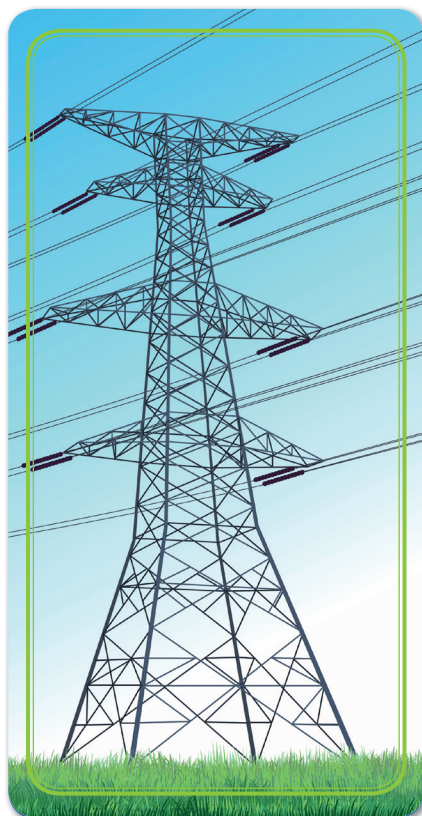


Intégration des Energies Renouvelables au réseau



4 Zoom sur...

Intégration des Energies Renouvelables au réseau : Un défi pour le système électrique.

8 Expériences

Le Développement des énergies renouvelables au Portugal.

Sommaire

EDITORIAL P. 2 - LA COMMISSION : ACTIVITÉ DE LA CREG P.2 - ZOOM SUR... INTÉGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES AU RÉSEAU P.4 - EXPÉRIENCES : LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU PORTUGAL P. 8 - QU'EST-CE QUE ...? P. 11 - ACTU-AGENDA P.12

BADACHE Abdelaali
Président de la CREG



Le développement des énergies nouvelles et renouvelables constitue une des priorités pour les pouvoirs publics. L'objectif visé est essentiellement la transformation du mix énergétique national ainsi que l'efficacité énergétique pour la période 2011- 2030.

Cependant, le caractère variable et intermittent de ces énergies, rajouté au maintien de l'équilibre continu de la production et de la consommation de l'énergie électrique, exige de nouveaux outils de conduite et une autre conception des modes de fonctionnement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité.

En effet, le développement des énergies renouvelables constitue une nouvelle modification de l'offre de production localisée auprès des centres de consommation entraînant une nouvelle répartition des flux d'énergie.

A cet effet, la capacité d'accueil de nos réseaux est appelée à être renforcée et les quantités d'énergies renouvelables à intégrer à ces réseaux devront être issues de prévisions qui tiennent compte de la structure du réseau de transport et de distribution, afin d'optimiser la gestion du réseau électrique national.

Enfin, rendre notre réseau électrique « intelligent » et impliquer le consommateur dans cette nouvelle gestion du réseau, appellera à terme ce dernier à plus de flexibilité afin de s'adapter aux aléas de la production et le sensibiliser ainsi à une consommation plus responsable. Le consommateur sera alors un acteur actif impliqué dans le mode de fonctionnement du système électrique.

Ce défi est aujourd'hui devant nous tous en tant qu'acteurs de la scène énergétique nationale, il nous appartient dès à présent de nous inscrire dans cette optique et de mettre à profit cette opportunité afin d'optimiser nos réseaux et améliorer d'une manière générale la gestion de notre système électrique.

Bonne lecture ■

Activités de la CREG

Parmi les travaux menés par la commission durant la période qui vient de s'achever, figurent ceux qui sont axés principalement sur l'évaluation de la performance des concessionnaires de distribution en électricité et gaz, par le biais de la revue triennale ainsi que l'organisation de rencontres avec les directions de l'énergie et des mines et le Ministère de l'Énergie et des Mines sur les procédures de raccordement et de recours auprès de la CREG.

L'élaboration du rapport annuel 2013 et les perspectives 2014 ont également concerné la période écoulée.

Conformément aux dispositions du cahier des charges fixant les droits et obligations du concessionnaire, une revue triennale relative à la réalisation du service concédé a été réalisée.

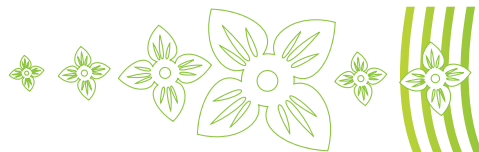
Cette revue correspond à la première période de cinq (5) ans, à l'issue de la troisième année après la date de sa publication.

La CREG a élaboré un bilan sur la mise en œuvre du régime de concessions depuis la date de publication dudit décret.

