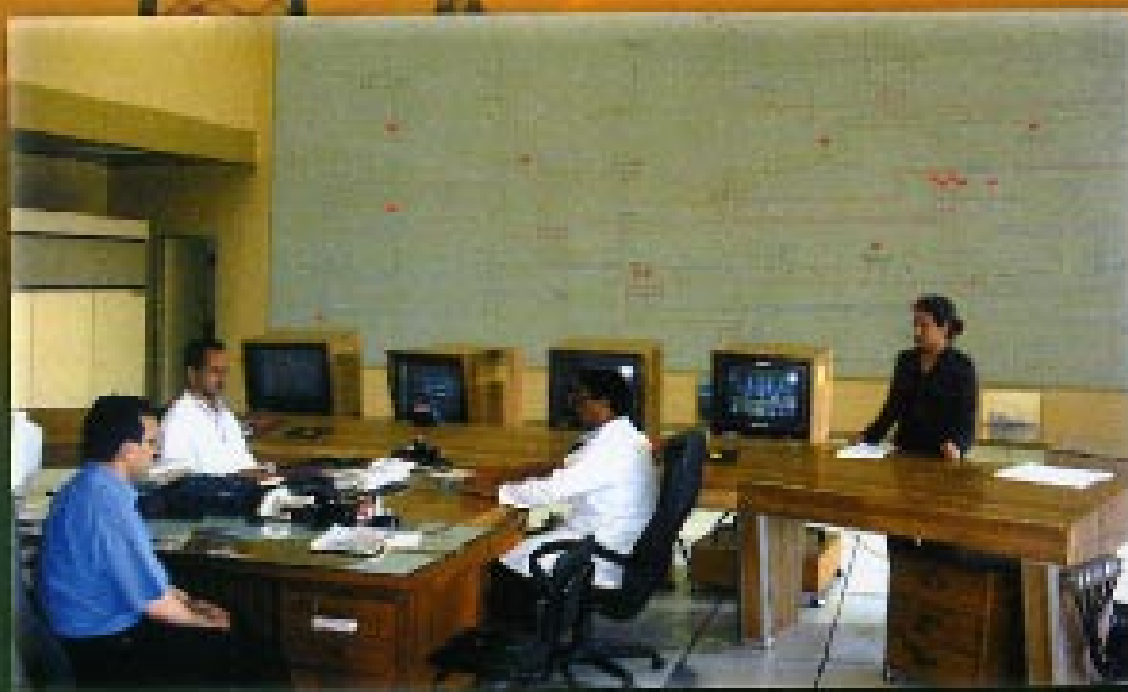


11

EDITION Juin 2003



11

SOCIÉTÉ TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

38, Rue Kamel Atatürk - Tunis

Tél.: (216.1) 341 311

Fax: (216.1) 349 981

Télex: 13060

DIRECTEUR

Othman BEN ARFA

REDACTEUR EN CHEF

Moncef AMMOUS

(216.1) 341 415

E-mail : mammous@steg.com.tn

COMITÉ DE DIRECTION

Comité de direction de la STEG

COMITÉ DE REDACTION

Ahlem INOUBLI

Mahmoud AÏSSA

Chedli JEDDI

Hechmi Essbaa

Raouf BEN MANSOUR

Ahmed Ounalli

Mohamed Ezzerelli

Mouldi GRAÏRI

VISA : N° 2245

DEPOT LEGAL : N° 2245

RÉALISATION & MISE EN PAGE

Caractère

23, Rue Lt. Bejaoui - El menzah V

Tél. : 755 775 - Fax : 755 921

Email: caractere@planet.tn

SOMMAIRE

N° 11 - REVUE SEMESTRIELLE JUIN 2003

1 - EDITORIAL	4
Monsieur le Président Directeur Général	
2 - INCIDENT DU 30 JUIN 2002 : CAUSES ET CONSÉQUENCES	5
Monsieur Khaled HAMMOU & Mme Saïda GNICHI - (DPTE)	
3 - PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT: QUELLES PRIORITÉS POUR LA STEG AUJOURD'HUI ?	10
Monsieur Mahmoud AÏSSA - (DQ)	
4 - POURQUOI UNE STRATÉGIE COMMERCIALE À LA STEG	14
Monsieur Taoufik ZARROUK - (DC)	
5 - LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AU COURS DU IXÈME PLAN (1997/2001)	17
Monsieur Laâroussi DALLAGI - (DEP)	
6 - 1ÈRE APPROCHE: ÉTUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DES DIFFÉRENTES VARIANTES D'INSTALLATIONS DE COGENERATION.	24
Messieurs Mourad AYED & Néjib SAYARI - (DEQ)	
7 - 2ÈME APPROCHE: COMPARAISON ECONOMIQUE ENTRE LA TRIGENERATION ET L'ALIMENTATION SÉPARÉE EN ÉNERGIE	30
Monsieur HECHMI DIMASSI - (DPTE)	
8 - QUELS MOYENS DE PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS DANS LE RÉSEAU HT / MT.	41
Messieurs Mohamed ZOMMITI - (DPTE) & Samy BEN GHALI - (DEQ)	
9 - LOCALISATION DES DÉFAUTS SUR LES LIGNES ÉLECTRIQUES : DE LA THÉORIE À LA PRATIQUE.	51
Monsieur Abderrazak Abedlia - (DDI)	
10 - GESTION DE L'ENVIRONNEMENT.	56
Monsieur Adnène BEZZAOUIA - (DPTE)	
11 - L'UTILISATION DES DISPONIBILITÉS EN GAZ NATUREL: VERS L'OPTIMISATION	61
Monsieur Ahmed MESTOURA - (DGZ)	
12 - 39ÈME SESSION GÉNÉRALE DU CIGRÉ.	70
Monsieur Abderraouf ZNAIDI - (DPTE)	
13 - ECHO-TECHNO-SCIENTIFIQUE.	72
Monsieur Abderraouf BEN MANSOUR - (DEP)	
14 - CONSEILS AUX UTILISATEURS INFORMATIQUES : MESURES PREVENTIVES DE SÉCURITÉ	75
Monsieur Moncef AMMOUS - (DI)	



Félicitations à Monsieur le Président - Directeur Général

Nous adressons nos félicitations à Monsieur Othman BEN ARFA pour sa nomination comme Président Directeur Général de notre entreprise, et nous lui souhaitons le plein succès.

Monsieur Othman BEN ARFA est ingénieur électro-technicien, diplômé de l'Université de Californie (USA) .

