



Edito

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

### A l'aube d'une nouvelle étape

Le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz a connu, au cours des quatre dernières années, une période particulièrement riche en changements dans l'organisation et le fonctionnement de ses principales branches d'activités que sont la production de l'électricité, le transport de l'électricité et du gaz ainsi que la distribution de l'électricité et du gaz par canalisations et ce dans un objectif de modernisation de la gestion de ces services publics.

La présentation publique, le 31 mai dernier, du quatrième rapport d'activité de la CREG depuis sa création, fut pour nous l'occasion de dresser un bilan ainsi qu'un état d'avancement des différentes transformations prévues dans l'agenda de ces réformes et de les partager avec nos principaux partenaires et les média.

La phase d'élaboration intensive de la réglementation secondaire étant en voie d'achèvement, il s'agit là d'une pause relative sans doute bénéfique pour l'ensemble des parties prenantes et également une opportunité à saisir pour prendre du recul, intégrer la portée de ce qui a changé et préparer l'avenir en s'y adaptant.

Cette nouvelle étape qui s'ouvre devrait permettre aux acteurs concernés de procéder aux aménagements requis, à la mise en adéquation des organisations, des procédures et des systèmes d'information lesquels constituent la base d'un dialogue constructif que nous avons déjà établi avec tous les opérateurs du secteur.

La CREG souhaite ainsi faciliter la transition vers la mise en œuvre de ce nouveau cadre à même d'accomplir les différents objectifs assignés à notre secteur.

Bonne lecture.

## ZOOM SUR...

### Fonctionnement et conduite du SPTE



On appelle communément système électrique l'ensemble des installations électriquement interconnectées qui assure la livraison, à tous les utilisateurs, de l'énergie électrique produite à partir de sources primaires telles que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, l'énergie éolienne...

*Lire la suite en page 3*

Sommaire

- P 1 - Edito
- P 2 - La Commission
- P 3 - Zoom sur... : Fonctionnement et conduite du SPTE
- P 6 - Experiences : Les grandes pannes de réseaux électriques
- P 8 - Qu'est-ce que ?
- P 8 - Actu-Agenda



La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) a présenté son rapport d'activité de l'année 2008 à ses partenaires ainsi qu'à la presse et ce, en présence du Ministre de l'énergie et des mines en date du 31 mai 2009.

Cela a été une occasion de revenir sur les différentes actions menées par la CREG et de mesurer tout le chemin parcouru depuis l'engagement des réformes.

Pour l'année 2009, et dans la continuité des actions engagées les années précédentes, la commission travaillera à la mise en œuvre des textes d'application de la loi 02-01 et à la poursuite du processus d'information des consommateurs sur le nouveau cadre réglementaire ainsi que sur leurs droits et obligations.

Les activités ayant marqué la première moitié de l'année 2009 sont incontestablement les travaux relatifs à la mise en place du régime des concessions et dans le même sillage, ceux relatifs à la protection du consommateur et à la qualité de service.

Consciente de l'envergure de la tâche, la CREG a entamé un travail de préparation pour la mise en œuvre des différentes étapes dès la promulgation du décret exécutif n° 08-114 du 09/04/2008 fixant les modalités d'attribution et de retrait de concessions de distribution de l'électricité et du gaz et le cahier des charges relatif aux droits et obligations du concessionnaire.

Ce décret fixe également les différentes étapes à accomplir auprès de la CREG et du ministère de l'énergie et des mines notamment en matière d'amélioration de la qualité du service, d'approbation des barèmes de prestations et d'élaboration des plans de développement quinquennaux.

Les sociétés de distribution ont procédé à la déclaration des concessions électricité et gaz qu'elles exploitent auprès de la CREG en date du 13/07/2008. Après examen, la CREG a établi une attestation de déclaration pour chaque société de distribution relative à l'ensemble des concessions qui lui sont rattachées.

Les journées d'informations organisées au niveau de chaque filiale de distribution de Sonelgaz avaient permis de sensibiliser et d'informer le personnel des filiales de distribution sur le dispositif.

Dans ce cadre, un travail de préparation a été engagé par la CREG pour l'élaboration du plan quinquennal d'amélioration de la performance par les concessionnaires qui sera soumis, en application de la réglementation, pour approbation au ministre de l'énergie et des mines.

Une liste d'indicateurs de performance sur les plans technique, commercial, économique et financier a été préparée en collaboration avec le ministère de l'énergie et des mines et les quatre sociétés de distribution. Les concessionnaires ont établi sur la base de ces indicateurs, des plans d'engagement d'amélioration des performances pour chaque concession électricité et gaz sur cinq ans qu'ils ont transmis et présenté à la CREG au mois de mars dernier.