Le contrôle exercé par la CREG et par l'autorité concédante, grâce au suivi d'un certain nombre d'indicateurs, poursuit deux objectifs :

- Il s'inscrit dans une démarche de progrès. Les éventuels écarts, dysfonctionnements ou insatisfactions constatés par l'autorité concédante et la CREG doivent permettre, en concertation avec le concessionnaire de dégager des pistes d'amélioration de la qualité du réseau concédé, de l'électricité distribuée et globalement du service public rendu à l'utilisateur.
- Il doit permettre de cerner les enjeux de la concession, tant sur le plan technique que financier.

Ce rapport rend compte des différents aspects liés à l'état de mise en œuvre du régime de concession : évolution des indicateurs de performance sur une



période de quatre années, difficultés rencontrées par les concessionnaires, axes d'amélioration et recommandations pour la poursuite des actions prévues par la réglementation pour l'amélioration du service concédé.

Par ailleurs, une rencontre a été organisée conjointement par la CREG et le Ministère de l'Énergie et des mines avec les Directions de l'énergie et des mines. Elle avait pour objectif la présentation du nouveau dispositif mis en place pour le traitement des demandes de raccordement et des réclamations par les distributeurs ainsi que des recours auprès de la CREG.

Cette action menée par la CREG a pour but d'informer les différentes directions des énergies et des mines sur ce nouveau dispositif et ce pour améliorer la qualité du service proposé.

Les communications qui ont prévalu lors de cette rencontre portaient sur le cadre réglementaire régissant le secteur, la procédure de raccordement, la procédure de traitement des réclamations et la procédure de recours auprès de la CREG.

Ensuite, ont émergé des débats sur les problèmes liés au raccordement, l'information et la prise en charge des doléances des consommateurs.

Par conséquent, des recommandations ont été faites pour l'amélioration de la qualité du service et ainsi parvenir à répondre favorablement à leurs attentes.

Le président de la CREG a souligné l'importance de l'implication de toutes les parties prenantes pour la réussite de la mise en œuvre de ce dispositif car il considère que cela constitue le 1er jalon dans le processus de modernisation du service publique de l'électricité et du gaz en Algérie.

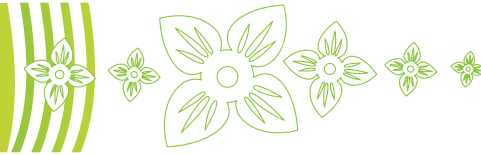
S'agissant du rapport d'activité durant l'année 2013, une grande partie des travaux de la commission a été consacrée aux adaptations de la réglementation relative au soutien des énergies renouvelables et de la cogénération, et ce dans le cadre de la mise en

œuvre du programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique pour la période 2011-2030.

Quant au fonctionnement du système de production, le transport de l'électricité et du gaz, la qualité de service dans la distribution de ces derniers, ainsi que la mise en œuvre de la réglementation relative aux aspects de protection des consommateurs, tous ont fait l'objet d'un suivi particulier durant l'exercice écoulé.

Concernant les perspectives 2014, les actions de la commission s'articulent autour des points suivants :

- En matière de régulation technique, renforcer l'efficacité du monitoring de l'activité des opérateurs du Système de Production et Transport de l'Énergie et du réseau de transport du gaz et particulièrement de la production d'électricité desservant les réseaux isolés du sud.
- Engager l'évaluation de la gestion des concessions des réseaux de distribution et se préparer à l'élaboration des plans d'amélioration de la performance des concessionnaires pour la période 2015-2019.
- Poursuivre les contributions visant à enrichir le cadre incitatif à la promotion des projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables et organiser les attributions dévolues à la commission.
- Dans le cadre de la protection des consommateurs, engager la promotion d'un service d'information et de conseil aux consommateurs, élément favorisant l'efficacité de la mise en application du dispositif relatif à la gestion des demandes de raccordement et des réclamations.



Intégration des Energies Renouvelables au réseau

Un défi pour le système électrique

A l'horizon 2030, le programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique adopté par les pouvoirs publics en novembre 2011 vise un objectif global d'installation d'une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation.

Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par le gaz naturel. La réalisation des projets inscrits dans le programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique, participe à l'objectif de préservation de ressource d'origine fossile, et permettra ainsi une économie de gaz naturel qui s'élèvera à 570 milliards de m³ représentant un montant estimé à 180 milliards US\$. En terme de production d'électricité d'origine renouvelable dédiée au marché national, le déploiement du plan correspond à une production cumulée de plus de 400 TWh, dont 60 TWh en 2030 ; soit un objectif de pénétration dans le bilan électrique national évalué à 40%.

