

Edito

M. Nadjib OTMANE
 Président du Comité de Direction
 de la CREG

Dans un contexte mondial marqué par la crise, les prévisions de croissance de l'économie algérienne sont bonnes tant pour la clôture de l'année en cours que pour 2010.

Cette donnée est corrélée avec les projections de l'Agence Internationale de l'Energie qui prévoit, pour 2009, une baisse de la consommation mondiale d'électricité (inédite depuis 1945), alors que dans notre pays elle est en croissance de plus de 7% sur les 9 premiers mois de l'année!

La poursuite de cette tendance inscrite dans les objectifs des plans de relance mis en œuvre par les pouvoirs publics mettra à contribution le système électrique du pays. Les besoins pour accompagner cette demande sont donc conséquents et la mise en service de nouvelles capacités de production en 2009 - environ 3000 MW - permettra, dorénavant, au système électrique algérien d'éviter les perturbations qu'il a connu au cours de l'été dernier et d'être un support solide à la politique de croissance du pays.

Véritable reflet de l'activité économique du pays, le système électrique algérien se doit donc d'être à la hauteur des défis engagés. Dans cette perspective, la CREG continue de travailler en concertation avec les opérateurs concernés afin de renforcer et moderniser la gestion de notre industrie électrique et la rendre à même de répondre aux sollicitations futures.

Dans ce but, des travaux sont en cours avec les Gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité et celui du gaz (GRTE et GRTG) axés essentiellement sur les aspects liés au suivi du fonctionnement des systèmes, à la qualité de service, aux plans de sauvegarde des réseaux, ainsi que les plans de développement devant faire l'objet d'une approbation par la CREG.

Le comportement du système de production-transport de l'électricité (SPTE) fait également l'objet d'un intérêt particulier de la part de la CREG et dans ce numéro, le PDG de l'Opérateur du Système Electrique nous entretient des principales responsabilités de son organisation, parmi lesquelles, et non les moindres, assurer l'équilibre permanent entre la production et la consommation d'électricité, veiller à la sécurité du réseau, à sa fiabilité et à l'efficacité de l'alimentation nationale en énergie électrique.

Bonne lecture.

INTERVIEW

de M. Abdelali BADACHE

Président-Directeur Général de l'Opérateur
 du Système Electrique (O.S)



Lire en page 6

ZOOM SUR...

Suite de l'article paru dans le N°6
 et consacré au fonctionnement
 du SPTE

Lire en page 3

Sommaire

P 1 - Edito

P 2 - La Commission

P 3 - Zoom sur... : Place et rôle de l'opérateur du système électrique dans un contexte d'ouverture du marché

P 9 - Experiences : L'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC)

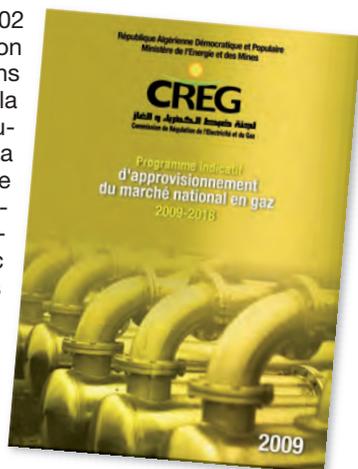
P 12 - Qu'est-ce que ?

P 12 - Actu-Agenda



Le 24 septembre, la CREG a présenté le **programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz pour la période 2009-2018**, en présence du ministre de l'énergie et des mines, de la presse ainsi que de nombreux partenaires. Cet événement a permis à la CREG de rendre public un document important qui constitue un cadre de référence permettant la visibilité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement du marché national.

La loi 02-01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, dans son article 46, confie à la CREG l'élaboration et la publication de ce document. La CREG l'établit sur la base d'outils et d'une méthodologie fixés par voie réglementaire, en collaboration avec les institutions concernées et après consultation des opérateurs.



La nouveauté pour cette année est que le programme, qui est l'actualisation de celui de l'année précédente, a été élaboré en utilisant une méthodologie définie par un décret publié en décembre 2008 et mise en œuvre au moyen d'un modèle informatisé.

L'outil qui a servi à l'élaboration de ces prévisions est un outil intégré ; il permet la modélisation de la consommation de chaque type de client séparément (centrales électriques, clients industriels et distributions publiques) au niveau national ou par wilaya en utilisant les facteurs déterminants qui influencent la demande de chaque catégorie de client sur la base des informations et données fournies par Sonelgaz, Sonatrach, le Gestionnaire du réseau de transport du gaz (GRTG), les sociétés de distribution de l'électricité et du gaz (SDA, SDC, SDE et SDO), le ministère de l'habitat et de l'urbanisme, le ministère des finances et l'agence nationale de développement de l'investissement (ANDI)

L'outil propose également une approche plus fine par rapport à certains usages tels que la désagrégation de la consommation basse pression par wilaya avec prise en compte de l'effet de la température.

Le cadre de concertation dans lequel s'est déroulé l'élaboration de ce programme indicatif a permis de cerner les besoins du marché national en gaz dans sa globalité, exception faite des quantités, jugées négligeables, destinées à la conversion au GNC (gaz naturel carburant) d'une partie du parc automobile.

La consultation prévue par l'article 46 de la loi a été organisée au sein du Comité de concertation sur les investissements dans les secteurs de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations (COCEG), qui a impliqué les institutions et opérateurs concernés à savoir, le ministère de l'énergie et des mines, les autorités de régulation (CREG, ALNAFT et ARH), Sonelgaz, Sonatrach, les gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité et du gaz (GRTE et GRTG), l'opérateur du système électrique (OS) et les sociétés de distribution de l'électricité et du gaz.

Le COCEG a validé les hypothèses utilisées et les prévisions qui en découlent au cours de deux réunions tenues respectivement les 30 mai et 27 juin 2009.

Le comité de direction de la CREG a approuvé, lors de sa réunion du 29 juin 2009, le programme. Il a été soumis au ministre de l'énergie et des mines qui l'a approuvé le 18 juillet 2009.

Ce qui ressort du programme est que la demande en gaz va croître à l'horizon 2018 à un rythme moyen de 7.4 % par an pour passer de 26.6 milliards de mètres cubes en 2008 à 54.22 milliards de mètres en 2018 (selon le scénario moyen).