La CREG, et dans l'esprit de concertation qui a toujours animé ses travaux, a maintenu un contact soutenu avec les concessionnaires en vue d'aboutir à des plans approuvés par le ministre de l'énergie et des mines.

En parallèle à ces travaux, et dans le cadre de ses missions en matière de protection des consommateurs et de qualité de service, la CREG va procéder à une enquête qui sera confiée à un bureau d'études spécialisé afin d'évaluer le niveau de satisfaction des consommateurs par rapport aux prestations fournies par les distributeurs d'électricité et de gaz.

Le bureau d'études qui sera retenu devra remettre un premier rapport qui concernera quatre (04) concessions réparties sur le territoire national vers la fin de l'année.

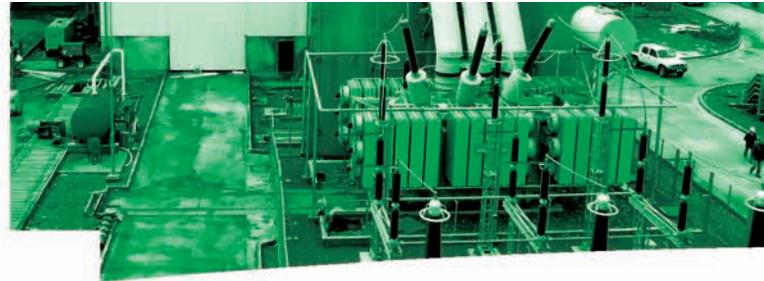
L'autre dossier marquant de cette première moitié de l'année a été l'élaboration du programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz (2009-2018).

Ce document est actualisé chaque année et constitue un outil permettant la visibilité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement du marché national.

Il vise à déterminer la demande en gaz du marché national, globalement, par zone géographique et par types de clients. Il constitue, également, un cadre de référence pour évaluer les capacités de transport-distribution nécessaires sur la prochaine décennie.

Le document publié est le quatrième depuis la création de la CREG et le premier depuis la promulgation du décret exécutif 08-394 du 14/12/2008 qui fixe les outils et la méthodologie de son élaboration.





## Fonctionnement et conduite du SPTE

Suite de la page 1

On distingue, au sein d'un **système électrique**, trois étages aux fonctions différentes s'articulant entre elles :

Le premier étage est celui de la production de l'électricité qui sera livrée aux consommateurs. Il est constitué par les centrales électriques.

Le deuxième étage est celui du réseau de transport et d'interconnexion auquel sont raccordées les centrales. Cet étage assure la mise en commun et la répartition sur un très vaste territoire de toute l'électricité qui y est produite. Le réseau de transport et d'interconnexion est le véritable nœud du système électrique. Sa taille dépasse parfois l'échelle d'un continent. A titre d'exemple, les réseaux maghrébins connectés entre eux, sont reliés au réseau européen via le détroit de Gibraltar, le tout formant un seul réseau interconnecté.

Le troisième étage est celui des réseaux de distribution : de nombreux réseaux de distribution, alimentés chacun séparément par le réseau de transport, desservent les millions de consommateurs, domestiques ou industriels.

Les étages **production et transport** forment un tout économiquement et techniquement intégré. Il est indispensable de respecter à tout moment, sur cet ensemble, les trois principaux types de contraintes techniques :

- équilibre production-consommation ;
- sécurité individuelle des ouvrages ;
- sécurité globale du système pour faire face aux aléas.

Le dysfonctionnement d'un élément quelconque de cet ensemble est susceptible, si on n'y prend garde, d'affecter tout le réseau et tous ses clients. Il faut donc coordonner la gestion et la conduite du **Système Production-Transport d'Electricité (SPTE)** sur toute la zone qu'il couvre. Tel est le rôle technique des gestionnaires du système production-transport.

La fonction de base du réseau de transport est d'abord de relier les centrales de production aux centres de consommation d'électricité. Le développement du réseau de transport a permis de contourner la difficulté de produire localement exactement la puissance consommée à chaque instant dans chaque région en rendant possible la mutualisation instantanée de tous les moyens de production interconnectés : à défaut de pouvoir facilement produire localement au moment où l'on consomme, le réseau de transport permet de produire ailleurs que là où l'on consomme. Il permet ainsi de contrebalancer un inconvénient bien connu de l'électricité : on ne peut pas stocker l'énergie sous forme électrique de façon économique. Le rôle du réseau de transport doit être complété par d'autres

réseaux qui vont acheminer l'énergie à proximité immédiate des zones de consommation diffuse : il s'agit des réseaux de répartition, qui assurent le relais jusqu'aux réseaux de distribution. Outre la desserte régionale, les réseaux de répartition ont un rôle d'évacuation de la puissance produite par de petites centrales, situées à l'intérieur ou à proximité des grandes agglomérations. Les réseaux de répartition jouent ainsi un rôle déterminant quant à la qualité de service livrée au consommateur.