Ce changement de paysage rend indispensable l'adaptation des réseaux électriques. En effet l'expérience des pays européens, à l'instar de l'Espagne où les énergies renouvelables ont atteint en 2013 le niveau remarquable de 42% dans le mix électrique, démontre qu'intégrer de hauts niveaux d'énergies renouvelables fluctuantes dans un système électrique est tout à fait possible moyennant un développement et une mise au point d'outils de gestion des systèmes électriques capables de traiter et d'accepter des productions renouvelables de plus en plus importantes.

La nécessité d'adaptation des réseaux est fortement liée à la modification de l'offre de production du système électrique induite par le développement des énergies renouvelables. D'une part, la localisation des sites de production dépend de facteurs spécifiques, qu'il s'agisse du degré d'ensoleillement pour le photovoltaïque où de l'exposition au vent pour l'éolien et d'autre part, ces sites ne sont pas toujours situés dans des régions à forte consommation électrique.

De plus, l'électricité des installations de production d'origine renouvelable étant le plus souvent intermittente, décentralisée, à production variable, leur développement va conduire à un nouveau schéma de fonctionnement du système électrique conçu traditionnellement pour n'acheminer l'énergie que dans un sens.

L'intégration des énergies renouvelables nécessitera une analyse multicritère en tenant compte de plusieurs facteurs à savoir : les caractéristiques du système électrique, les différentes technologies et les exigences de raccordement au réseau. Une fois ces limites définies, les différents impacts doivent être analysés par des outils de simulation adéquats.

Les impacts devant être analysés concernent surtout la gestion de la production à tous les horizons de temps et le comportement dynamique du système : de l'exploitation (quelques secondes à quelques heures) à la planification (quelques années) en passant par la gestion prévisionnelle (quelques jours à une année).

Outre les préoccupations liées à réalisation de l'équilibre production-consommation à divers horizons temporels, celles liées à la sécurité et à la stabilité du réseau du point de vue global doivent être également reconsidérées.

Les systèmes électriques sont, en permanence, sujets à des variations multiples du côté de la demande comme du côté de l'offre. Ces variations peuvent survenir suite aux incidents sur les moyens de production ou à une charge qui s'arrête instantanément de consommer.

Des réserves de puissances (primaires et secondaires) sont constituées dans le but de faire face aux incidents sur les moyens de production les plus puissants.

Les variations de vents ou d'ensoleillement se traduisent par de fortes fluctuations de la puissance fournie. Ces variations de puissance sont susceptibles également de provoquer des variations de tension. En outre, dans le cas des éoliennes, lorsque le vent dépasse une certaine valeur, l'éolienne se déconnecte du réseau, faisant passer sa puissance injectée de la puissance maximale à 0.



Ainsi, lorsque la part de production de source aléatoire n'est plus marginale dans un réseau, il est nécessaire d'augmenter la réserve disponible sur les autres moyens de production afin de conserver le contrôle de la fréquence et de la tension et d'éviter ainsi de dégrader la qualité de fourniture à la clientèle, voire causer des coupures. Pour les gestionnaires de réseaux, le défi consiste donc à raccorder aux réseaux électriques les nouveaux sites de production, tels que les installations photovoltaïques solaires, les parcs éoliens, sans compromettre la sécurité d'alimentation.

Lors de l'élaboration des premiers codes réseau, il n'était pas exigé des éoliennes de rester connectées en cas de baisse de fréquence, ce qui rendait plus difficile le rétablissement du système qui avait besoin de puissance en cas de baisse de la fréquence.

Mais il est vite apparu que, dans les systèmes électriques qui visent une insertion élevée d'énergie renouvelables, il est essentiel que les sources renouvelables contribuent au contrôle et à la stabilité du réseau.

Partant des études de la stabilité des systèmes électriques, les gestionnaires de réseaux ont élaboré un ensemble d'exigences techniques spécifiques pour les énergies renouvelables. L'objectif de ces exigences est de s'assurer que les éoliennes ne nuisent

pas au bon fonctionnement du système électrique en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, la fiabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

En conséquence, les règles de raccordement des parcs éoliens ont, progressivement, été reformulées en parallèle avec la pénétration croissante de l'énergie éolienne et le développement de la technologie des aérogénérateurs ; laquelle a toujours suivi et s'est adaptée à l'évolution des codes réseaux.

Actuellement, il est exigé des éoliennes de rester connectées au réseau et de fonctionner dans une gamme de fréquence relativement large autour de la valeur nominale.

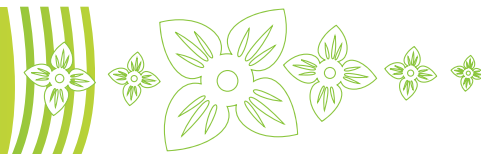
Concernant le réglage de tension, l'exigence de base des codes réseaux est l'obligation pour les éoliennes de fonctionner normalement et à la puissance requise et de rester connectées au réseau tant que la tension du réseau reste à l'intérieur de la plage spécifiée au sein du code réseau. Les autres exigences sont relatives à la capacité à fournir ou absorber de l'énergie réactive et de participer au contrôle de la tension.