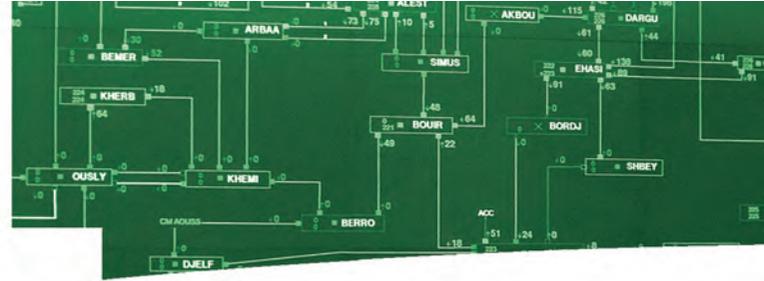
Dans le domaine de la **qualité de service**, la CREG poursuit ses travaux relatifs aux concessions en concertation avec les sociétés de distribution afin d'aboutir à des plans quinquennaux d'amélioration des performances qui satisfassent toutes les parties.

C'est dans ce sillage qu'elle a amorcé une démarche d'appréciation de la qualité de service fournie par les distributeurs d'électricité et de gaz à travers une enquête qui sera menée dans un échantillon représentatif de quatre (04) localités. L'enquête, qui sera finalisée cet hiver, sera réalisée par le Centre national d'études et d'analyses pour la population et le développement (CENEAP).

Dans le cadre de ses missions relatives à la **sécurité et à la protection des consommateurs**, la CREG a procédé à l'analyse des **bilans des accidents** qui ont fait ressortir un fort taux de décès dus à l'utilisation de l'électricité et du gaz touchant le grand public. Ceci a mené la CREG et les pouvoirs publics sur la nécessité et la pertinence de mener des actions de prévention dans le but de faire chuter ces taux d'accidents domestiques.

A cet effet, la CREG lance, cet hiver, une **campagne de prévention et de sensibilisation sur les risques liés à l'utilisation de l'électricité et du gaz** et de la prévention des accidents induits par une mauvaise utilisation de ces énergies ou par le non-respect des normes. Cette campagne couvrira l'ensemble des citoyens et comportera des spots TV et radio ainsi que des CD interactifs.

ZOOM SUR...



Place et rôle de l'opérateur du système électrique dans un contexte d'ouverture du marché

L'organisation traditionnelle de l'industrie électrique fondée sur la juxtaposition d'opérateurs intégrés de production-transport-distribution, assurant en situation de monopole (ou de quasi-monopole) l'alimentation en énergie électrique de vastes zones géographiques (région, province, pays), est aujourd'hui remise en cause dans la plupart des pays du monde.

Le processus d'ouverture du secteur repose sur l'idée que l'introduction de la concurrence pouvait être gage d'efficacité économique accrue.

L'idée se répandit progressivement, et le processus de dérégulation, mis en œuvre d'abord en Amérique et en Europe a abouti à la séparation (*unbundling*) entre les activités de production, de transport et de distribution.

Dans ce nouveau cadre, consacrant notamment la concurrence entre les producteurs, le transport et la conduite du système production-transport de l'électricité (SPTE) sont restés en situation de monopole naturel.

Pour qu'il y ait une véritable concurrence en production et que les échanges puissent se réaliser, il faut que les producteurs potentiels puissent acheminer l'électricité aux consommateurs, ce qui nécessite un accès non-discriminatoire aux réseaux de transport.

La détermination des modalités d'accès à ces réseaux (prix, conditions, aspects techniques, etc.), reviennent au régulateur, tandis que la gestion de l'accès aux réseaux relève d'une nouvelle entité - **l'opérateur du système électrique**, qui doit être indépendant, afin de ne pas se trouver en conflit d'intérêt, ce qui nuirait à la concurrence.

Fondamentalement, un opérateur système a pour fonctions :

- coordonner les ressources de production reliées au réseau afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande et ainsi maintenir la stabilité et l'intégrité du réseau électrique ;
- gérer les congestions sur le réseau ;
- « gérer » le réseau de transport (sans en être nécessairement propriétaire) ;
- gérer les interconnexions internationales ;
- publier de l'information au sujet du réseau de transport (prix, disponibilité, etc.) ;

Les schémas organisationnels de cet opérateur diffèrent d'un pays à un autre, mais ils partagent, néanmoins des caractéristiques communes. Deux modèles dominant :

- Gestionnaire de réseau de transport (GRT ou TSO dans la terminologie anglaise) : Organisation intégrée couvrant dans ses activités la gestion de l'infrastructure du réseau (construction, exploitation et maintenance) et la gestion du système électrique.

- Opérateur système indépendant : Séparation entre société de conduite du système et société chargée de la gestion de l'infrastructure du réseau.

En Europe, l'organisation intégrée GRT est la plus répandue. Ceci est le cas par exemple de RTE en France, Elia en Belgique et REE (*Red Electrica de España*) en Espagne, et certains pays comme l'Italie qui avaient initialement séparé les deux fonctions (gestion de l'infrastructure et gestion du système) sont revenus sur cette position.

Dans « le modèle européen », le gestionnaire du réseau de transport couvre à la fois la conduite du système, la propriété et la maintenance du réseau, et gère le mécanisme d'ajustement basé sur les règles du marché. La majorité des pays a opté pour l'attribution de l'activité transport à un opérateur unique par zone géographique.

Aux Etats-Unis, où il n'existe pas de société de transport à l'échelle du pays, il a été défini des entités indépendantes chargées de la conduite système, elles portent le nom d'opérateur de système indépendant (ISO : Independent system operator).

« Le modèle américain », peu répandu dans le monde, se distingue du modèle européen par la séparation de l'activité transport de l'activité système.

Un ISO est responsable de la gestion technique des transactions, des opérations de transport, du dispatching, des opérations de surveillance du réseau et du maintien de sa fiabilité, des programmes d'investissement et de maintenance, et de la gestion des services auxiliaires (régulation de la fréquence, de la tension, traitement des congestions, réserves de capacité...).