La conduite d'un système électrique est fortement tributaire des performances des ouvrages de production qui composent le parc considéré. En effet, les différents types de centrales offrent des souplesses – et des contraintes – différentes selon l'énergie primaire qu'elles utilisent et selon leurs caractéristiques constructives. Le gestionnaire du SPTE va donc s'intéresser de près à tous les paramètres des centrales qu'il va devoir prendre en compte pour assurer la conduite du système électrique. Pour lui, le paramètre le plus déterminant au quotidien, est la capacité de chaque centrale, d'une part, à réaliser le programme prévu, d'autre part, à s'en écarter lorsque la situation l'exige.

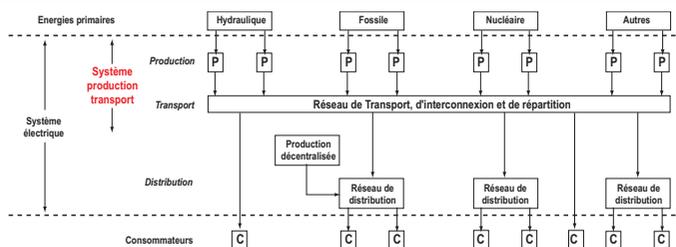
Avec le processus de dérégulation, l'opérateur chargé de la conduite du SPTE, qui est en situation de monopole naturel, est tenu en général par la loi d'être séparé de toute activité de production. Son rôle d'optimisation directe du coût de la production disparaît, au profit d'un rôle nouveau qui est 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 une circulation aussi aisée et transparente que possible entre les producteurs d'électricité et leurs clients.

Le périmètre des activités de ces opérateurs est variable selon les pays.

Dans de nombreux pays de l'Union européenne, les gestionnaires du réseau de transport (GRT) sont à la fois chargés de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau, et de la conduite du système production-transport. Aux États-Unis, on trouve une palette encore plus large de périmètres pour les GRT, avec les notions d'ITC (*Independent Transmission Companies*), ISO (*Independent System Operators*), ISA (*Independent Scheduling Administrators*). [Ces notions seront développées dans le second volet de cet article, à paraître dans le prochain numéro d'*Equilibres*]

En Algérie, le processus de réforme engagé à partir de 2002 a abouti à la création d'un opérateur système (OS) chargé de la gestion du SPTE, indépendamment du GRT. Il veille en particulier à l'équilibre permanent entre consommation et production, à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité de l'alimentation électrique.

Pour assurer ses missions, l'opérateur système dispose de centres de conduite, communément appelés dispatchings : **Le centre national de conduite** (dispatching national) a la responsabilité de l'équilibre production-consommation y compris les imports et les exports et de la sécurité du système. À ce titre, il est chargé de conduire le réseau à 400 et 220 kV et certaines liaisons à 150 ; 90 et 60 kV ayant un rôle d'interconnexion.



>>>

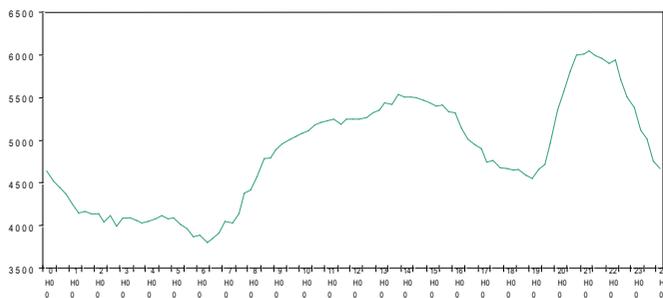
# ZOOM SUR...



**Les centres régionaux de conduite** (dispatchings régionaux) : au nombre de cinq, situés à Oran, Alger, Sétif, Annaba et Hassi Messaoud, ils sont responsables des réseaux de répartition, et veillent particulièrement à la continuité de l'alimentation des réseaux de distribution.

Les dispatchings régionaux ont aussi une fonction de surveillance et de transmission d'ordres pour le compte du dispatching national : ce sont eux qui sont directement en lien avec les postes électriques et qui réalisent par télécommande les manœuvres sur l'ensemble des réseaux de leur zone.

Reflète de l'activité économique et sociale du pays, la consommation d'énergie électrique est variable en permanence. La courbe ci-dessous, extraite d'un rapport d'exploitation de l'Opérateur Système, montre le profil de consommation à l'échelle de la journée sur le réseau interconnecté algérien. Elle donne une idée plus claire du défi que représente l'équilibre entre production et consommation.