Il intègre la STEG en 1967. Depuis, il a occupé les postes suivants :

- ❑ Décembre 1967 : Ingénieur à la Centrale Thermique de Goulette II en cours d'aménagement ;
- ❑ Mars 1968 : Chargé des services Exploitation et Technique de la Centrale Goulette II ;
- ❑ Septembre 1969: Chef des deux centrales thermiques Goulette I et II ;
- ❑ Juillet 1975 : Chef de la Division Production Electricité ;
- ❑ Février 1978 : Chef du Département de la Production ;
- ❑ Février 1981 : Directeur de la Production et du Transport ;
- ❑ Septembre 1984 : Directeur de l'Equipement ;
- ❑ Mai 1992 : Directeur Central ;
- ❑ Septembre 1997: Directeur Général Adjoint ;
- ❑ Juillet 2002: Président - Directeur Général de la STEG.

Sur le plan sportif, Monsieur Othman BEN ARFA est ex-champion de Tunisie de gymnastique. Il a été l'un des pionniers à introduire l'aviron en Tunisie. Il est président de la Fédération Tunisienne d'Aviron et de Canoe Kayak depuis 1990.

Monsieur Othman BEN ARFA est Chevalier de l'Ordre de la République.

Il est marié et père de deux enfants.

Félicitations à Monsieur le Directeur Général Adjoint



Nous adressons également nos félicitations à Monsieur Rabah JERAD pour sa nomination comme Directeur Général Adjoint de notre entreprise et nous lui souhaitons le plein succès.

Monsieur Rabah JERAD est ingénieur électrotechnicien diplômé de l'ENIT. Il intègre la STEG en 1975. Depuis, il a occupé les postes suivants :

- ❑ Février 1976: Chef d'Aménagement de la Centrale Turbines à Gaz de Bouchemma;
- ❑ Janvier 1977 : Chef d'Aménagement de la Centrale Thermique de Sousse;
- ❑ Mars 1981: Chef de Projet de la Centrale Thermique de Rades;
- ❑ Octobre 1987: Chef de Département Études Moyens de Production ;
- ❑ Août 1993: Président - Directeur Général de la SIAME (Société Industrielle d'Appareillage et de Matériel Électrique);
- ❑ Août 1997: Président - Directeur Général de la SOCOMENA (Société Tunisienne de Construction et de Réparation Mécaniques et Navales) .
- ❑ Août 2002: Directeur Général Adjoint, STEG.

Sur le plan associatif, Monsieur Rabah JERAD est ex-Président de l'ADENIT et ex-Vice Président du Conseil de l'Ordre des Ingénieurs Tunisiens .

Monsieur Rabah JERAD est Officier de l'Ordre de la République.

Il est marié et père de quatre enfants .

EDITORIAL

La réunion des chefs des districts, organisée début Mai dernier, m'a permis de discuter avec les responsables locaux et régionaux des orientations, objectifs et réalisations futures de la STEG. Les sujets traités au cours de cette réunion étaient nombreux : l'amélioration de la qualité, la sécurité des personnes et des biens, la pénétration du gaz naturel, la maîtrise des coûts. L'ensemble de ces sujets, comme beaucoup d'autres, méritent d'être analysés dans cette revue et portés à la connaissance de ses lecteurs.

Depuis la coupure du 30 Juin 2002, un travail soutenu a été réalisé dans le sens de la maîtrise de nos processus de production, transport et distribution de l'électricité et du gaz. L'effort est axé sur l'augmentation de la disponibilité des installations, la généralisation de l'approche qualité et l'organisation. Cet effort doit continuer.

Certains articles traitent du développement de la STEG, comme celui qui se rapporte à la stratégie commerciale. Pour bien remplir sa mission, la STEG développe une stratégie commerciale qui tient compte des attentes de son environnement économique social et culturel. Cette stratégie s'intègre dans l'orientation client, qui représente un choix fondamental de l'entreprise. Il faut souligner d'ailleurs que, pour la première fois, nous avons inscrit cette année, dans le contrat programme de la STEG, des objectifs relatifs au taux de satisfaction des clients. Une opération d'écoute des clients sera réalisée dans les prochains mois. Elle permettra de voir dans quelle mesure nous aurons atteint ces objectifs.

L'amélioration de la qualité des produits et des prestations est inséparable de l'optimisation des équipements. Sans doute, la conjoncture énergétique internationale a une grande influence sur le prix de l'électricité : la part du combustible atteint parfois soixante pour cent du prix de revient du kilowattheure. Mais toute augmentation, aussi minime soit-elle, du rendement de nos ouvrages de production, diminue considérablement ce prix de revient.

D'autres sujets valent d'être traités.

A titre d'exemple, je cite la formation qui revêt une importance particulière pour le développement de la STEG. Cette activité permet à l'entreprise de bénéficier pleinement des nouvelles connaissances acquises continuellement par le personnel. Elle a aussi pour objet d'encourager la mobilité, considérée comme élément essentiel dans le cheminement de carrière du personnel. Sur un autre plan, la formation doit s'accompagner d'une bonne planification de la relève pour les postes clés.

La communication représente également une orientation prioritaire pour l'entreprise. Il importe que le personnel soit informé régulièrement des objectifs et des réalisations, ainsi que des décisions qui concernent les projets futurs de la STEG. Notre but est que chaque employé sente qu'il participe au développement de son entreprise et qu'il soit fier de cette participation. Enfin, il m'est agréable de constater que le personnel est attaché à véhiculer une image positive de la STEG auprès des clients. En effet, le concours interne sur le choix d'une nouvelle identité visuelle de la STEG, qui accompagne le 41^e anniversaire de l'entreprise, se distingue par une bonne participation.

A cette occasion, je souhaite à tout le personnel, comme à tous les lecteurs de la Revue, plein de réussite et de progrès.

Othman BEN ARFA

PRESIDENT - DIRECTEUR GENERAL

L'INCIDENT DU 30 JUIN 2002 : CAUSES ET CONSÉQUENCES

MR. KHALED HAMMOU

Directeur Principal de la
production et du transport
de l'électricité

(DPTE)



MME. SAIDA GNICHI

Directrice pilotage
du système électrique

(DPTE)



1 - INTRODUCTION

La coupe du monde de football 2002, et particulièrement sa finale du 30 juin, demeurera gravée dans la mémoire de nombreux Tunisiens et restera certainement dans les annales de la STEG.

En cette matinée dominicale, alors que la première mi-temps du match était à quelques minutes de sa fin, une interruption de l'électricité empêcha les Tunisiens de vivre en direct la suite de l'événement mondial le plus suivi de l'année. En effet, à 12 heures 46 minutes, le système électrique de la STEG subit un arrêt général « black out », entraînant la coupure de l'alimentation de la clientèle durant un temps allant de 50 mn à 4 heures pour les derniers clients ré-alimentés.

