifs de régulation. Les différents niveaux de défense du système électrique ont été présentés, allant de la prévention et de la préparation à la surveillance/action et aux parades ultimes.

Les actions curatives ont été regroupées en trois niveaux, comprenant la sauvegarde, le plan de défense et la reconstruction du système en cas d'effondrement.

Des exemples concrets d'actions, comme la séparation automatique des zones et le délestage automatique de consommation, ont été abordés pour illustrer ces niveaux. En ce qui concerne les codes de réseaux de transport, il a été souligné qu'ils jouent un rôle crucial, et les régulateurs nationaux et régionaux ont été identifiés comme des acteurs clés dans le développement de ces codes pour garantir leur prise en compte par l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité.

- **Intervention de M. Khalid HENNIQUI, Membre du Conseil de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité (ANRE) du Maroc**

M. HENNIQUI intervient sur la contribution des interconnexions dans le contexte de la transition énergétique. Au Maroc, la transition énergétique s'articule autour de la réduction de la dépendance aux énergies importées, de la promotion des énergies renouvelables et de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Avec un potentiel éolien et solaire significatif, le pays aspire à atteindre une part de 52% d'énergies renouvelables d'ici 2030. Les interconnexions électriques jouent un rôle central dans cette transition, offrant des avantages tels que le partage des ressources énergétiques, l'intégration harmonieuse des énergies renouvelables, la fiabilité accrue du réseau et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Ces interconnexions contribuent également à la création d'un marché de l'énergie unique, favorisant l'échange libre d'électricité entre les régions. Malgré ces avantages, les interconnexions électriques présentent des défis complexes, allant des investissements élevés à la réglementation internationale complexe. Cependant, leur réussite est démontrée par des exemples comme l'interconnexion Maroc-Espagne, qui a apporté une meilleure stabilité de la fréquence, des secours programmés ou instantanés, une diminution des coûts de réserve tournante et des opportunités commerciales d'échange d'énergie.

Enfin, M. HENNIQUI évoque huit priorités pour accélérer le déploiement des interconnexions, telles que l'action politique et le soutien financier, l'utilisation de financements concessionnaires, et la priorisation des compétences, ainsi que le partage des meilleures pratiques internationales.

2.3 Assemblée générale de RegulaE.Fr

Mme HELLIH-PRAQUIN (Secrétariat de RegulaE.Fr) est revenue en introduction sur la visibilité du réseau qui a augmenté en 2022-2023. La participation de RegulaE.Fr au World Forum of Energy Regulators (WFER) en août 2023 à Lima, au Pérou sur le thème « Powering the UN 2030 Agenda », a suscité l'intérêt de plusieurs organisations souhaitant collaborer avec RegulaE.Fr. Au cours de l'année 2022-2023, RegulaE.Fr a organisé deux ateliers : l'atelier d'hiver à Montréal du 5 au 8 décembre 2022, axé sur la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques, ainsi que son Assemblée générale. L'atelier d'été à Kinshasa du 11 au 14 juillet 2023 portait sur l'électrification hors réseaux. De plus, RegulaE.Fr a introduit un nouveau format d'atelier thématique virtuel en avril et juin 2023 : l'atelier d'avril sur la communication pour renforcer la visibilité des actions des régulateurs, et le second en juin sur l'électrification en Afrique subsaharienne.

Le Secrétariat de RegulaE.Fr a connu des changements : Anne Fangeaux a quitté le secrétariat en juillet 2023, et Cynthia Di Leonforte prendra en charge du secrétariat de RegulaE.Fr à partir de décembre 2023.

2.4 Assemblée générale – Feuille de route pour 2024

Mme HELLIH-PRAQUIN a inauguré la session en abordant la préparation de l'atelier de l'été 2024 et de l'AG- atelier de l'automne 2024. L'équipe de RegulaE.Fr propose d'organiser l'atelier d'hiver 2024 à Villers-Cotterêts en parallèle du sommet de la francophonie prévu le 4 octobre 2024 sur le thème « créer, innover et entreprendre en français

». Cette opportunité vise à accroître la visibilité du réseau grâce à des rencontres bilatérales entre les représentants de RegulaE.Fr et les délégations présentes à Villers-Cotterêts.