La puissance consommée est particulièrement sensible aux conditions météorologiques (température, nébulosité, et, dans une moindre mesure, hygrométrie et vent). La température est, toutefois, le facteur le plus important.

Les variations de températures influencent significativement le comportement des consommateurs. Ainsi, en hiver ou en intersaison, la baisse de température entraîne une consommation supplémentaire. L'été, au-delà d'un certain seuil de température, le recours des consommateurs aux appareils de climatisation se traduit aussi par une consommation supplémentaire d'énergie électrique.

La nébulosité doit aussi être prise en compte pour bien conduire le système Production-Transport. En effet, une différence de consommation, pouvant atteindre des centaines de mégawatts, apparaît entre deux jours successifs à température comparable mais avec une couverture nuageuse différente.

Pour être capable de produire au bon moment l'électricité nécessaire, la prévision de consommation du lendemain constitue un exercice d'une importance capitale. Toute erreur importante peut mettre en cause la sûreté du système électrique. Ainsi, la prévision journalière du jour (J) se construit le jour (J-1) à partir de données variées que sont :

- les consommations des jours, semaines et années précédentes,
- les prévisions météorologiques sur les différentes régions du pays. L'office national de météorologie (ONM) transmet quotidiennement, à l'opérateur système, des prévisions météorologiques de stations représentatives du pays,

- les événements relatifs à l'activité du pays (jour férié, événement particulier, programme d'importance nationale à la télévision ...) ou à un gros consommateur particulier.

La conduite du SPT ne saurait se suffire d'une prévision établie la veille. L'exploitation du système production-transport doit tenir compte de la grande variabilité des situations possibles. En conséquence, la conduite du SPT ne peut en aucun cas être improvisée. Il y a donc nécessité d'une forte anticipation. Les différents acteurs du secteur, au premier rang desquels les producteurs, comme les gestionnaires de réseaux et les opérateurs système doivent anticiper jusqu'à plusieurs années à l'avance les conditions qui seront gérées « en temps réel ». Pour préparer l'exploitation du réseau dont il a la responsabilité, l'opérateur système élabore des études de gestion prévisionnelle qui couvrent des cycles allant de l'année à la journée.

Ainsi qu'on vient de le voir, l'équilibre production-consommation est constamment remis en question par les fluctuations de la consommation. Cet équilibre est également influencé par le non-respect rigoureux des programmes de production, qui en pratique sont impossibles à tenir parfaitement. En particulier, la défaillance soudaine de groupes de production de grande taille se traduit par une variation des échanges à travers les interconnexions transfrontalières, et par une variation de la fréquence du courant. Les fluctuations de ce dernier paramètre, précieux indicateur du fonctionnement du système électrique, traduisent les écarts entre la puissance électrique appelée et la puissance électrique produite sur le réseau.

Pour résoudre ce problème capital, l'exploitant du dispatching national dispose de plusieurs systèmes de régulation :

Le réglage primaire, assuré par tous les groupes de production du système interconnecté synchrone qui y participent, compense en quelques secondes l'essentiel d'un écart de fréquence, en général dû à la perte accidentelle d'un moyen de production.

Le réglage secondaire fréquence-puissance (fonction AGC) prend ensuite le relais pour rétablir la fréquence de consigne et les échanges transfrontaliers. Pour cela, les groupes en réglage secondaire sont sollicités à la hausse ou à la baisse par l'envoi d'un signal, le niveau de téléajustage, élaboré par le dispatching national.

Lorsque ces systèmes ont rempli leur tâche, il reste à veiller au risque de tout nouveau déséquilibre. Pour cela, l'exploitant dispose d'une réserve tertiaire, composée de moyens de production mobilisables à sa demande, à la hausse comme à la baisse.

Les écarts par rapport aux prévisions de consommation, atteignant parfois plusieurs pour-cent, constituent également des contraintes de gestion du SPT. Ainsi, pour faire face aux aléas de la production et de la consommation, il est indispensable de disposer d'une réserve de puissance pouvant être levée instantanément. Cette marge de sécurité est constituée par la réserve tournante (appelée aussi réserve chaude). Elle représente la somme des réserves de puissance sur les groupes de production, en service, qui ne fonctionnent pas à leurs puissances maximales.

Réagir aux aléas sur les moyens de production et de la



consommation constitue une des tâches principales des opérateurs chargés de la conduite en temps réel du SPTE, les dispatchers. Celles-ci peuvent être regroupées en quatre grandes fonctions :

**Surveiller** : à partir des informations qui leur parviennent, les dispatchers suivent l'évolution du système électrique. Ils vérifient notamment que les principaux paramètres sont conformes aux consignes d'exploitation et prennent connaissance de tout changement de l'état du réseau.