L'incident électrique était certainement de taille, mais la frustration engendrée par l'interruption de la diffusion de la finale lui donna beaucoup plus d'ampleur et de médiatisation.

Partout dans le monde, l'écroulement d'un réseau électrique s'accompagne souvent d'un effet de surprise, de doute, voire de suspicion. Néanmoins, il est important de noter que de tels phénomènes ne sont pas rares et que même les pays les plus industrialisés ne sont pas à l'abri d'une telle infortune. A ce titre, nous citons comme exemples les trois incidents successifs qu'ont connus les Etats Unis d'Amérique en 1996 et plus récemment en

Californie en 2000, l'effondrement des réseaux du Québec en 1989, du Japon en 1987, de la France en 1978 et 1987, de l'Italie en 1989 et 1994, d'Israël en 1995, celui des Philippines en janvier et mai 2002, et le dernier en date celui de l'Algérie en Février 2003.

Notons que pour la STEG, les incidents généralisés sont peu fréquents ; le dernier a eu lieu il y a quinze ans.

Toutefois, il reste essentiel de tirer les enseignements de cet événement malheureux et de prendre toutes les dispositions afin d'éviter de pareils écroulements dans l'avenir.

A cet effet, immédiatement après le black-out, les pouvoirs publics ont désigné une commission nationale chargée d'identifier les causes de l'incident et de proposer des actions visant à éviter à l'avenir une interruption électrique de cette ampleur. Une commission interne à la STEG a été, également, mise en place pour les mêmes objectifs.

2 - SITUATION AVANT L'INCIDENT

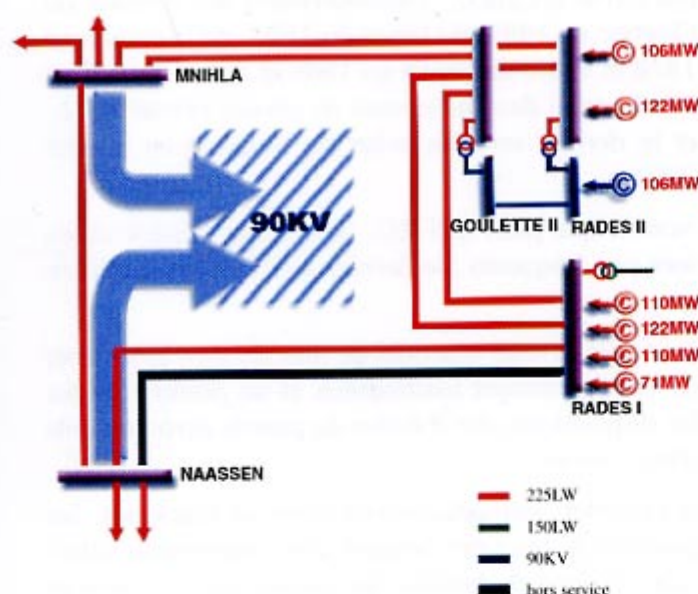
2- 1- ETAT DU RESEAU ELECTRIQUE

Juste avant l'incident, la consommation électrique était de 1285 MW. Elle avait atteint 1300MW, son maximum de la mi-journée, à 12 heures et décroissait depuis. Elle était très proche des prévisions, les-

quelles avaient tenu compte de la consommation supplémentaire liée à la finale de la coupe du monde. La production de l'énergie était répartie sur les centrales de Radès (737MW), de Sousse (240MW), de Gabès (250MW) et le reste sur les petites turbines à gaz.

Comme tous les dimanches, la consommation électrique n'étant pas aussi élevée qu'en cours de semaine et le réseau moins chargé, des travaux de maintenance sur certains équipements avaient été programmés. Ainsi, un des deux ternes de la ligne Radès-Nâassen était hors service pour une intervention au poste de Radès visant à éliminer une anomalie détectée le lundi 24 juin et qui n'avaient pas pu être programmée en cours de semaine.

Il reste entendu qu'avant de programmer les dits travaux, des études et vérifications avaient été réalisées et des mesures prises pour garantir la sécurité de fonctionnement du réseau, même en cas de perte accidentelle de n'importe quel autre ouvrage.



Réseau de la région de Tunis avant l'incident

2-2 ETAT DU SYSTEME DE CONDUITE

Le système de conduite permettant la supervision et le contrôle du réseau électrique à partir du dispatching national et la télécommande des équipements des postes haute tension à partir des centres régionaux de conduite (CRC), était dans un état normal de fonctionnement.

Toutefois, il est à noter que douze postes HT ne sont pas pris en charge par ce système dont notamment

ceux de Radès II 225 et 90 kV évacuant l'énergie de l'IPP, ainsi que ceux de Goulette II 225 et 90 kV et Nâassen 90 kV. Ceci se traduit au niveau des centres de conduite par :

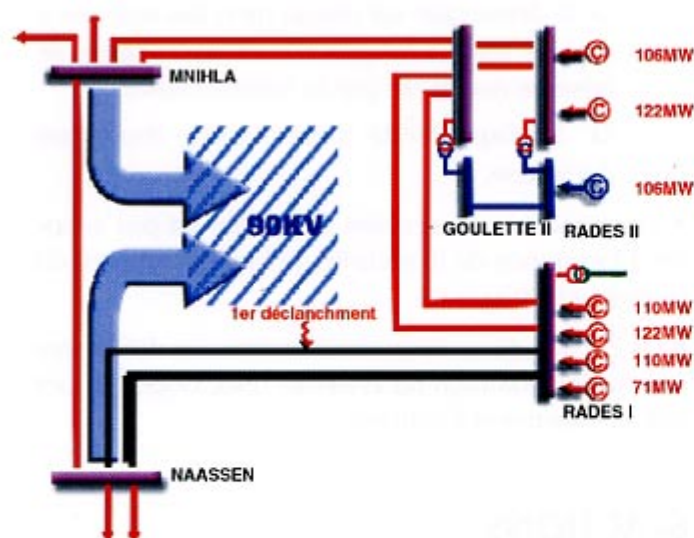
- ❑ l'absence d'information temps réel (télémesures et télésignalisations) et l'impossibilité de télécommande pour ces postes ;
- ❑ plusieurs valeurs invalides ou erronées sur le reste du réseau ;
- ❑ l'indisponibilité des programmes d'aide à la décision.