A l'instar des moyens de production conventionnelle, les éoliennes doivent être capables de fournir une proportion de l'énergie réactive et contribuer au maintien de l'équilibre de l'énergie réactive au sein du système électrique.

Les évolutions importantes en cours dans l'exploitation la gestion du système électrique et les progrès technologiques pourraient apporter des solutions aux problématiques liées à l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables développées dans cet article.

Ainsi, l'instabilité de la production aléatoire peut être limitée par le foisonnement de l'ensemble des générateurs raccordés sur le territoire

D'un autre côté, le stockage de l'énergie tente de répondre à la problématique la plus contraignante de l'électricité à savoir sa non stockabilité et pourrait constituer une solution aux problèmes d'intermittence. Plusieurs procédés de stockage sont en cours d'expérimentation. Les techniques les plus matures, les plus éprouvées et qui permettent le stockage de quantités d'électricité à une échelle industrielle restent les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) et le stockage thermique.



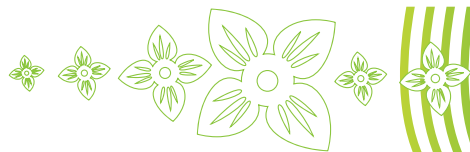
Aussi, le développement des réseaux intelligents est incontestablement une des clés pour optimiser la pénétration des énergies renouvelables. En effet, l'évolution du réseau de transport d'électricité et de ses méthodes de gestion, vers des réseaux dits intelligents où «smart grids», facilite le pilotage de la consommation et favorise l'insertion de la production renouvelable, décentralisée et intermittente dans le système électrique.

Le développement de capacités d'interconnexion suffisantes pour mutualiser l'utilisation des énergies renouvelables se place comme l'une des solutions les plus adaptées car elles offrent plusieurs avantages : l'optimisation de la production quotidienne des centrales électriques, de meilleures possibilités d'exploiter les énergies renouvelables, la création d'une concurrence et l'amélioration des conditions d'approvisionnement.



Dans un réseau intelligent, la demande doit être gérée de manière plus active, permettant ainsi aux opérateurs du réseau de la réguler plus facilement en fonction de l'offre. Pour qu'une telle situation soit possible, des dispositifs de suivi et de contrôle doivent être mis à disposition des utilisateurs finaux, fournissant ainsi à chaque consommateur des informations détaillées sur leur utilisation de l'électricité et leur indiquant comment ils pourraient contribuer activement à réduire le niveau de demande maximum et d'ajuster automatiquement leur consommation.

Enfin, l'amélioration des modèles de prévision météo est une des options techniques qui permet de réduire les écarts entre prévisions et productions réelles. De par leur rôle prépondérant pour une meilleure intégration des énergies renouvelables aux réseaux, les prévisions météorologiques permettent d'opérer des rapprochements entre l'aléa météorologique et la production. Ainsi, un faible écart entre les prévisions et la production sera satisfaisant pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande et préserver l'équilibre du système.



La Ferme éolienne d'ADRAR

Le site de Kabertene se situe à 72Km au nord de la ville d'Adrar, cette région possède un potentiel éolien énorme, différents point ont été analysés pour le choix du site. Les différentes simulations ont de configurations des aérogénérateurs ont permis de quantifier la production et de localiser la meilleure disposition de chaque éolienne pour ainsi optimiser le rendement, au nombre de 12 éolienne d'une puissance de 850 KW chacune.



M. TOUMI
Chef de Département
Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM)



Local MT Kiosque éolien

La réalisation de la centrale éolienne de Kabertene entrant dans le cadre du programme de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable d'une capacité de 4219 MW sur la période 2012-2022, constitue un extrait du plan national de développement des énergies renouvelables de 22000 MW dont 10000 pour l'exportation et 12000 pour le marché local prévu sur la période 2012-2030 dont l'objectif est la mise en valeur des ressources renouvelables et la diversification des sources d'énergie, notamment à travers l'utilisation de l'énergie solaire.



Cellules MT



Local MT Kiosque éolien



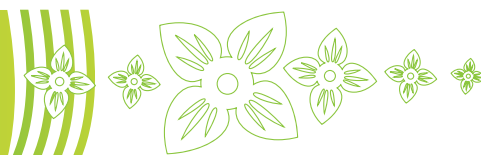
Champ éolien

La part de l'énergie éolienne est de 2000 MW à l'horizon 2030 et de 516 MW à l'horizon 2022, La réalisation de la ferme éolienne de kabertene est un projet pilote constitué d'une puissance de 10,2 MW avec une enveloppe financière de 1 246 514 KDA.

territoire national. Bien que la réalisation ait connu quelques problèmes, tous les équipements ont été mis en place et les raccordements effectués, les essais de mise en service pour la partie poste 30 KV effectués, la mise en service de la centrale est prévue pour le mois de mai 2014.