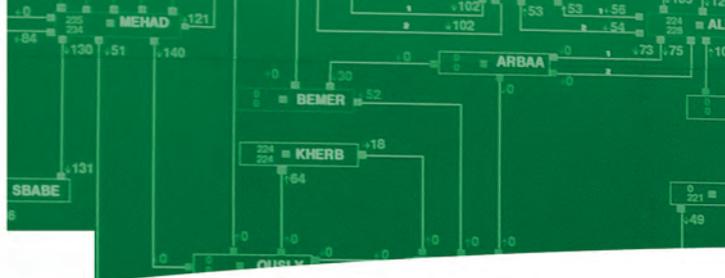
Les partenaires d'un ISO sont généralement des sociétés intégrées qui conviennent de coopérer pour le service de transport et de déléguer pour cela le fonctionnement de leur réseau à un opérateur indépendant. L'ISO n'est pas propriétaire des infrastructures, il est chargé d'assurer la conduite du réseau de transport. C'est souvent une entité à but non lucratif (not-for-profit entity). Aux Etats-Unis, on compte plusieurs ISOs : PJM, ISO New England (ISO-NE), New York ISO (NYISO), California ISO (CAISO), Midwest Independent Transmission System Operator (MISO).

Les avantages que présente ce type d'organisation seraient :

- une plus grande facilité de mise en œuvre en contournant la question de la propriété des infrastructures ;
- une plus grande compétition entre le gestionnaire système, commanditaire des développements de réseau et le gestionnaire d'infrastructures censé en assurer la maîtrise d'œuvre.

>>>

ZOOM SUR...



Les avantages allégués du GRT intégré seraient :

- une meilleure maîtrise du développement des réseaux ;
- une meilleure maîtrise de la sûreté, notamment par la coordination des politiques de maintenance.
- coordination optimale entre les politiques d'investissement et de maintenance.

Le passage du modèle verticalement intégré aux nouvelles formes d'organisation s'est opéré à travers un processus de dérégulation progressif. En Europe, les autorités communautaires (commission européenne) sont à l'origine de la nouvelle organisation du secteur.

A titre d'exemple, la transposition de la directive n° 96/92/CE dans le droit français a imposé à l'opérateur historique EDF la séparation de l'activité production de l'activité transport. Ceci a abouti à la création en juillet 2000, au sein d'EDF, d'un gestionnaire du réseau de transport RTE, sous la forme d'un service indépendant sur le plan financier, managérial et comptable. En 2004, la loi a imposé à RTE une séparation juridique avec EDF. Depuis septembre 2005, RTE est une société anonyme à capitaux publics, filiale d'EDF.

Ainsi qu'on vient de le voir, deux schémas d'organisations sont, principalement, expérimentés à travers le monde. Le modèle du GRT intégré (modèle européen) tend à se généraliser au détriment du modèle d'organisation reposant sur la séparation des activités « transport » et « système ». Aujourd'hui, il s'est imposé vraisemblablement pour des raisons d'efficience tant opérationnelle qu'économique.

En Algérie, le processus de réforme, engagé au début la décennie 2000, a séparé les deux fonctions :

- exploitation des infrastructures de transport (maintenance, développement du réseau et raccordement)
- gestion des flux d'énergie,

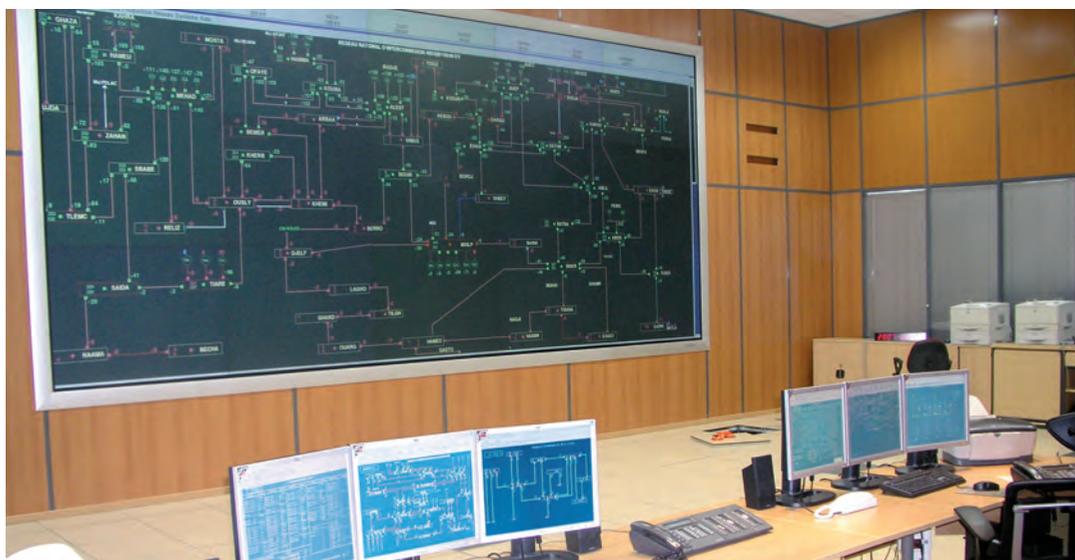
en créant deux entités distinctes :

- le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité (GRTE), propriétaire du réseau, qui doit en assurer l'exploitation, la maintenance et le développement,
- et l'opérateur du système électrique (OS).

La réforme prévoit, néanmoins, la compatibilité de la gestion du SPTE avec celle du réseau de transport. Elle n'exclut donc pas un éventuel retour au « modèle européen » en confiant les deux fonctions à un seul opérateur.

La loi 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations définit les fonctions de l'opérateur du système. Elle précise notamment que l'OS a pour missions :

- la prévision à court et à moyen terme de la demande d'électricité et sa satisfaction ;
- la prévision à court et à moyen terme de l'utilisation du parc ; de production de l'électricité et sa programmation ;
- la gestion de la réserve du parc de production de l'électricité ;
- la gestion des échanges internationaux d'électricité ;
- la conduite du système de production-transport de l'électricité ;
- la coordination des plans d'entretien des ouvrages de production-transport de l'électricité ;
- la définition et la mise en œuvre des plans de défense et de sauvegarde du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec le gestionnaire du réseau de l'électricité, les producteurs d'électricité, les distributeurs d'électricité et les clients éligibles ;
- l'élaboration du plan de développement du réseau de transport de l'électricité ;
- l'exécution des décisions des pouvoirs publics relatives à la garantie de l'alimentation électrique.