**Analyser** : la surveillance directe de l'état du réseau ne suffit pas pour garantir de bonnes conditions de sécurité, il faut aussi s'assurer que toute nouvelle situation issue d'un incident banal n'a pas de conséquences excessives ou non maîtrisables.

**Anticiper** : tout événement nouveau doit être intégré pour prévoir les différentes évolutions possibles du système. Dès que l'on s'écarte du programme prévisionnel, les dispatchers doivent apprécier les conséquences éventuelles et préparer les parades.

**Agir** : lorsque les analyses ont permis de déterminer les meilleures mesures correctives, ou plus simplement pour exécuter le programme prévisionnel, les dispatchers doivent agir directement (manœuvres sur le réseau par les dispatchers régionaux) ou transmettre téléphoniquement des instructions précises et dépourvues d'ambiguïté aux opérateurs des installations de production et de transport.

Pour assurer parfaitement les missions qui leur sont dévolues, les opérateurs des dispatchings ont à leur disposition des systèmes informatiques de conduite permettant une haute disponibilité des fonctions de supervision et de décision. Des réseaux de télécommunication sécurisés acheminent, jusqu'aux centres de conduite, les informations captées dans les postes et les centrales. Ces données sont directement fournies aux dispatchers par des consoles de visualisation, sous forme numérique ou graphique. Cela leur permet de suivre, à chaque instant, l'évolution de la topologie du réseau, la production des centrales et les grandeurs électriques (tensions, puissances, courants) relatives aux ouvrages de transport. Un affichage sur un écran mural, le tableau synoptique, de la carte du réseau avec les principales informations permet une vision synthétique du système ; cet affichage est aussi un outil de coordination des opérateurs en cas d'incident important. Des liaisons téléphoniques directes sont disponibles en permanence vers les dispatchings régionaux et étrangers. Une batterie d'alarmes sonores et visuelles signale les événements importants.

Les grands systèmes électriques peuvent subir de profondes perturbations. Ces situations exceptionnelles peuvent être le résultat d'une insuffisance avérée de moyens de production, des surcharges sur des ouvrages de transport, du risque d'écroulement de tension, ou des risques de perte de stabilité. Dans ces cas-là, l'opérateur du dispatching dispose d'un ensemble d'options qui lui permettent de faire face aux différents types de difficultés. À titre d'exemple, il peut :

- Différer un arrêt programmé des groupes de production d'électricité ;
- Recourir à l'importation des réseaux voisins ;

- Mettre hors service les interconnexions avec les réseaux voisins ;
- Adapter le plan de tension du Réseau de Transport de l'Électricité ;
- Faire fonctionner le système électrique à des fréquences basses par rapport à la fréquence nominale ;
- Faire bloquer les régulateurs automatiques de tension des transformateurs HTB/HTA ;
- Procéder au délestage de consommation.

Cette dernière action, au sens souvent mal assimilé par le grand public, constitue une mesure de sauvegarde du réseau. Le délestage consiste, en effet, à couper l'alimentation en électricité d'un ensemble d'utilisateurs afin de ramener la consommation à un niveau compatible avec les possibilités instantanées de production. Ces sont des coupures d'électricité maîtrisées qui permettent d'éviter une coupure généralisée, ou black-out.

Si les mesures citées ne sont pas efficaces ou si l'évolution du système électrique est trop brutale pour permettre de les mettre en place, un effondrement du réseau peut se produire, caractérisé par la déconnexion de nombreux groupes de production et la coupure de vastes zones de consommation. En prévision d'une telle éventualité, un plan de reconstitution du réseau doit toujours être prêt à être mis en œuvre.

En Algérie, un plan de reconstitution du réseau est établi par l'opérateur système tout les cinq ans et est adapté chaque fois que la topologie du système électrique l'exige. Ce plan est validé par la CREG.

De tels incidents, aux conséquences économiques considérables, ont eu lieu dans de nombreux pays. Deux incidents majeurs sont traités dans la rubrique « Expérience » du présent numéro de la lettre de la CREG : la panne électrique du 04 novembre 2006 en Europe, et celle du 03 février 2003 en Algérie.

Dans un secteur en pleine évolution, la complexité de la conduite du système production-transport d'électricité est un défi que doit relever, en permanence, le gestionnaire du système pour parvenir à tenir les objectifs qui lui sont assignés. Plusieurs schémas d'organisation sont adoptés à travers le monde. En Algérie, le processus de dérégulation a séparé les fonctions de la gestion des flux d'énergie de celle de la gestion des infrastructures de transport, en créant l'opérateur du système électrique.

La nouvelle organisation, les missions et les relations de cet opérateur avec les acteurs du secteur feront l'objet du deuxième volet de cet article.