Le contrat avec le consortium CEGELEC SAS (France) / CEGELEC SPA (Algérie) a été signé le 17/05/2011 avec un délai d'exécution de 17,6 mois. Le maître de l'ouvrage SPE a mandaté la gestion du projet, tandis que l'exploitation et la maintenance seront pris en charge par SKTM, la nouvelle filiale pour la gestion des réseaux isolés du sud et des énergies renouvelables sur le

Il est à signaler qu'un contrat d'acquisition de 10 stations de mesure météorologique a été signé en parallèle pour l'identification et mesure du gisement solaire et éolien algérien, avec le constructeur ATLAS AGRO (Suisse).



Le Développement des énergies renouvelables au Portugal

La politique énergétique au Portugal est sous l'entière dépendance du gouvernement par le biais du Ministère de l'économie dont dépend directement la Direction générale de l'Énergie et de la Géologie (DGEG) pour la conception et l'évaluation des politiques en rapport avec l'énergie.

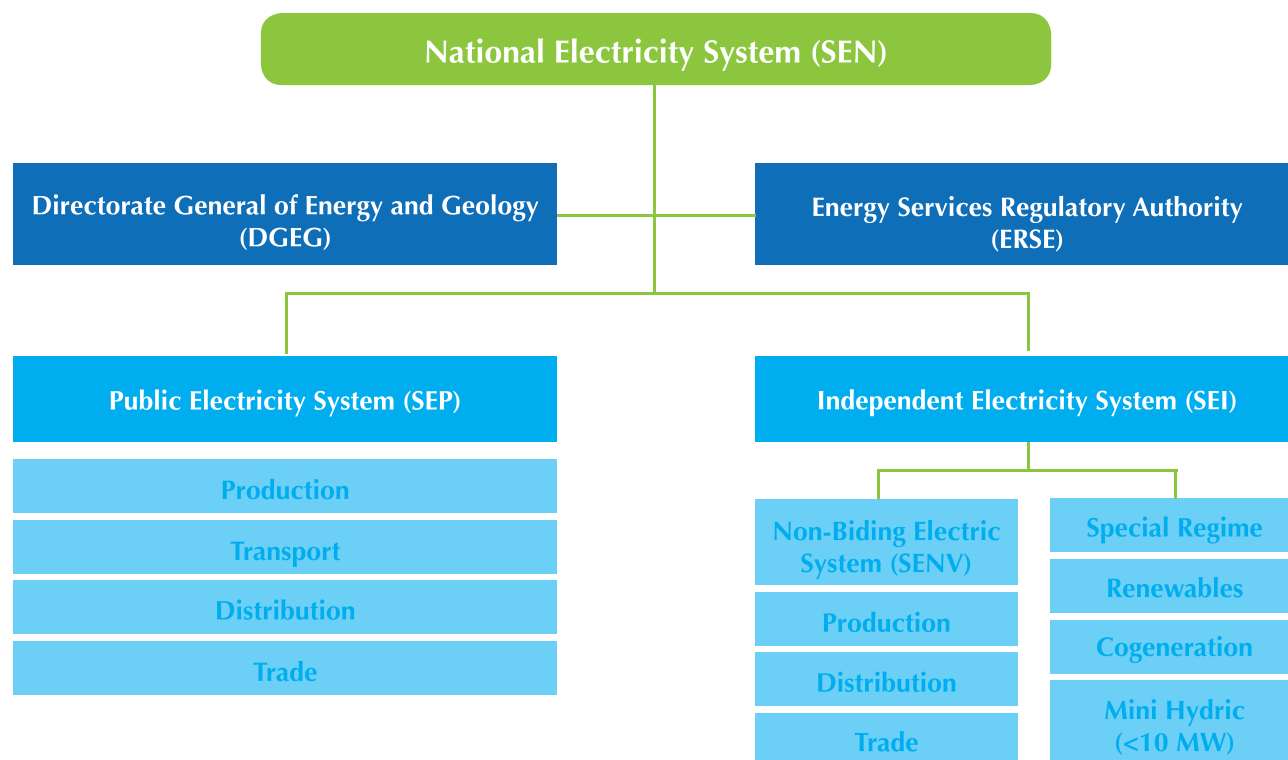
La réglementation spécifique au secteur est menée par l'autorité de régulation des services de l'énergie (ERSE). Son rôle principal est de protéger les intérêts du consommateur, tarifs, qualité de service, accès à l'information et sécurité de la demande et aussi de favoriser la concurrence et une utilisation efficace de l'énergie.