Le prochain thème de l'atelier pourrait porter sur « La planification/programmation des infrastructures et leur financement du point de vue du régulateur » et comporter des cas pratiques de financement.

Mme HELLICH-PRAQUN a mentionné la proposition d'adhésion de RegulaE.Fr à l'ICER (International Confederation of Energy Regulators), une confédération regroupant plus de 200 autorités de régulations via 13 associations régionales. Cependant, l'adhésion à l'ICER est payante (définition du montant volontaire, sachant que la contribution la plus basse est de 1 200 \$), et bien que cela ait du sens, l'aspect financier doit être résolu. La sollicitation de RETA (Regulatory Energy Transition Accelerator) a été partagée avec les membres. Toutefois, RegulaE.Fr est un réseau francophone et son adhésion à une initiative anglophone n'a pas recueilli l'assentiment des membres du réseau.

M. BARDACH a suggéré d'étendre le mandat du Président de RegulaE.Fr d'un à deux ans, une proposition qui sera discutée en comité de coordination début 2024, avec un retour prévu lors de la prochaine AG.

Concernant les formations en 2024, M. TCHAPGA de l'Ecole des Mines a fourni des informations aux membres sur la formation BADGE.

3. L'atelier technique de la TAF – Jeudi 23 novembre 2023

3.1 Session 1 Le cadre de régulation des interconnexions

Modérateur : M. Georges KAMAR

Intervenant : M. Patrick TROLLIET – Expert institutionnel, TAF

La première session de l'atelier de la TAF, animée par Patrick TROLLIET, expert institutionnel, a mis en évidence le rôle crucial des acteurs tels que les producteurs, opérateurs systèmes et GRT dans les interconnexions. Le cadre réglementaire doit garantir le libre accès au réseau, une planification transparente du réseau, une coordination des procédures de règlement des plaintes et une harmonisation des codes de réseau entre les pays membres. Renforce le rôle des autorités de régulation est crucial.

3.2 Session 2 Le cadre de mise en œuvre et opération des interconnexions

Modérateur : M. Nijaz DIZDAREVIC, Expert principal – Systèmes électriques, TAF

Intervenant : M. Hafedh BEN JEMAA - Expert en Système électrique, TAF

La deuxième session de la TAF, animée par Hafedh BEN JEMAA, expert en systèmes électriques de la TAF, a traité de la mise en œuvre opérationnelle des interconnexions, couvrant les réglementations environnementales et urbanistiques, les directives des régulateurs régionaux, la tarification du transport, et le défi quotidien du synchronisme entre les zones d'échange d'énergie électrique en Afrique subsaharienne.

Les échanges ont souligné l'importance d'un marché concurrentiel avec des clients éligibles, la question des certificats d'énergie renouvelable, la priorité d'injection des EnR, et la séparation comptable. Les prérequis identifiés pour le développement des interconnexions incluent l'harmonisation réglementaire, le renforcement des capacités, le développement des infrastructures, et une tarification transparente. Les réformes nécessaires comprennent l'ouverture du marché, la création de GRT indépendants, l'élaboration de codes de réseau harmonisés, et l'introduction de procédures claires pour l'octroi des titres d'exploitation.

3.3 Conclusions

Modérateur : M. Georges KAMAR – Expert Principal, TAF

Dans la session de conclusion, la TAF a identifié un certain nombre de prérequis pour le développement des interconnexions d'électricité à savoir : une harmonisation des cadres réglementaires des pays interconnectés, le renforcement des capacités au niveau national et régional, le développement et la mise en service d'infrastructures, l'instauration d'un régime de tarification efficace, transparent et reflétant les coûts.

Les travaux ont également permis d'identifier les réformes nécessaires pour le développement des interconnexions, telles que :

- L'ouverture du marché aux nouveaux acteurs
- La mise en place de GRT indépendants,
- La mise en place de procédures
- L'élaboration de codes de réseaux harmonisés
- La mise en place a minima d'une séparation comptable
- L'introduction de procédures et conditions claires et transparentes pour l'octroi des titres d'exploitation
- L'introduction de principes tarifaires et de méthodologie tarifaire tenant compte des couts réels.