## DOCUMENTS CONSULTÉS :

Pierre BORNARD. « Techniques de l'ingénieur » ; *Traité Génie électrique*.  
René PELLISSIER. « Les réseaux d'énergie électrique ».  
Jack CASAZZA and Frank DELEA. « Understanding electric power systems : An overview of the technology and the market place ».  
Arrêté du 14 Safar 1429 correspondant au 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).



## Les grandes pannes de réseaux électriques

La complexité du système électrique et son étendue nous sont rappelés à chaque fois qu'une panne touche des territoires entiers d'un état, voire plusieurs pays en même temps. En effet, le système électrique interconnecté s'étend sur plusieurs régions reliant les diverses centrales de production de l'électricité aux multiples consommateurs à travers les réseaux de transport, de répartition et de distribution de cette énergie. Avant d'aborder les grands incidents, il est utile de rappeler que, de manière générale, un système électrique complet comprend des unités génératrices de puissance, des lignes et des câbles de transmissions et des charges. L'interconnexion de plusieurs réseaux ont fait évoluer le système électrique vers une des plus grandes et plus complexes réalisations industrielles. De par cette interconnexion, un incident touchant l'Allemagne ou l'Italie peut avoir des répercussions en Afrique du Nord.

De plus, le système doit pouvoir suivre les changements continus de la demande d'énergie, fournir un service de qualité (fréquence et tension constantes et niveau élevé de fiabilité) et minimiser les coûts et l'impact sur l'environnement. Le contrôle d'un tel système devient dès lors impératif et ses objectifs dépendent de l'état d'exploitation du système : sous des conditions normales il faut maintenir les tensions et la fréquence à des valeurs nominales alors que lors de développement de conditions anormales, il y a lieu de ramener le système, aussi rapidement que possible, dans son état stable. Mais, comme indiqué dans l'article intitulé « Fonctionnement et conduite du SPTE » de ce numéro de la lettre de la CREG, les grands systèmes électriques peuvent subir de profondes perturbations. Ces situations exceptionnelles peuvent être le résultat d'une insuffisance avérée de moyens de production, des surcharges sur des ouvrages de transport, du risque d'effondrement de tension, ou des risques de perte de stabilité. Le système peut continuer à se dégrader jusqu'à son effondrement avec comme conséquence un black out total ou majeur.

De tels incidents graves n'épargnent aucun réseau et se sont produits souvent et depuis toujours. Ainsi en est-il des pannes de New York du 9 novembre 1965 et du 13 juillet 1977, de celles françaises du 19 décembre 1978 et du 12 janvier 1987, de l'effondrement de tension au Japon du 23 juillet 1987 où trois millions de clients sont coupés dans la région de Tokyo et d'autres encore :

- Pannes américaines d'août 2003 (50 millions de clients touchés), de janvier et de février 2008 (respectivement 615 000 foyers privés d'électricité en Californie et trois millions de personnes touchées en Floride),
- Pannes européennes des 23 août 2003 (Helsinki : 500 000 personnes touchées), 28 août 2003 (Londres : 500 000 personnes touchées), 23 septembre 2003 (au Danemark et dans le sud de la Suède : 5 millions de personnes touchées), 28 septembre 2003 (Suisse-Italie : 56 millions de personnes

touchées. Nous reprenons ci-dessous dans leurs grandes lignes les publications concernant les pannes électriques de novembre 2006 en Europe et de février 2003 en Algérie.

### LA PANNE ÉLECTRIQUE QUI A TOUCHÉ L'EUROPE EN NOVEMBRE 2006

Cette panne est consécutive à la mise hors service de la ligne 380 kV Diele-Conneforde qui enjambe au Nord de l'Allemagne, la rivière Ems pour laisser passer un navire. Cette manœuvre planifiée initialement le 5 novembre de 01h00 à 05h00 du matin, a été différée et réalisée le 4 novembre 2006 à 21h38 dans des conditions qui n'étaient pas favorables. En effet, le réseau électrique de la région Nord de l'Allemagne était extrêmement chargé.

Entre 21h38, heure de mise hors tension de la ligne enjambant l'Ems et 22h08, les gestionnaires de réseaux de transport contrôlant les flux dans la région Nord de l'Allemagne (RWE TSO et E.ON Netz), ont constaté que le réseau électrique de cette zone était extrêmement chargé et que les limites de sécurité étaient atteintes puis dépassées.

A 22h10, après avoir réalisé une estimation empirique des mesures de correction à effectuer sur le réseau, E.ON Netz a décidé d'effectuer une modification du schéma d'exploitation électrique au poste de Landesbergen. E.ON Netz attendait de cette manœuvre une réduction des flux de puissance sur la ligne reliant les postes de Landesbergen et Wehrendorf.