Au Portugal, le système d'électricité national (SEN) est constitué de deux systèmes différents :

Un système d'électricité publique (SEP) et un système d'électricité indépendant (SEI).

Le premier (SEP) comprend toutes les activités requises pour couvrir la demande en électricité au Portugal en tenant compte les obligations du service public pour fournir l'énergie en général est assurer des niveaux convenables de qualité de service déterminés par le régulateur.

Le deuxième (SEI) englobe le système électrique non-obligatoire (SENV) et les générateurs du régime spécial servant les réseaux SEP selon une législation spécifique.



Organisation du système d'électricité national (SEN)



La production d'énergie et la commercialisation aux utilisateurs est une activité basée sur le marché, alors que le transport et la distribution ne peuvent être assurés que par une concession du service publique.

Au Portugal, le transport est assuré par le réseau d'électricité nationale (REN) moyennant une concession établie en 2007 pour une période de 50 ans, avec pour principaux objectifs de planifier, construire, opérer et maintenir la grille de transmission de l'électricité nationale (RNT). Le gouvernement contrôle directement ou indirectement 51.1% des votes des actionnaires et le reste correspond aux nombreuses industries de l'énergie et groupes d'investissement avec 20% de marge libre.

L'activité de distribution est aussi une concession exclusive menée par EDP Distribution du Groupe EDP. EDP est une compagnie cotée à la bourse de Lisbonne dont le gouvernement portugais contrôle 24.49% des votes.

Dans la commercialisation, qui est la dernière activité de la chaîne, il existe 2 marchés distincts : L'un régulé, avec des prix régulés (par ERSE) et l'autre dérégulé où diverses entreprises concourent les unes avec les autres dont EDP, Endesa, Iberdrola etc. Ainsi, l'utilisateur final peut choisir d'avoir des contrats avec les fournisseurs du marché régulé, aussi appelé fournisseur de dernier recours, sous des conditions approuvées par le régulateur ou de négocier avec des fournisseurs du marché ouvert (marché libéralisé).

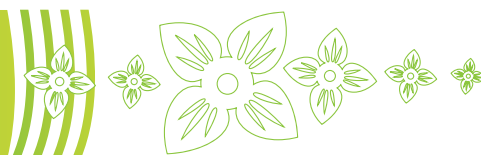
Pour ce qui est des énergies renouvelables, le Portugal entreprend actuellement un programme d'investissement majeur.

Ceci a pour but de réduire les gaz à effet de serre et accroître la production nationale en énergie en réduisant la facture énergétique externe. La création de réglementation spécifique et la signature du protocole de Kyoto ont été déterminantes dans le lancement de divers projets basés sur les énergies renouvelables.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (Mar)	AAGR*
Hydroelectric Total Large	4288	4292	4561	4752	4784	4787	4792	4821	4821	1,8%
Hydroelectric (>39MW)	3783	3783	4043	4234	4234	4234	4234	4234	4234	1,7%
PCH (>10e=30MW)	251	251	251	232	263	263	263	263	263	0,7%
PCH (=10MW)	254	258	267	286	287	290	295	324	324	3,9%
Wind	175	253	537	1047	1681	2446	3012	3566	3725	276,8%
Biomass (with cogeneration)	372	352	357	357	357	357	357	359	359	-0,5%
Biomass (without cogeneration)	8	8	12	12	24	24	24	101	103	166,1%
Urban Solid Waste	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0.0%
Biogas	1	1	7	8,2	8,2	12,4	12,4	20	21	271,4%
Photovoltaic	1.5	2.1	2.7	2.9	3.4	14.5	58.5	103.7	108.7	973.3%
Tides Energy							4,2	4,2	4,2	
TOTAL	4934	4996	5565	6267	6946	7729	8344	9059	9226	11,9%

*AAGR : Annual Average Growth Rate

Tableau 1 : Evolution de la capacité installée des sources renouvelables (MW) (DGEG, 2010)



Selon la Direction Générale de l'Énergie et de la Géologie (DGEG), à la fin Mars 2010, le Portugal continental a atteint 9229MW en capacité de production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables. Le principal facteur de cette croissance est le développement de l'énergie éolienne qui est passé de 175 MW en 2002 à 3725MW en 2010 (au delà de 20 fois plus).

Il est à rappeler que le pays importe encore, un quart de l'électricité consommée. Cependant, pour plus d'autonomie, le gouvernement portugais a misé grandement sur l'énergie renouvelable en termes d'énergie éolienne et biomasse en faisant des appels

d'offre pour la répartition d'énergie dans le réseau. De plus, l'énergie mini hydroélectrique et géothermale ont également pris de l'envergure. Il en est de même pour le projet pilote sur l'énergie marémotrice et les installations photovoltaïques ou les prévisions en termes d'énergie solaire sont ambitieuses.