3° - DEROULEMENT DE L'INCIDENT

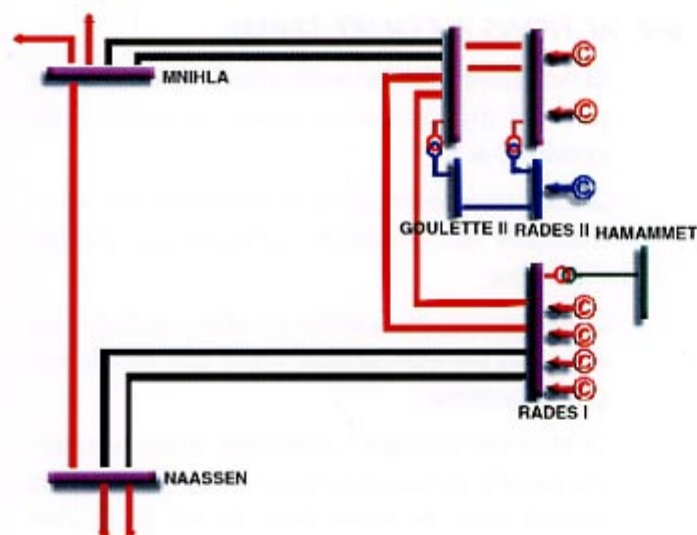
L'incident a commencé par le déclenchement du deuxième terna de la ligne Radès-Nâassen (le premier terna étant hors service pour travaux) par la protection à maximum de courant, suivi des déclenchements successifs des deux ternes de la ligne 225kV Goulette-Mnihla par protection à maximum de courant également. Ces déclenchements ont entraîné l'isolement du site de production de Radès et la formation de deux sous réseau :

- *le premier*, formé par le site de Radès avec une production de 723MW, la ligne 150kV Radès-Hammamet et le poste de Hammamet 150 /30kV (l'auto-transformateur de Hammamet s'étant ouvert) ;
- *le second*, formé par le reste du réseau avec un grand déficit de production entraînant automatiquement et instantanément un appel important de puissance sur les lignes d'interconnexion avec l'Algérie provoquant leur ouverture. Ce réseau s'est trouvé ainsi isolé du réseau maghrébin avec un déséquilibre important entre la production et la consommation ; ce qui a engendré une chute importante de la fréquence (jusqu'à 44,968 Hz) entraînant :

- ❑ le fonctionnement du délestage automatique de la charge jusqu'au 8ème seuil ;
- ❑ l'écroulement de la tension ;
- ❑ l'ilotage de certains groupes de production et le déclenchement des autres ;
- ❑ *la coupure générale de l'alimentation électrique de la clientèle à 12h46mn22s* (voir diagramme de la courbe de charge du Dimanche 30.6.02 ci-après).



Le réseau de Tunis au début de l'incident



Isolement du site de production de Radès

4 - RETABLISSEMENT

Le rétablissement d'un réseau après un arrêt général est extrêmement délicat. Une coordination des différentes manœuvres est réalisée au niveau du Dispatching National (DN) qui doit disposer, en continu et en temps réel, des informations sur l'état des organes dans les postes haute tension et les caractéristiques des flux électriques sur l'ensemble

du réseau. Une organisation entre les intervenants et une grande vigilance à tous les niveaux sont indispensables pour écarter tout risque de fausses manœuvres qui pourraient endommager le matériel ou porter atteinte à la sécurité du personnel.

Au moment de l'incident, le volume important d'informations à traiter a entraîné une dégradation du système informatique nord qui s'est traduite au niveau de la conduite, par un retard important :

- dans le rafraîchissement des informations ;
- dans l'exécution des télécommandes ,

d'où l'impossibilité de rétablir le réseau à partir du système de conduite qui n'indiquait plus l'état en temps réel du réseau et ne permettait plus la télécommande des postes.

Devant cette situation, le personnel exploitant a été appelé à se répartir d'urgence sur l'ensemble des centres de production et des postes, en vue d'informer les centres de conduite sur la situation locale et pour l'exécution des manœuvres.

Les communications entre le DN, les centres de conduite régionaux, les postes de transformation et les unités de production ont été assurées principalement par le réseau Radio et le réseau national de télécommunications, le réseau HF étant par moment saturé. Ceci s'est traduit par une importante perte de temps pour le rétablissement.

En revanche, le système informatique de Gabès, s'est comporté correctement dans l'ensemble et la reconstitution du réseau sud a été réalisée relativement vite. Les premiers clients ont pu être ré-alimentés après 50 minutes d'interruption.

Pour le réseau nord et centre, le rétablissement a été plus difficile. La reconstitution a été faite à partir de l'interconnexion 225kV avec l'Algérie qui a permis le renvoi de la tension vers Bir-M'Chergua et le couplage de ses deux turbines à gaz, puis vers Sousse et Radès et le couplage de leurs groupes. L'alimentation de la clientèle s'est faite au fur et à mesure de la disponibilité de la production. Les premiers clients ont été ré-alimentés après une heure trente minutes et 95% de la clientèle a été desservie quatre heures après le début de l'incident.

La synchronisation entre les réseaux nord et sud a eu lieu à 17 heures 51 minutes, soit cinq heures après le début du black out.

5 – ORIGINES ET CAUSES DE L'INCIDENT

Les déclenchements en cascade des trois liaisons 225 kV d'évacuation du site de production de Radès sont à l'origine de l'effondrement du réseau.

Le fonctionnement des protections à maximum de courant à Nâassen et Mnihla provoquant ces déclenchements est expliqué par une modification des seuils de réglage à des valeurs inférieures à celles considérées dans l'étude et la conduite.

Cette modification a été apportée au mois d'octobre 2001 suite à la mise en service du nouveau poste Goulette II sans être communiquée aux services de programmation et de conduite (dispatching).

Bien que l'origine des déclenchements ait été la modification des réglages, il est évident que celle-ci n'aurait pas eu de telles répercussions si le réseau d'évacuation de la nouvelle centrale Radès II était en service (la ligne 225 kV Radès-Grombalia, le poste Goulette 90/33 kV et le réseau 90 kV issu de Goulette et Radès). En effet, l'analyse de l'incident a montré que le black out est le résultat d'une conjonction de plusieurs dysfonctionnements organisationnels qui se sont traduits par les insuffisances suivantes :

- ❑ le réseau d'évacuation du site de production de Radès est insuffisant eu égard à la puissance qui y est installée ;
- ❑ le réseau de transport fonctionne à la limite de ses capacités notamment pendant la pointe de la charge et les situations dégradées. En outre, la sécurité N-1 (perte d'un ouvrage) n'est plus assurée dans plusieurs régions ;
- ❑ la plupart des travaux de maintenance sur les ouvrages de transport ne peuvent être programmés que les dimanches et jours fériés. Certains équipements ne peuvent pas être mis à la disposition des équipes de maintenance sans prendre de risque quant à la sécurité de fonctionnement du réseau ;
- ❑ le système de télé-conduite est saturé et obsolète, il est non opérationnel au moment des grands incidents ;
- ❑ plusieurs nouveaux ouvrages ne sont pas intégrés dans le système de télé-conduite ;

❑ le démarrage sur réseau mort des turbines à gaz de Bir-M'Chergua n'était pas disponible (réserve non levée par le constructeur).