Or, cette manœuvre a conduit à augmenter le flux de puissance sur cette ligne et à sa déconnexion suite au fonctionnement du système de protection automatique des lignes. Suite à la déconnexion de cette ligne, reliant les postes de Wehrendorf et de Landesbergen, les flux d'électricité se sont instantanément répartis sur les lignes restantes dans le Nord de l'Allemagne. Celles-ci, par effet de saturation, se sont automatiquement déconnectées par un phénomène de cascade. De nombreuses lignes en Allemagne, en Autriche, en Hongrie et en Croatie sont alors automatiquement mises hors service les unes après les autres selon un effet de "dominos", sous l'action d'automates de protection du fait de flux supérieurs aux limites de sécurité. A 22 heures 10 minutes et 30 secondes, le réseau européen se trouve alors divisé en trois zones déconnectées les unes des autres :

- La zone Ouest (partie Ouest de l'Allemagne et de l'Autriche, Slovaquie, Benelux, Suisse, France, Espagne, Italie, Portugal, et une partie de la Croatie) ;
- La zone Nord-Est (partie Est de l'Allemagne et de l'Autriche, Pologne, République tchèque, Slovaquie et Hongrie) ;
- La zone Sud-Est (Grèce, Albanie, Macédoine, Bulgarie, Serbie, Monténégro, Bosnie-Herzégovine, Est de la Croatie et une petite partie de la Hongrie).

L'interconnexion entre l'Espagne et le Maroc s'est à son tour mise hors service, pour protéger le système électrique du Maghreb.



Il s'en suivit 15 millions d'européens dans le noir. Pour la Commission de régulation de l'énergie (CRE), cette panne ainsi que celle qui a affecté l'Italie en septembre 2003 montre la nécessité de rechercher une meilleure coordination entre les gestionnaires de réseaux et la mise en place de règles détaillées à définir au niveau européen.

## **LE BLACK OUT SURVENU LE 03 FÉVRIER 2003 À 19H04 SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE ALGÉRIEN**

Le lundi 3 février 2003 à 19h04, un manque général de tension a touché le réseau interconnecté nord du système électrique algérien, entraînant la coupure de l'alimentation de l'ensemble de la clientèle raccordée au réseau Nord du pays, durant une période comprise en 12 minutes et 4 heures 30 minutes.

Cet incident avait pour cause une succession d'évènements avec à l'origine le déclenchement de deux groupes turbines à gaz à 350 MW par minimum de pression gaz (dysfonctionnement du poste gaz). L'incident s'est produit au moment de la demande maximale de charge en pointe soir, moment où le système production-transport fonctionnait à sa limite et sans réserve de production avec des transits maximums sur certaines lignes de transport.

Le déficit engendré par la perte des 350 MW a sollicité instantanément un apport d'une puissance équivalente sur les lignes d'interconnexion avec le réseau marocain ; celles-ci dépassant la puissance maximale de réglage du relais de surveillance s'ouvrirent automatiquement.

Le nouvel ensemble interconnecté constitué par les réseaux algérien et tunisien séparé de celui marocain enregistra une baisse notable de fréquence suivie par le déclenchement au centre du pays, d'une autre production de 120 MW et par la surcharge des lignes 220 kV reliant le réseau Sud-Est au réseau Nord puis leur déclenchement.

Ces déclenchements successifs ont accentué le déficit de puissance qui atteint près de 800 MW et l'augmentation du transit sur l'interconnexion Tunisie-Algérie entraîne son déclenchement à son tour par surcharge. Ce qui a conduit à l'isolement du réseau algérien.

La fréquence a continué à se dégrader mettant en œuvre le délestage automatique de charge qui ralentit légèrement la baisse sans toutefois la stabiliser, vu que le niveau de charge délestée était insuffisant.

10 secondes après le début de la perturbation, du fait de l'atteinte de leur seuil de réglage en fréquence, les relais automatiques d'ilotage entre les réseaux fonctionnent entraînant la séparation en deux du réseau : Centre-Sud et Nord. Le réseau interconnecté nord se trouve ainsi privé des 100 MW de puissance qui lui venaient du Sud.

A partir de cet instant les événements s'accéléraient, compte tenu du déficit important de production sur le réseau et de la non-stabilisation de la fréquence. Le plan de tension se

dégrade. L'interconnexion Centre-Est se déclenche par surcharge entraînant l'ouverture en cascade d'autres lignes reliant ces deux régions. Le déséquilibre offre-demande s'accroît et provoque une avalanche de déclenchements des centrales turbines à vapeur du Nord. Ce fut le black out du réseau interconnecté Nord.