Compte tenu de sa géographie et de sa géomorphologie, le Portugal offre un paysage prospère pour le développement de l'énergie éolienne. Les premiers projets datent des années 90 puis, en 2001, le gouvernement a contribué à l'augmentation du nombre d'usines passant de 24 à 204 en Mars 2010 (voir tableau 2).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (Mar)	AAGR*
Installed Power	175	253	537	1047	1681	2446	3012	3566	3725	277%
No. of sites	24	42	71	103	139	152	174	195	204	102%
No. of wind turbines	213	276	441	702	1003	1137	1609	1879	1956	112%
Average Power Capacity (MW)										
Farms	7,3	6	7,6	10,2	12,1	16,1	17,3	18,3	18,3	22%
Aerogenerators	0,8	0,9	1,2	1,5	1,7	2,2	1,9	1,9	1,9	20%

*AAGR : Annual Average Growth Rate

Tableau 2. Evolution de la capacité de production de l'énergie éolienne au Portugal continental (DGEG, 2010)

Le développement d'unités de production à partir d'éoliennes requiert de l'expertise et du savoir-faire ainsi qu'un grand capital. Les promoteurs de projets sont les principaux moteurs de ce type d'entreprise, généralement des industriels spécialisés dans le secteur de l'énergie avec des partenaires financiers qui assurent les fonds nécessaires. L'impact environnemental et visuel nécessite un avis favorable des municipalités.

Pour faciliter cette contribution publique, le Décret-loi 339-C/2001 du 29 Décembre a prévu que les municipalités qui accueilleront favorablement ce projet percevront 2.5% de la taxe mensuelle payée par le bénéficiaire de l'électricité produite à partir des fermes éoliennes. Par exemple une part de la taxe mensuelle payée par le promoteur à la municipalité est utilisée par des comités locaux pour financer des petits projets dans les villages.

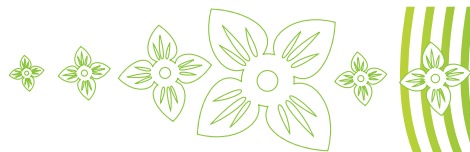
En revanche, de nombreuses entraves peuvent être rencontrées pour pénétrer ce marché, telles que les procédures de licence et l'obtention des permis obligatoires pour participer aux procédures d'appel

d'offre. Ces étapes sont complexes, bureaucratiques, coûteuses et lentes. Les permis sont par ailleurs nombreux et difficiles à acquérir et la contestation publique dure à affronter, notamment lorsque celle-ci bénéficie de l'appui des agences de protection de l'environnement.

De plus, les zones choisies sont généralement retirées, sans connexion au réseau électrique national, ce qui occasionne des retards et alourdit les coûts du projet. Cela demeure donc une source d'énergie renouvelable très aléatoire, bien plus que pour tout autre type de source renouvelable.

Le Portugal a opté pour le feed-in tariff, système qui a émergé comme un encouragement aux projets sur les énergies renouvelables et ce, essentiellement pour établir un tarif stable imposé par le régulateur (ERSE) et /ou un bonus en plus du prix du marché reçu par MWh pour assurer un taux de rendement raisonnable pour le producteur.

Ces tarifs ont été établis en 1999 puis révisés par ERSE et amendés en 2001, 2005 et 2008.



Le Décret –loi 33-A/2005 en 2005 a introduit une contrainte sur le rendement pour les feed-in tariffs pour 15 ans maximum à compter de la date de fourniture d'électricité sur le réseau. La période de garantie des nouveaux tarifs dépassant 15 ans peut aussi être saturée aux premiers 33 GWh fournis au réseau, pour chaque MW de capacité, et il sera utilisé selon la première de ces éventualités.

Durant cette période le régulateur assure au producteur l'achat de toute sa production d'énergie par le réseau d'électricité nationale (REN), sans risque lié à la demande, pour le producteur. Cependant, bien que les régimes tarifaires assurent leur mise en œuvre pendant ces 15 ans, le régulateur peut décider d'augmenter ou de réduire le taux ou la partie fixe du tarif pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables. En ce qui concerne les ventes, leur nombre va dépendre directement de la capacité installée, du facteur de charge, de l'accord d'achat d'énergie et de la politique gouvernementale, étant donné que la disponibilité de la ressource d'énergie éolienne est un facteur décisif pour la quantité d'énergie produite.

Tous les frais de fonctionnement assumés par le promoteur d'une ferme éolienne sont enregistrés dans l'Opex. Selon European Wind Energy Association (EWEA) 2009, les services et les pièces détachées représentent la plus large part des dépenses totales de O&M avec 26%, suivis de l'administration avec 21%, location du terrain (18%), assurance (13%), puissance à partir du réseau (5%) et autres (17%).