La conduite du système électrique « en temps réel », une des fonctions principales de l'OS a déjà fait l'objet d'un article dans le précédent numéro de la lettre de la CREG¹.

Compte tenu du poids prépondérant des lois physiques régissant les systèmes électriques, les processus de conduite en temps réel restent dans une certaine continuité avec le passé. Par contre, les mécanismes de préparation de l'exploitation, fondamentaux pour maîtriser la complexité des situations et des aléas, se trouvent eux transformés à l'aune des réformes engagées.

La création de l'OS remonte au 2 janvier 2006. Elle découle de la loi 02-01 qui confère à l'OS le statut de SPA où aucun actionnaire ne pourra posséder une participation directe ou indirecte supérieure à 10 %. Son capital est actuellement détenu à 100 % par Sonelgaz.

La loi stipule en outre que l'opérateur système ne peut exercer des activités d'achat ou de vente d'énergie électrique.

Le document de référence pour le raccordement, la planification et la conduite, communément appelé « *Grid code* » a été publié sous forme d'arrêté ministériel le 21 février 2008. Il fixe les règles techniques de raccordement au réseau de transport et les règles de conduite du système électrique.

La CREG, en sa qualité de régulateur, et conformément à la loi, veille à ce que l'OS s'astreigne à une obligation de traitement équitable et non discriminatoire des différents opérateurs.

La conduite du système électrique place l'OS à la croisée des autres activités. Ses relations avec les différents acteurs du secteur sont régies par des conventions. L'arrêté ministériel du 21 février 2008 impose en effet à l'OS de conclure des conventions avec les producteurs, les distributeurs, le gestionnaire du réseau de transport et plus tard avec l'opérateur du marché.

La convention entre l'OS et le GRTE, validée par la CREG, porte notamment sur les aspects liés :

- à la conduite technique du système.
- à la programmation du développement du réseau de transport.
- au raccordement au réseau.
- à la prévention et au règlement des conflits.

L'opérateur système gère le réseau HT et THT. Son périmètre d'activité englobe les niveaux de tension allant du 60 au 400 kV. Il dispose, pour ce faire, de centres de conduite (dispatchings) : le centre national de conduite et cinq centres régionaux de conduite. La réception, en 2007 d'infrastructures modernes (nouveaux dispatchings), devrait contribuer à assurer un fonctionnement efficace du réseau et une maîtrise accrue de la sécurité. L'augmentation de la capacité de transit sur les interconnexions internationales, suite au passage, récemment, au palier 400 kV sur la l'interconnexion avec le Maroc, est également de nature à améliorer la sécurité du réseau.

¹ Equilibres N°6 (Août 2009).
Voir également, dans Equilibres N°2 (Aout 2008), l'article consacré au réseau de transport.

La place et le rôle de l'opérateur système ont considérablement évolué avec la mise en œuvre de l'ouverture du marché de l'électricité et l'introduction de nouveaux producteurs. En effet, dans une perspective de libéralisation, outre les missions techniques classiques qu'il assure, c'est également sur lui que reposera en partie le fonctionnement du marché. Son rôle d'optimisation directe du coût de la production disparaît au profit d'un rôle nouveau qui est de créer les conditions de l'optimisation par le marché de l'électricité lui-même, en assurant sa fluidité. Il doit s'efforcer, malgré les nombreuses contraintes techniques, d'assurer, à tout moment aux utilisateurs le libre accès au réseau.

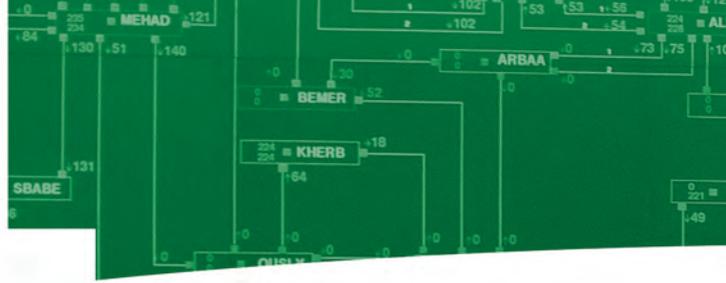
Le secteur de l'électricité a évolué depuis la mise en œuvre des réformes au début de la décennie 2000. Cette évolution, toujours en cours, doit conduire l'opérateur système à disposer des conditions d'une véritable autonomie, seule garantie d'une parfaite neutralité.

La multiplicité des modes d'organisation expérimentés montre que l'on est sans doute encore à la recherche d'une « bonne organisation » capable de satisfaire les attentes des différents acteurs. En Algérie, l'expérience cumulée depuis l'amorce de la réforme, ainsi que les évolutions vécues à travers le monde, devraient servir à déterminer le modèle idoine de l'opérateur chargé de la gestion du système production-transport d'électricité : TSO ou ISO ?

BIBLIOGRAPHIE :

- G. de Montravel, J.-Y. Léost, J. Senot, A.M. Denis, « *Les gestionnaires de réseau de transport en Europe* ». Revue de l'Electricité et de l'Electronique (REE), n° 10, novembre 2005.
- J. Girod, « *Les modèles d'organisation des industries électriques à la suite des reformes sectorielles* ».
- Sally HUNT, « *Making competition work in electricity* ». Wiley Finance. John Wiley & Sons, Inc., New York
- Arrêté du 21 février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite du système électrique (*Grid code*).
- Loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations (JO n° 8 du 6 février 2002).
- Documents et site web de l'Opérateur Système : www.ose.dz
- Site web de RTE : www.rte-france.fr

ZOOM SUR...



Interview de M. Abdelali BADACHE Président-Directeur Général de l'Opérateur du Système Electrique (O.S.)



équilibRes: Merci de nous accorder cet entretien. Pour commencer, pouvez-vous nous présenter l'opérateur du système électrique et quelles sont vos priorités ?

M. A. BADACHE : La société Opérateur du Système électrique, créée dans le cadre de la loi n° 02-01 du 05/02/2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, a pour missions la gestion du système de production et de transport de l'électricité et en particulier la coordination du système de production et de transport de l'électricité en vue d'assurer l'équilibre permanent entre la production et la consommation d'électricité, la sécurité du réseau et enfin la fiabilité et l'efficacité de l'alimentation électrique conformément aux articles 35 et 36 de la loi.