❑ l'indisponibilité d'une tranche thermique de Sousse.

A l'organisation de certains services n'est pas adaptée à l'exigence de la sécurité de fonctionnement du système électrique ;

B les circuits de communication entre les différentes unités d'exploitation du système électrique ne sont pas suffisamment fiabilisés ;

6- ACTIONS

Au vu des conclusions des rapports d'analyse de l'incident, un plan d'actions a été arrêté. Il comprend des actions à réaliser à court terme, d'autres à moyen terme.

6-1 ACTIONS A COURT TERME

- ❑ Amélioration des outils d'aide à la décision pour les dispatchers au niveau du système de conduite actuel.
- ❑ Dotation en logiciels et équipements informatiques des unités de conduite du système électrique.
- ❑ Intégration au système de télé-conduite des ouvrages en exploitation non pris en charge par le système.
- ❑ Mise en service et intégration dans le système de télé-conduite des ouvrages de transport prévus dans le 9ème plan et en particulier ceux qui assurent l'évacuation de l'énergie de la centrale de Radès II et l'alimentation de Tunis.
- ❑ Révision et formalisation des circuits d'information notamment au niveau des acteurs du système de la production et du transport de l'électricité.
- ❑ Réorganisation des services en charge de l'exploitation (DPTE) sur la base des processus qui conditionnent le bon fonctionnement du système électrique puis celle des autres unités de la STEG en conséquence.
- ❑ Finalisation de la possibilité du démarrage sur réseau mort des turbines à gaz de Bir-M'Chergua.

- ❑ Remise en état de la tranche thermique non fonctionnelle de Sousse.

6-2 ACTIONS A MOYEN TERME

- ❑ Réalisation, dans les plus brefs délais, du projet de rénovation des centres de conduite, du réseau de télécommunications et des équipements de télé-conduite.
- ❑ Respect des délais de réalisation des ouvrages de production et de transport tel que prévus dans le cadre du 10ème plan quinquennal.
- ❑ Mise en place d'une démarche qualité dans tous les services de la STEG.

7- CONCLUSION

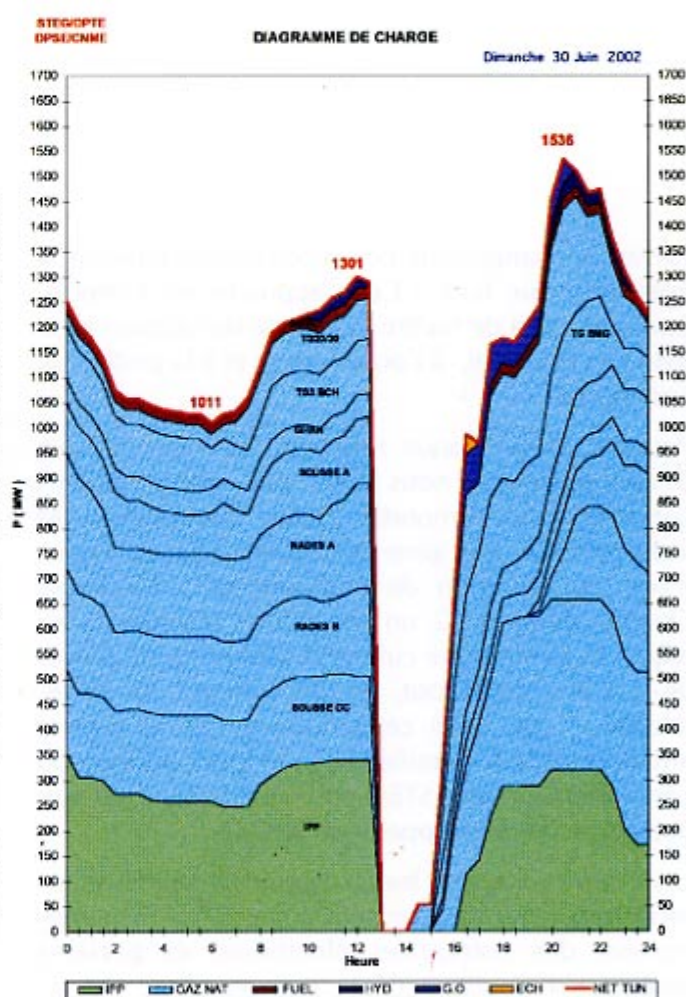
Dans la Tunisie contemporaine, l'électricité joue un rôle majeur dans la vie économique du pays et devient indispensable au confort des citoyens. Bien que les conséquences financières du black out du 30 juin 2002 n'aient pas été importantes, du fait qu'il a eu lieu un dimanche, l'effet psychologique a été considérable et l'image de marque de la STEG s'est trouvée altérée. Il nous revient, donc, de conjuguer nos efforts pour regagner la confiance du public et renforcer la crédibilité de notre entreprise dans un environnement concurrentiel.

L'incident du 30 juin 2002 a mis en évidence la nécessité d'un développement cohérent des différents composants du système électrique et de ses outils de télé-conduite et a confirmé le rôle fondamental d'une organisation adaptée à l'exigence de la continuité de fourniture.

En effet, le black out a été le résultat d'une conjonction de dysfonctionnements organisationnels qu'il y a lieu de corriger par la conjugaison d'efforts à exercer dans plusieurs domaines.

Il est évident que dans un réseau électrique les incidents ne pourront jamais être complètement écartés. Notre objectif est d'en limiter le nombre, éviter leur propagation quand ils se produisent et réduire les conséquences des grands incidents, le cas échéant.

Par ailleurs, le facteur humain reste essentiel à tous les stades, depuis la planification et la conception du réseau jusqu'à son exploitation en temps réel. Aussi, pour garantir la sécurité du système électrique, il est primordial que chaque niveau remplisse les exigences liées à ses propres responsabilités et ceci à tous les échelons hiérarchiques de l'entreprise et également au niveau des intervenants extérieurs.



PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT: QUELLES PRIORITES POUR LA STEG AUJOURD'HUI?



MAHMOUD AISSA
Directeur du Projet Qualité

Devant le changement, nous nous posons toujours la question : que faire ? Cette approche est correcte, puisqu'il s'agit de mettre en œuvre des actions relatives à la structure, à l'organisation et à la gestion de l'entreprise.

Pourtant, dans chaque réflexion sur l'avenir, nous devons également nous poser une autre question : comment nous comporter ? Cette interrogation est indispensable, car gérer le changement est également une question de comportement. Le Projet Qualité de la STEG, un des thèmes fédérateurs sur lequel se fonde notre culture d'entreprise, ne possède-t-il pas, avant tout, un fort contenu comportemental ? C'est dans cette optique que le présent article cherche à identifier les principaux attributs du comportement de la STEG pour se maintenir sur une trajectoire de développement durable.

Les experts évoquent les changements rapides et les incertitudes qui caractérisent aujourd'hui l'environnement des entreprises électriques et gazières comme s'il s'agissait de la première fois. Or, un simple parcours des trente dernières années montre que des changements brusques de cet environnement, non prévus par ces mêmes experts, ont bien eu lieu : le premier choc pétrolier en 1973, le deuxième choc en 1979 et la ré-émergence consécutive du charbon, le contre-choc en 1986, l'extension des interconnexions électriques et gazières, la restructuration des secteurs électriques et gaziers et autres événements. Face à ces changements, la STEG a apporté des réponses appropriées : diversifi-

cation des équipements de production et des combustibles, utilisation des énergies renouvelables, incitation à la maîtrise de l'énergie, introduction d'une centrale à production indépendante, renforcement des interconnexions. Ces réponses résultaient d'un comportement qui avait pour attributs : la vision systémique à long terme, l'évaluation du risque, la minimisation du regret et la cohérence avec la politique énergétique du pays. Sur ce dernier point, la STEG s'est toujours conformée aux directives nationales, mais a également participé à leur élaboration. Elle a collaboré, entre autres, à diverses études sur la mise en exploitation de nouveaux gisements d'hydrocarbures et sur le renforcement du cadre législatif et réglementaire dans ce domaine.

Les experts nationaux peuvent aujourd'hui évaluer dans quelle mesure la STEG a su tirer profit des changements intervenus dans son environnement d'une part, et a pu contribuer à la minimisation de la facture énergétique du pays d'autre part.

Après ce bref aperçu du passé, penchons-nous maintenant sur l'avenir. Constatons d'abord un certain nombre de facteurs :

- l'environnement continue d'évoluer, perdant toute linéarité,
- le rythme du progrès technologique s'accélère,
- l'incertitude sur le futur augmente, suite à la limite de nos connaissances, mais aussi à la multiplication des repères,

- le client devient de plus en plus exigeant dans sa quête du mieux-être,

- notre entreprise se trouve au cœur du programme national de mise à niveau, dont les mots clés sont compétitivité et qualité pour l'ensemble des secteurs économiques.

Ces facteurs exigent de nouveaux attributs et de nouvelles priorités dans notre comportement. Quelles sont ces priorités ?

CONFIRMER L'ORIENTATION CLIENT DE NOTRE ENTREPRISE

Depuis sa création, la STEG a conçu son action dans le cadre de l'orientation « Développement national » : moindre coût pour la collectivité, qualité du produit et du service acceptable par tous les clients, égalité de traitement pour tous. Depuis quelques années, la STEG a enrichi le contenu de cette orientation en axant une grande partie de son développement autour de la satisfaction individuelle du client. Ce dernier considère que la qualité des prestations fournies jusqu'à par la STEG est un acquis et qu'il convient de faire encore plus. D'autre part, il montre un attachement plus fort que jamais à la sécurité et à l'environnement. L'une des priorités de notre entreprise est de confirmer une orientation « Client », perceptible par tous. Plusieurs actions ont été réalisées, ou sont en cours de réalisation, dans le cadre de cette orientation : travaux d'assainissement sur les réseaux de distribution, réalisation de centres d'appel, amélioration du traitement des réclamations, campagnes d'explication du contenu de la facture, envoi aux clients d'un historique annuel de leur consommation, ouverture d'un site transactionnel sur le Web, permettant aux clients de consulter et de payer leur facture par le e-Dinar, aménagement des halls des districts pour améliorer les conditions d'accueil des clients.

Les objectifs que la STEG veut atteindre à travers l'orientation client sont nombreux. Il y a des objectifs externes : préserver des relations de confiance mutuelle avec le client (Le client est toujours de bonne foi !), améliorer son image de marque auprès de ses partenaires et auprès des Pouvoirs publics, confirmer sa notoriété parmi les entreprises euro-méditerranéennes d'électricité et de gaz. Mais la

STEG vise également des objectifs internes : motiver le personnel en désignant la satisfaction du client comme un défi majeur à relever par tous les employés, engager davantage ce personnel dans une logique de compétitivité, reculer les limites de performance des individus et des groupes, développer des capacités de leadership dans les diverses unités.

Les domaines à investir pour satisfaire davantage le client restent encore très nombreux : conseil, maintenance, contrôle d'installation, services personnalisés.

L'orientation client de la STEG est basée essentiellement sur l'écoute. Les actions d'amélioration réalisées durant ces dernières années n'émanent-elles pas d'une opération d'écoute et d'une lecture attentive du produit de cette écoute, le TIPAC (Tableau d'identification et de priorisation des attentes des clients) ? Notre entreprise va donc persévérer dans cette voie, sans relâcher ses efforts. Parallèlement, et afin de pouvoir mesurer l'impact de ces efforts sur les clients, elle lancera des enquêtes de mesure du taux de leur satisfaction. Ces enquêtes seront conçues dans le cadre d'une politique de communication cohérente.

DÉVELOPPER LA COMMUNICATION INTERNE ET EXTERNE

La communication est pour la STEG, comme pour toutes les entreprises qui visent l'excellence, un outil clé du développement.

Sur le plan interne, nous devons diffuser constamment au personnel la vision de l'entreprise, ses objectifs à long et à court terme ainsi que ses indicateurs de performance. Cette diffusion vise tant l'amélioration des performances que la valorisation d'une bonne image de l'entreprise. Les moyens utilisés sont nombreux, comme les réunions avec la Direction générale, le site Intranet, la Revue de l'Electricité et du Gaz, le Bulletin interne STEG-Infos, la Voix de l'Animateur Qualité.