De tels incidents survenant, heureusement peu de fois dans la vie d'un réseau, mobilisent tous les intervenants pour le rétablissement et la reconstitution du système. L'analyse a posteriori des événements qui ont conduit à un black out permet de déceler les imperfections à tous les niveaux :

prévision, coordination, fautes de conduites, comportements des automates, etc. Ils montrent les limites d'exploitation des moyens et des capacités de transit et de production et sont souvent l'occasion de la refonte des plans de défense adoptés et d'amélioration des capacités de réserve du système production-transport d'électricité.

Des modèles de simulations sont de plus en plus utilisés qui aident à perfectionner les opérateurs de conduite confrontés à des situations contraignantes d'exploitation. Des exercices répétés devraient familiariser les intervenants aux problèmes pouvant surgir. Cependant, ces exercices et simulateurs, même s'ils permettent d'anticiper certaines situations, n'annulent pas la probabilité de survenance de conjuguaisons d'évènements initiateurs d'effondrements de réseaux.

En ce qui concerne le réseau algérien, l'analyse du black out du 3 février a permis d'opérer des ajustements et de prendre des mesures en matière de renforcement de capacité de production et d'interconnexion avec les réseaux voisins et entre certaines régions du réseau national (ex : Centre-Est).

La revisite du plan de sauvegarde du réseau et notamment du délestage dont il s'est avéré l'insuffisance des puissances délestées en automatique par minimum de fréquence. Cela a permis la remise en conformité du plan de défense basé sur les transits de puissance en particulier sur les interconnexions internationales et régionales ainsi que la révision des seuils et des niveaux de délestage par minimum de fréquence tout comme la coordination des réglages entre l'ilotage des groupes et le plan de délestage de charge.

## **BIBLIOGRAPHIE**

*Prahba KUNDUR. « Power System Stability and Control »*

*Rubrique fournie à titre d'information des événements perçue par RTE sur le réseau français, complétée des informations résultant du rapport final de l'UCTE sur l'incident du 4 novembre 2006.*

*Commission de régulation de l'énergie (CRE). Article de la rubrique « Grand angle » de la revue Décryptage, N° 2. Mars/Avril 2007.*

*Communication du Groupe Sonelgaz sur le Black Out de février 2003.*



# QU'EST-CE QUE ?

● **Black start** : Selon la réglementation algérienne, le black start est le système de démarrage rapide d'un groupe de production en cas de black out moyennant un équipement alimenté par une source autonome tel que le groupe diesel.

*Décret exécutif 06-429 du 26/11/2006 (JO 76 du 29/11/2006)*

● **Réglages primaire/secondaire/tertiaire**  
L'équilibre Production = Consommation garantit l'exploitation sûre du réseau électrique à une fréquence constante de 50 Hertz. Sur le plan technique, on utilise une procédure de réglage à trois niveaux : primaire, secondaire et tertiaire.

- **Le réglage primaire** est automatique et assuré par les boucles de régulation. Il assure le rétablissement en quelques secondes de l'équilibre entre la production et la consommation suite à une perturbation.

- **Le réglage secondaire** consiste à calculer à partir des données de fréquence et de transits sur les lignes d'interconnexion, la production nationale nécessaire afin de ramener la fréquence à sa valeur nominale et de rétablir les transits sur les lignes d'interconnexions aux valeurs contractuelles.

- **Le réglage tertiaire** intervient si l'énergie secondaire disponible est insuffisante. Ce réglage n'est pas automatique comme le primaire et le secondaire mais manuel. Il correspond à un ensemble de contrats avec les producteurs.

SWISSGRID : [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)  
RTE : [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)  
Wikipédia : <http://fr.wikipedia.org>  
Arrêté du 21/02/2008 (Grid code)



# ACTU-AGENDA

● Le 9 juin 2009, au Caire (Egypte), a eu lieu la 7<sup>ème</sup> assemblée générale du Groupe de travail méditerranéen des régulateurs de l'électricité et du gaz (MEDREG).

● Les 20 et 21 octobre 2009, le Ministère de l'énergie et des mines organise à l'Hôtel El-Aurassi (Alger) la 1<sup>ère</sup> conférence des cadres du secteur de l'énergie et des mines.

● La 6<sup>ème</sup> conférence formation du secteur l'énergie et des mines aura lieu les 1 et 2 décembre 2009 à l'Hôtel El-Aurassi à Alger. Elle aura pour thème : « Les technologies de l'information et de la communication au service de la formation ».

● L'Opérateur du système électrique (O.S.) a mis en ligne son site internet [www.ose.dz](http://www.ose.dz)



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](mailto:equilibres@creg.mem.gov.dz)  
Site Web : [www.creg.gov.dz](http://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](http://www.creg.gov.dz)



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