L'Opérateur du Système est aussi en charge du développement du réseau de transport en collaboration avec les autres opérateurs.

Pour ce qui est de nos priorités, et dans l'état actuel des choses, c'est de ramener tous les opérateurs à évoluer autour d'un seul et même référentiel qui est le *Grid code* et de veiller au respect des règles qu'il contient et leur stricte application

afin de garantir la sécurité du système électrique qui est au cœur de nos préoccupations.

Nous œuvrons aussi à construire une société conforme à la loi en la dotant de l'organisation adéquate qui lui permettra d'assurer pleinement sa mission avec la participation de tous en toute transparence selon les bonnes pratiques dans le secteur de l'électricité.

équilibRes : Comment se porte aujourd'hui le système électrique national ?

M. A. BADACHE : Aujourd'hui le système électrique se trouve sous des contraintes dues à une forte demande entraînée par une croissance importante de la consommation des ménages et du développement des infrastructures socio-économiques du pays.

Les besoins donc pour satisfaire cette demande en production d'électricité en ouvrages de transport et de distribution d'électricité sont énormes.

L'année 2009 peut être considérée comme l'année de la production dans le secteur vu l'apport à la fin de l'année d'une



capacité supplémentaire de 3000 MW environ avec la mise en service des nouvelles centrales de Hadjeret-Ennous (1200 MW) et des centrales de Sonelgaz Production de l'Electricité (SPE) de Relizane, Arbaa, M'sila et Ain Djasser. C'est réellement un saut qualitatif et quantitatif dans la satisfaction de la demande.

En ce qui concerne le réseau de transport et de répartition de l'électricité, des dizaines d'ouvrages sont en cours de réalisation et leur mise en service contribuera certainement à l'amélioration graduelle de la qualité de service. Nous attendons au moins 7 postes de transformations 220/60 kV avec les lignes à mettre en service par le GRTE avant la fin de l'année du fait que les essais de réception sont en cours.

Nous notons donc avec satisfaction l'effort de tous pour satisfaire la clientèle qui exige une qualité et une continuité de service sans faille.



équilibrer : Quelles sont les principales actions que vous menez dans le cadre de la conduite du système ?

M. A. BADACHE : Tout d'abord à l'intérieur de l'OS, en terme d'organisation de travail que nous considérons comme une priorité, nous œuvrons à clarifier les rôles des structures afin de les amener à prendre en charge totalement toutes les missions et attributions réglementaires dans le but d'assurer une conduite en toute sécurité.

Nous mettons l'accent aussi sur le développement de notre capacité d'études et de simulation du fonctionnement du SPTE pour prévenir tout risque et anticiper les actions à mener sur le SPTE.

Nous déployons aussi beaucoup d'effort à l'égard de nos ingénieurs aussi bien ceux du dispatching national que ceux des dispatchings régionaux afin de les amener à maîtriser le nouveau système de conduite (SPIDER) avec une utilisation optimale des outils acquis.

Enfin une coordination et une collaboration permanente sont mises en place avec tous les opérateurs pour que tous les ouvrages soient visualisés dans les centres de conduite. Un effort particulier est déployé avec le GRTE pour la finalisation de la mise en service de la télécommande des postes de transformation par les centres régionaux de conduite (CRC). Ce qui apportera une amélioration de l'exploitation des ouvrages et une diminution des temps de coupure en cas d'incident.

Rappelons qu'un système électrique se construit et son fonctionnement s'améliore continuellement par l'expérience acquise dans le temps par les opérateurs. C'est ce qui nous a amené à mettre en place avec les opérateurs un suivi continu de toute anomalie et de l'analyse des incidents pour remédier immédiatement aux dysfonctionnements.

équilibrer : Comment voyez-vous les relations entre l'Opérateur du système électrique et les autres opérateurs du secteur ?

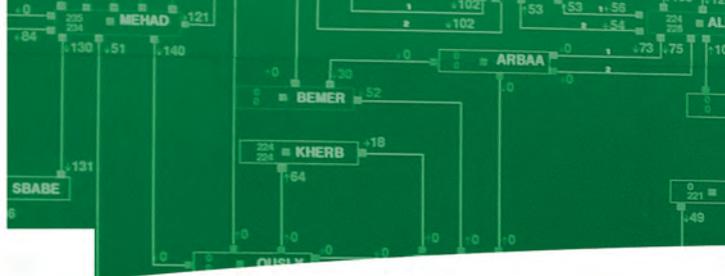
M. A. BADACHE : Il y a lieu de rappeler que le processus de réforme avec tout le travail qui a été fait pour la mise en œuvre de la loi a permis de promulguer une série de décrets ainsi que des arrêtés ministériels qui régissent les droits et obligations de chaque opérateur. En plus des conventions bilatérales ont été mises en place entre

l'OS et chacun d'entre eux.

D'ailleurs, c'est toute cette réglementation qui permet aujourd'hui à la CREG d'assumer son rôle. Cependant le plus important pour nous c'est de faire de cette législation une culture chez l'ensemble des intervenants dans le SPTE.

Pour ce qui est des relations avec les opérateurs, elles sont aujourd'hui des relations de nature contractuelle même si le lien historique demeure le plus fort. Nous avons, en effet, établi des conventions avec chaque opérateur afin de définir les compétences et responsabilités des différents intervenants sur

ZOOM SUR...



le système Production-Transport de l'électricité en particulier celles du Gestionnaire du réseau de transport de l'électricité (GRTE) et de l'Opérateur système afin d'optimiser l'exercice des activités de chacun.

Ces conventions nous ont permis de définir de façon claire les rôles et responsabilités respectives dans les relations et interactions liant les parties en conformité avec le cadre juridique et organisationnel défini par la Loi et les textes de son application.

Sur un autre plan, nous organisons et de façon périodique des rencontres bilatérales avec les opérateurs afin d'avancer dans la même optique et avec le GRTE particulièrement.

équilibrer : Pouvez-vous nous parler des interconnexions électriques avec les réseaux des pays voisins ?