Sur le plan externe, la communication concerne aussi bien les clients que les fournisseurs, les entreprises d'électricité et de gaz, les organismes nationaux et internationaux, les médias ou le simple citoyen. Pour ce qui concerne particulièrement les

clients, nous voulons, à travers une communication de qualité, créer un climat d'échange et de coopération. Les responsables des services aux abonnés, les agents d'accueil et les releveurs d'index reçoivent continuellement une formation sur les techniques de communication avec les clients. Dans les halls des districts, des pancartes, des dépliants ou des spots télévisés expliquent aux clients la structure des factures, les règles de sécurité électrique et gazière ou les possibilités de maîtriser leur consommation énergétique.

D'autres moyens sont utilisés par la STEG pour communiquer efficacement avec son environnement : le site Internet, les médias, le Bureau des relations avec le citoyen, la participation à des expositions à caractère technique et industriel ainsi que les manifestations sportives et culturelles.

A court terme, la STEG continuera à améliorer ses performances dans le domaine de la communication. A l'interne, le personnel sera sensibilisé davantage pour développer des échanges interactifs, faciliter la circulation de l'information qui suscite l'amélioration et assurer la veille informationnelle par le biais du balisage. A l'externe, la STEG doit veiller à ce que toute action de communication s'intègre dans une optique de développement à long terme.

INNOVER DANS TOUS LES DOMAINES

Même en l'absence d'une situation de concurrence, l'innovation à la STEG signifie le renforcement de la compétitivité (Cf Encadré 1). Elle doit avoir pour objectif la création de chiffre d'affaires et de profit. La vision de la STEG, qui est maintenant connue de tout le personnel, se base sur l'innovation. Tous les domaines doivent être explorés : gestion, technique, activité commerciale. Mais c'est dans ce dernier domaine où nous pouvons rapidement « faire du neuf » : nombreux sont ceux qui demandent des horaires particuliers pour la relève et le dépannage, un mode de paiement spécifique, un service d'entretien systématique ou le contrôle de leurs installations. Dès lors où des clients demandent des prestations personnalisées, la STEG peut en même temps confirmer son rôle de service public, satisfaire les exigences de ces clients et réaliser des profits.

Nouvelles frontières pour la compétitivité
La compétitivité d'une entreprise ne se réfère pas obligatoirement à une situation de concurrence, comme elle ne se limite pas à des indicateurs techniques et financiers. Elle inclue des notions qui se rattachent beaucoup plus à la qualité, comme la capacité d'innovation, d'adaptation au changement et d'amélioration continue des processus. Le développement de leadership dans les diverses unités, l'adhésion du personnel aux objectifs et la préservation d'une image de marque positive à l'interne comme à l'externe, sont également considérés comme des déterminants importants de la compétitivité de l'entreprise.

Encadré 1

Qui assure le rôle de levier de l'innovation ?

Dans la mesure où la créativité est encouragée dans les différentes unités, tout le personnel participe à l'innovation :

- tout particulièrement, les nouveaux recrutés doivent intégrer leurs fraîches connaissances dans le développement de l'entreprise ;
- d'un autre côté, les projets doivent servir de vivier pour toutes les idées nouvelles qui convergent avec l'objectif visé : améliorer, dans l'immédiat ou à terme, la compétitivité de l'entreprise ;
- la coopération avec l'université est également un outil puissant de transfert et de valorisation d'idées novatrices.

S'ADAPTER D'UNE MANIÈRE OFFENSIVE AU CHANGEMENT

Une entreprise qui ne s'adapte pas au changement peut-elle prétendre à la satisfaction de ses clients, au développement d'une communication efficiente, interne comme externe, et à l'innovation, ne serait-ce que dans son propre domaine ? La seule issue pour cette entreprise est de disparaître.

La STEG inscrit son développement sur une trajectoire de long terme. De ce fait, elle ne considère pas le changement comme une contrainte à laquelle il faut s'accommoder, mais plutôt comme un atout dont il faut se servir. Il s'agit donc de cultiver chez

l'ensemble du personnel un comportement offensif, qui consiste à ne pas attendre le changement, mais à le susciter et se l'approprier, afin de lui donner la forme la plus avantageuse pour renforcer nos performances. Cette attitude de leadership constitue la première qualité à apprécier chez un manager. Les programmes de formation des cadres responsables de l'entreprise doivent en tenir compte.

CONSOLIDER LA VISION PROSPECTIVE À TOUS LES NIVEAUX

N'est-il pas contradictoire d'affirmer que le futur est plein d'incertitudes et d'essayer en même temps de prévoir ce futur et se l'approprier ?

La contradiction disparaît lorsqu'on passe d'une attitude de prévision à une attitude de prospective. Bien adaptée au changement continu et à vitesse constante de notre environnement, la prévision n'apporte qu'une faible valeur ajoutée à l'entreprise, lorsqu'il s'agit de changement discontinu et à vitesse variable. C'est alors que l'approche prospective prend toute sa signification.

En réalité, cette approche n'est pas nouvelle à la STEG. Basée essentiellement sur l'analyse de scénarios contrastés du futur et sur la minimisation du regret, elle a été utilisée dans maintes études, comme celles de l'opportunité de l'introduction du charbon ou de la proportion optimale de cycle combiné dans le parc de production. Mais cette approche a été régulièrement enrichie, notamment au sein des entreprises énergétiques : elle exige de plus en plus une vision systémique des problèmes et demande aux managers de regarder non seulement plus loin, mais également plus large.

Cette approche correspond bien au choix d'une attitude offensive envers le changement. N'ayant de sens que si elle est pratiquée en groupe, elle favorise le croisement des idées et l'innovation. Appliquée à la réflexion stratégique actuellement en cours au sein de la STEG, elle permettra de désigner, parmi toutes les trajectoires possibles, celle qui assure à notre entreprise un développement durable. C'est là une raison valable pour l'inclure dans les programmes de formation de nos cadres, afin qu'ils s'en servent comme outil de prise de décision.

PARTICIPER À LA MISE À NIVEAU DE L'ÉCONOMIE NATIONALE

Parce que le secteur électrique et gazier ne cesse de croître et que le système Production-Transport-Distribution ne cesse de se développer, la STEG vit une mise à niveau permanente. Cette situation lui permet de jouer le rôle de force motrice dans la mise à niveau de ses partenaires : fournisseurs d'équipement et de matières premières, constructeurs, bureaux d'études, sous-traitants, organismes de contrôle et clients. Le domaine où la collaboration peut être la plus fructueuse est celui de la qualité. Il est utile de rappeler que dès 1994, la STEG a accompagné nombre de ses fournisseurs dans la mise en place d'un système d'assurance qualité. Cet accompagnement se base sur le principe du partage de l'intelligence et de la construction collective. Il contribue à la création de la valeur, aussi bien à la STEG que chez ses partenaires. Il est donc appelé à se développer.