Les investissements dans un parc éolien sont spécifiques car les turbines sont la pierre angulaire de tout le processus en ce qui concerne le choix du modèle et sa puissance, la définition des groupes, pour une efficacité optimale, la maintenance et même le remplacement des composants. Cet investissement justifie les coûts élevés à la phase initiale ou à la mise en marche et particulièrement lors du transport et de l'installation.

Dans la structure typique d'un investissement pour une ferme éolienne, les coûts sont dominés par les turbines avec 75% de l'investissement total, représentant le système électrique (10%), les travaux de génie civil (10%), engineering et gestion de projet (5%).

Références Bibliographiques :

● *Public-Private Partnerships for Wind Power Generation*

-The Portuguese Case-

- Ana Cravinho martins
- Rui Cunha Marques
- Carlos Oliveira Cruz

*Center of Urban and Regional Systems
Technical University of Lisbon
Avenida Rovisco Pais
1049-001 Lisbon, Portugal*

QU'EST-CE QUE

Code réseau (Grid code) : Ensemble des règles techniques et opérationnelles fixant les exigences minimales que les acteurs du marché doivent respecter pour être raccordés au réseau.

(Source : Swissgrid : www.swissgrid.ch)

Réserve de puissance : Puissance destinée à compenser les écarts survenant entre les programmes prévisionnels et les charges effectives.

(Source : Swissgrid : www.swissgrid.ch)

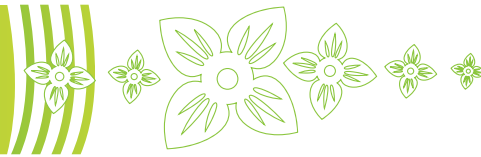
Stockage thermique : Consiste à emmagasiner de l'énergie, sous forme de chaleur, pendant une période où elle est abondante ou moins coûteuse pour l'utiliser pendant une période durant laquelle elle est rare ou plus chère.

(Source : Techniques de l'ingénieur)

Smart Grid : Les technologies de smart grids permettent de moderniser les réseaux électriques afin de les rendre communicants et permettre de prendre en compte les actions des acteurs du système électrique, tout en assurant une livraison d'électricité plus efficace, économiquement viable et sûre.

(CRE : www.smartgrids-cre.fr)





ACTU-AGENDA



C'est avec plaisir que les responsables et le personnel de la CREG ont retrouvé le temps d'une collation leur ancien Président Otmane Nadjib, qui a fait valoir ses droits à la retraite depuis avril 2014.

Tous nos souhaits pour une belle retraite !

- M. BADACHE Abdelaali a été nommé Président du Comité de direction de la CREG succédant à M. Otmane Nadjib.
- M. Taibi Mohand Said a été nommé Directeur de la Division technique et membre du Comité de direction de la CREG succédant à Mr Hakmi Zoubir.
- La CREG a organisé en date du 20 Janvier 2014 une rencontre d'information (traitement de demandes, réclamations, recours) avec les DEM à Zéralda (Hôtel Safir).
- Une délégation de la CREG a participé à la formation de l'ERRA (Energy Regulators Regional Association), organisée du 13 au 17 Avril 2014 à Abu Dhabi (Emirats Arabes) sous le thème de la régulation de l'énergie dans les pays émergents.
- En date du 28 Avril 2014, à l'Hôtel Safir Mazafran, la CREG a participé, par une communication, à une Journée technique sur « l'efficacité énergétique dans l'industrie » organisée par l'APRUE.
- La CREG a participé le 15 Mars 2014 à la célébration de la Journée Mondiale de la protection des consommateurs organisée par l'Union nationale de protection des consommateurs avec le concours du Ministère du Commerce, du Ministère de la poste et des Technologies de l'Information et de la Communication ainsi que des opérateurs de téléphonie.
- Deux arrêtés fixant les tarifs d'achat garantis pour l'électricité produite à partir des installations utilisant les filières éolienne et photovoltaïque ont été publiés au journal officiel N°23 du 23 Avril 2014.



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Immeuble du ministère de l'Énergie 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

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
La Lettre de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

ISSN / 1112-9247 / Dépot Légal : 4485-2008

Directeur de la publication : BADACHE Abdelaali - Comité de rédaction : Karima MEDEDJEL, Ghania BOUCHEK, Lamia ATIMENE, Amel HANAFI, Abdelhakim HACHICHI, Brahim NOUCER - Ont contribué à ce numéro : Mohamed Abdelouahab YACEF, Mohand Said TAIBI, Abderahmane CHALI, Nora BEDJOU, Nadjwa NOUAL, Adjib RADI