M. A. BADACHE : Pour l'histoire, il est à signaler que les premières interconnexions ont été mises en service au début des années cinquante suite à la décision prise par les entreprises d'électricité algérienne et tunisienne de passer à un fonctionnement en schéma bouclé des interconnexions entre les deux réseaux. Ce ne sera que beaucoup plus tard en 1988 que les trois réseaux des pays du Maghreb Central seront solidaires avec l'extension de l'interconnexion au réseau marocain suite à la mise en service de l'interconnexion Algérie-Maroc. Et c'est avec l'établissement en 1991 du premier contrat commercial entre le Maroc et l'Algérie et ceux qui s'en suivirent qu'un saut qualitatif a été fait dans l'exploitation des réseaux interconnectés.

Aujourd'hui les interconnexions ont dépassé le cadre purement bilatéral et s'inscrivent dans l'optique d'un marché maghrébin d'électricité avec la prochaine intégration de ce dernier dans le marché méditerranéen.

Le renforcement de ces interconnexions par le passage du niveau 220 kV au niveau 400 kV entre l'Algérie et le Maroc et plus tard entre l'Algérie et la Tunisie va augmenter la sécurité du réseau maghrébin ainsi que les capacités d'échange.

A signaler qu'en date du 29 septembre 2009, a eu lieu la mise en service de la première liaison en 400 kV entre les réseaux algérien et marocain. La deuxième liaison parallèle 400 kV va être incessamment mise en service ce qui va permettre d'accroître les capacités d'interconnexions électriques entre les deux pays.

Avec la mise en service du poste 400/220 kV de Chefia (à l'Est du pays) prévue pour 2010, une autre liaison 400 kV d'interconnexion internationale, mais cette fois avec la Tunisie, va elle aussi être mise en service.

Le recours au développement des interconnexions électriques entre les pays maghrébains par des nouvelles liaisons en paliers de tension supérieurs, à savoir le 400 kV va certainement permettre d'optimiser d'avantage le fonctionnement des moyens de production d'électricité des trois pays par une

diminution de la réserve et contribuera aussi à la réalisation d'échanges d'énergie plus importants ce qui va certainement favoriser l'émergence d'un marché régional de l'électricité.

équilibrer : Avez-vous un souhait particulier pour votre entreprise ?

M. A. BADACHE : La construction d'un opérateur système conforme à la loi et reconnu par l'ensemble des opérateurs par sa transparence et la compétence de sa composante humaine ainsi que, chose que je considère comme ma mission, la préparation de la relève dans un domaine très technique et spécialisé en charge de la sécurité du système électrique national.





L'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC)

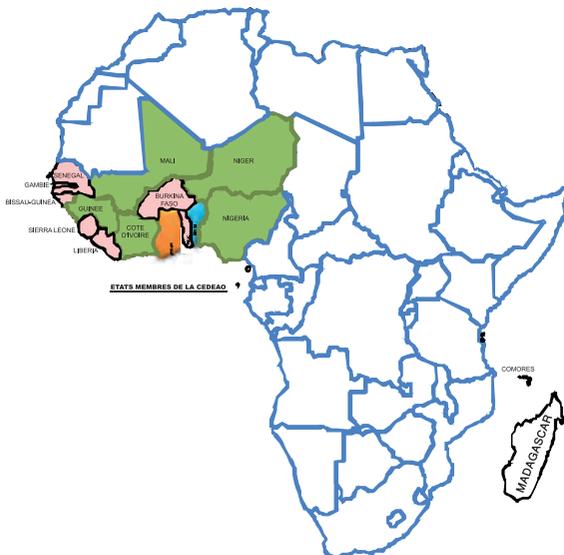
Par M. Ibrahima THIAM
Président de l'ARREC



Introduction

La Communauté Economique des Etats De l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), comprend quinze Etats membres que sont le Bénin, le Burkina Faso, le Cap Vert, la Côte d'Ivoire, la Gambie, le Ghana, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Libéria, le Mali, le Niger, le Nigeria, le Sénégal, la Sierra Leone et le Togo. Elle s'étend sur approximativement 6.1 million km² et sa population est estimée à 220 millions d'habitants.

Situation géographique de la CEDEAO



Sur le plan organisationnel, la CEDEAO comprend plusieurs institutions dont notamment la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement, le Conseil des Ministres, le Parlement de la Communauté, la Cour de Justice de la Communauté et la Commission de la CEDEAO. Il existe également plusieurs institutions spécialisées intervenant dans des secteurs bien définis¹.

Le siège de la Communauté se trouve à Abuja au Nigeria.

Le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain

Dans la plupart des pays d'Afrique de l'Ouest, les capacités de production d'électricité sont insuffisantes pour répondre durablement à la croissance de la demande interne, estimée à 5 % par an.

Les pays de la CEDEAO disposent en moyenne de peu de ressources énergétiques à faible coût.

Il existe toutefois un potentiel situé principalement dans la région côtière : hydrocarbures au Nigeria et en Côte d'Ivoire et

hydroélectricité en Guinée, au Ghana, en Côte d'Ivoire. D'une manière générale, le renforcement des capacités énergétiques de la région impliquera un accroissement de la production dans les sites à proximité des ressources ainsi que le développement du transport, notamment en direction des régions septentrionales.

A cet effet, les Chefs d'Etat de la CEDEAO ont mis en place en décembre 1999 le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) destiné à résorber le déficit d'électricité par la réalisation d'interconnexions électriques et le développement d'échanges d'électricité entre les Etats membres de la CEDEAO.

Depuis 1999, des progrès ont été notés avec aujourd'hui 2 sous-systèmes interconnectés de 3 et 7 pays respectivement.

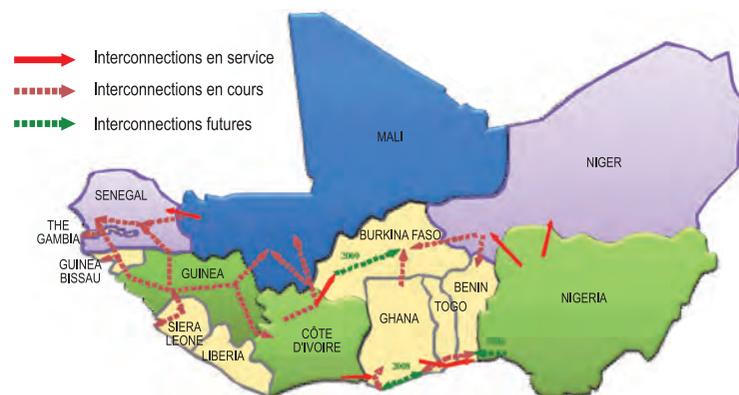
L'organisation actuelle du marché est bâtie autour des liaisons suivantes :

- Burkina Faso-Côte d'Ivoire-Ghana-Togo-Bénin-Nigeria-Niger: Il s'agit de 5 systèmes exploités par différentes sociétés d'électricité (SONABEL, CIE, VRA, CEB, PHCN et NIGEL-LEC) liées par des contrats bilatéraux et des contrats de transit.
- Mali-Mauritanie-Sénégal qui, au sein de l'Organisation de Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS), exploitent la centrale hydroélectrique et les lignes de transport interconnectant les trois pays permettant le partage de l'énergie de Manantali.

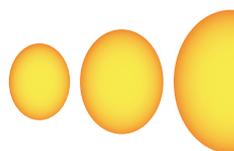
Les autres pays membres de la CEDEAO ont des réseaux isolés.

Sur la période 2010-2016, l'on devrait assister à une introduction progressive de la compétition au niveau du marché régional suivie de sa libéralisation au delà de 2016.

Ci-après la carte décrivant les interconnexions actuelles et futures :



¹ A titre d'exemple l'on pourrait citer la Banque d'Investissement et de Développement de la CEDEAO (BIDC), l'Organisation Ouest Africaine de la Santé (OOAS) et l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC).



EXPERIENCES



Toutefois, le développement des échanges d'énergie électrique demeure confronté à plusieurs difficultés dont entre autres :

- la vétusté des infrastructures de transport ou l'insuffisance de capacité pour accroître les échanges transfrontaliers ;
- une capacité d'investissement trop faible des sociétés, fortement endettées et disposant d'une capacité d'autofinancement limitée;
- un cadre institutionnel et contractuel inadéquat, rendant problématique la détermination des tarifs des échanges ainsi que le règlement des litiges entre sociétés ou entre Etats ;
- un manque de planification régionale.

L'engagement des Etats membres de la CEDEAO à réaliser les interconnexions électriques en vue de la mise en commun et du partage optimal des ressources énergétiques de la région s'est traduit dans les faits par l'adoption d'un certain nombre de dispositions destinées à instaurer un environnement institutionnel et juridique approprié au développement du secteur de l'électricité ouest africain.

Le processus de mise en place d'une régulation régionale du secteur de l'électricité ouest africain

Dans le cadre du Système EEEOA, les Etats membres de la CE-DEAO ont signé en 2003 le Protocole sur l'énergie qui « *établit un cadre juridique destiné à promouvoir une coopération à long terme dans le domaine de l'énergie, et fondé sur la complémentarité et les avantages mutuels en vue d'augmenter l'investissement dans le secteur de l'énergie et de développer le commerce de l'énergie dans la région de l'Afrique de l'Ouest* ».

Le Protocole vise à :

- garantir un libre échange de l'énergie, des équipements et produits énergétiques entre les Etats Membres,
- définir des règles non discriminatoires pour les échanges et le règlement des conflits,
- protéger les investissements privés, et assurer la protection de l'environnement et le développement de l'efficacité énergétique.

Les Etats membres ont décidé de mettre en place un Organe de Régulation Régional (ORR).

La régulation régionale a pour but de faciliter l'accroissement des échanges et une diminution des prix de l'électricité, grâce simultanément à l'optimisation des utilisations d'énergie primaire, à l'introduction d'une concurrence plus effective et à la sécurisation des sources d'approvisionnement.

Le Bureau de Développement de la Régulation Régionale (BDRR) mis en place a cet effet a organisé différentes missions dans les Etats membres de la CEDEAO afin d'évaluer la situation et identifier les différentes disparités et contraintes au

développement du secteur de l'électricité de la région. En outre, afin de s'inspirer de l'expérience internationale en la matière, le BDRR a réalisé une étude comparative des différentes institutions similaires au niveau mondial. De ce processus ont résulté les rapports suivants :

- i. Un rapport sur les mécanismes de régulation régionale au niveau international;
- ii. Un rapport diagnostic du secteur national de l'électricité des Etats membres; et
- iii. Un rapport proposant les missions et pouvoirs de l'Organe de Régulation Régionale.

Ces différents rapports ont été présentés au Comité de suivi du Projet composé des représentants des Ministères de l'énergie et des autorités de régulation des Etats membres à Bamako (3-6 avril 2007). Après l'adoption de ces rapports et du programme d'activités qui en a découlé, le BDRR a réalisé une étude de définition de l'organisation appropriée pour l'Organe de Régulation Régionale et de l'instrument légal nécessaire pour son établissement.

Un projet d'Acte Additionnel et un rapport sur l'organisation de l'organe de régulation régionale ont été présentés à la Réunion des Ministres de l'énergie de Lomé le 16 Novembre 2007 et à la session du Conseil des Ministres de décembre 2007, et adoptés par la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement en janvier 2008.

Ce processus s'est conclu par l'édiction de :

- L'Acte additionnel A/SA.2/01/08 du 18 janvier 2008 portant création de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO ;
- Le Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007 portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO.

Cette entité indépendante a pour but d'assurer la régulation des échanges transfrontaliers d'électricité et d'apporter un appui conséquent aux régulateurs nationaux du secteur de l'électricité des Etats membres.

La régulation régionale aidera à améliorer la gouvernance par l'appui à la libéralisation des échanges et par la promotion du respect des contrats et des normes sectorielles par toutes les parties. Elle vise à accroître la confiance des acteurs du marché et par conséquent, faciliter l'implication du secteur privé.

Les missions assignées à l'ARREC se déclinent principalement autour des points suivants :

- l'élaboration et le suivi de la mise en application des règles techniques uniformes pour la gestion des échanges entre les systèmes interconnectés, afin de maximiser leur efficacité technique ;



- le suivi des ventes en gros d'électricité entre les différents acheteurs des Etats membres et l'analyse de leur efficacité en vue d'éviter les pratiques anticoncurrentielles ;
- le contrôle du respect par les partenaires des règles commerciales et de leurs engagements contractuels et l'élaboration de procédures de règlement des litiges;

la mise en place d'une communication efficace entre les gouvernements, les régulateurs et les services d'électricité des états membres sur les questions d'intérêt mutuel.

L'ARREC travaillera sur deux fronts: a) comme régulateur des échanges d'électricité entre Etats, b) comme appui aux entités nationales de régulation.

La Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CE-DEAO qui s'est tenu à Abuja le 19 décembre 2008 a décidé d'octroyer le siège de l'ARREC à la République du Ghana par Acte additionnel A/S.A.10/12/08.

Organisation et fonctionnement de l'ARREC

Compte tenu de la structure actuelle du marché, et afin d'assurer une montée en régime de la régulation régionale en liaison avec l'évolution des échanges régionaux et permettre son financement à terme par le secteur, les textes de création de l'ARREC ont prévu son organisation et son fonctionnement en deux phases:

- a) une première phase, appelée période de transition, qui se déroulera au cours des premières années suivant son démarrage effectif et durant laquelle l'ARREC sera constituée d'une structure de gestion à plein temps (le Conseil de Régulation comprenant le Président et deux autres membres appelés Commissaires), appuyée par un pool d'experts et un personnel administratif et financier;
- b) une seconde phase, qui sera la phase de montée en puissance, durant laquelle le Conseil de Régulation sera complété à cinq membres et sera supporté par un Département Technique de la Régulation et un Département Administratif et Financier.

Le plan de développement stratégique, qui sera mis en œuvre au cours de la période de transition, déclinera les indicateurs de développement du marché et indiquera la fin de la période de transition et le démarrage de la phase de montée en régime.

Organisation et développement du marché régional de l'électricité

Durant la phase de développement de l'ARREC, le Bureau de Développement de la Régulation Régionale (BDRR) a entrepris les Actions Démonstratives de Régulation suivantes :

- a. Assistance aux régulateurs du Mali et du Sénégal sur l'accès des tiers au réseau de transport ; et

- b. Assistance à l'OMVS/SOGEM pour la gestion de leur réseau électrique interconnecté.

Un Forum destiné à disséminer les résultats et recommandations des Consultants pour chacune de ces actions sera organisé par l'ARREC, à Accra – République du Ghana, au courant du mois de Décembre 2009.

L'objectif du Forum est d'attirer l'attention des acteurs du secteur de l'électricité sur les réformes nécessaires pour la création d'un marché régional de l'électricité.

Les activités de l'ARREC prévues en 2010 pour l'organisation et le développement du marché régional de l'électricité sont:

- l'assistance à la Commission de la CEDEAO pour la formulation d'une politique énergétique régionale;
- la revue et l'analyse des contrats d'échanges d'électricité existants en vue de leur harmonisation et proposer les meilleures pratiques ;
- appuyer l'organisation des marchés nationaux et régional et assister la Commission de la CEDEAO dans l'élaboration des directives nécessaires à cet effet ;
- assister les Etats membres engagés dans l'établissement d'un organe de régulation national ;
- élaborer des directives sur les relations entre les régulateurs nationaux et l'ARREC dans des domaines tels les licences aux acteurs régionaux et la supervision du marché régional de l'électricité (échange d'information, *Benchmarking*, etc.); et
- le renforcement des capacités au niveau national et régional à travers des études et des programmes d'échanges.

CV de M. Ibrahima THIAM

Depuis Mars 2009 : Président de l'ARREC

Juil. 2005-Mars 2009 : Président de la Commission sénégalaise de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)

Oct. 2001-Juil. 2005 : Commissaire au sein de la CRSE

Jan. 2000-Août 2001 : Directeur Général de l'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)

Mars 1996-Avr. 2000 : Directeur de l'Énergie à la Commission de l'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA)

Fév. 1982-Fév. 1996 : Cadre à la Société Nationale d'Électricité du Sénégal (SENELEC)

1981 : Diplômé de l'École Centrale de Lyon (France)

QU'EST-CE QUE ?



● **Independent System Operator (ISO) / Transmission System Operator (TSO)**

Ce sont deux formes d'organisation de l'opérateur du système électrique. L'ISO a la particularité de séparer l'activité « transport » de l'activité « conduite du système » contrairement au TSO.

ISO est le modèle adopté par les américains et le TSO celui dominant en Europe.

En Algérie, le processus de réforme dans le domaine de l'électricité, matérialisé par la loi 02-01, a séparé les deux

fonctions : L'activité de transport est gérée par la Société algérienne de gestion de réseau de transport de l'électricité (GRTE) et L'Opérateur du système électrique (OS) assure la conduite du réseau.

● **Congestion**

État de saturation d'une ligne électrique ne permettant pas de procéder au transport et/ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE, France) - www.cre.fr



ACTU-AGENDA

- La 24^{ème} session du congrès mondial du gaz s'est tenue du 5 au 9 octobre 2009 à Buenos Aires (Argentine).
- La 16^{ème} conférence internationale et l'exposition sur le gaz naturel liquéfié (GNL 16), aura lieu du 18 au 21 avril 2010 à Oran.
- Le 4^{ème} forum mondial sur la régulation de l'énergie (WFER-IV) a eu lieu du 18 au 21 octobre 2009 à Athènes (Grèce).
- Lancement, le 8 novembre 2009, du projet de partenariat dans la formation sur la régulation entre l'Institut algérien du Pétrole (IAP) et l'Ecole de régulation de Florence (FSR, Italie) en présence du ministre de l'énergie et des mines.
- La 1^{ère} conférence des cadres du secteur de l'énergie et des mines s'est tenue les 20 et 21 octobre 2009 à l'Hôtel El-Aurassi à Alger.



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Immeuble du Ministère de l'Energie
et des Mines (Tour B), Val d'Hydra, Alger - Algérie
Tél. : +213 (0) 21 48 81 48
Fax : +213 (0) 21 48 84 00
E-mail : equilibres@creg.mem.gov.dz
Site Web : www.creg.gov.dz

Tous les documents, programmes, rapports et textes législatifs cités dans ce numéro sont disponibles en téléchargement sur le site internet de la commission : www.creg.gov.dz

ēquilibRes
Le lettre de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
ISSN : 1112- 9247 / Dépôt légal : 4485-2008

Directeur de la publication : Nadjib OTMANE
Comité de rédaction : Mohamed Abdelouahab YACEF, Lamia ATIMENE, Amel HANAFI, Karima MEDEDJEL, Mohand Said TAIBI et Kaci BELAID.
Ont contribué à ce numéro : Abdelbaki BENABDOUN et Adjib RADJ