DU DÉTERMINISME À LA DÉTERMINATION

Le changement qui caractérise aujourd'hui le monde énergétique, technique et économique perturbe les repères. Entre plier devant ce changement et y résister, il y a un comportement dynamique, dont les mots clés sont : la vision prospective, l'écoute de notre environnement, la communication, l'adaptation offensive, et l'innovation. Ce comportement s'intègre bien dans notre culture d'entreprise, dans notre culture tout court.

Pourtant, tel que décrit, ce comportement serait insuffisant si on n'y incluait pas une nouvelle dimension : la vitesse. Comment améliorer notre image de marque auprès des clients si on ne réduit pas la durée des prestations ? Comment aborder la concurrence si on ne rentre pas dès maintenant dans une logique du « toujours plus rapide » ? Le concept de qualité devient insuffisant lorsqu'il n'intègre pas la notion de rapidité dans les divers domaines à améliorer, comme l'organisation, la gestion des processus, la communication et l'innovation.

C'est donc un comportement associant la qualité et la vitesse qui permet à la STEG de ne pas subir le joug du déterminisme et de piloter son développement avec lucidité et détermination.

POURQUOI UNE STRATÉGIE COMMERCIALE À LA STEG?

TAOUFIK ZARROUK
Directeur commercial



INTRODUCTION

L'année 1962 a été marquée par la nationalisation des entreprises d'électricité et du gaz existant sur le territoire tunisien et le regroupement de leurs activités au sein d'une entreprise nationale opérant en tant que monopole intégré de l'état : la STEG.

Il est important de rappeler que depuis la création de la STEG et plus précisément durant la période 1962-1980, la stratégie commerciale a été orientée essentiellement vers le développement de l'infrastructure commerciale (force de vente), la mise en place des mécanismes de gestion de la clientèle et de la facturation, l'amélioration du taux de l'électrification du pays et la substitution des autres formes d'énergie par l'électricité et l'amélioration de l'efficacité énergétique nationale.

Durant cette période la STEG a mis en place une large opération de promotion et de communication à savoir spots publicitaires, annonces dans les journaux, contacts directs auprès des clients, facilités de paiement pour les achats des équipements électroménagers (chauffe-eau, plaques chauffantes, réfrigérateurs, etc.) et ce en instaurant de nouveaux tarifs tels que le tarif chauffage, chauffe-eau et pompage avec effacement durant les heures de pointes.

Atteignant un niveau d'électrification élevé dans les villes et une demande en croissance soutenue au

courant des années 1980 et avec le développement des ressources du gaz, la politique commerciale a ciblé la maîtrise de consommation de l'électricité et la promotion du gaz.

Dans ce sens, des actions de sensibilisation et de promotion du gaz ont été menées et ce auprès des consommateurs potentiels pour la conversion au gaz. D'autres actions visant la maîtrise de la consommation de l'électricité ont ciblé essentiellement les clients des secteurs résidentiels et services : les plus importantes concernent la promotion des applications d'économie d'énergie telles que les chauffe-eau solaires et les lampes à basse consommation.

Cependant, des changements profonds de l'environnement économique et énergétique du pays ont été initiés au cours de la dernière décennie et font en sorte qu'une restructuration du marché de l'électricité et du gaz est en voie de concrétisation. Ceci est confirmé par la multitude de décisions prises dans ce sens dont les plus importantes sont :

- l'intégration de l'économie tunisienne dans le marché mondial à travers le GATT et l'OMC ainsi que la signature de l'accord d'association en vue de l'établissement d'une zone de libre échange avec l'union européenne ;
- le lancement d'un vaste programme de mise à niveau des entreprises et de restructuration

du tissu industriel tunisien afin de hisser son niveau aux standards internationaux de qualité, de compétitivité, de qualification et d'encadrement et ce dans le but d'assurer la pérennité de l'entreprise tunisienne face à la concurrence extérieure ;

□ la croissance soutenue de l'industrie et des services ;

□ l'adoption d'une politique énergétique nationale ayant pour objectifs :

- le développement des ressources d'hydrocarbures ;

- l'efficacité énergétique ;

- le développement des infrastructures énergétiques ;

□ l'ouverture du secteur de l'énergie à l'investissement privé par l'adoption de la loi n° 40-96 du 1er avril 1996 qui a mis fin au monopole de production d'électricité détenu par la STEG, permettant ainsi de recourir à des producteurs indépendants pour produire l'électricité et la vendre à la STEG ;

□ l'encouragement des entreprises pétrolières à l'exploration et à la production des hydrocarbures par la promulgation, en Août 1999, du nouveau code des hydrocarbures.

Au delà des nouvelles tendances économiques, il est important de souligner l'évolution des exigences du marché, ce qui est une conséquence naturelle du développement économique, social et technologique du pays; on assiste ainsi à une évolution du niveau et de la qualité de vie des citoyens.

Face à ces nouvelles orientations et afin de maintenir son rôle en tant que vecteur de développement économique et social du pays, la STEG s'est assignée l'ambition de maîtriser la technologie, parfaire sa gestion et devenir plus compétitive sur les deux plans prix et qualité pour les deux produits qu'elle commercialise à savoir : l'électricité et le gaz, d'autant plus que son marché se caractérise par une évolution de l'offre et de la demande de l'électricité malgré la hausse considérable des prix du combustible et le développement des disponibilités et de la pénétration du gaz.

Elle s'est en outre engagée dans un projet d'amélioration de la qualité de son management et s'est fixée une vision à long terme : « D'ici l'an 2007, la STEG offrira un service comparable à celui des meilleures entreprises de l'électricité et du gaz de la rive nord du bassin méditerranéen... ».

Ces entreprises sont déjà engagées dans un processus de diversification de produits et de services. Plusieurs d'entre elles offrent avec l'électricité et le gaz, les télécoms, l'eau, des services qui vont au delà du compteur et même des produits et services qui n'ont aucune relation avec le secteur de l'énergie tels que l'immobilier, la restauration, etc....

De plus, les orientations stratégiques de l'entreprise retenues dans le cadre du Xème plan de développement économique et social (2002-2006) se résument comme suit:

□ consolider l'orientation client,

□ assurer la viabilité financière de l'entreprise,

□ améliorer et entretenir son image de marque.

Une direction commerciale à la STEG : pourquoi ?

Tenant compte de toutes les mutations vécues durant cette dernière décennie et soucieuse de suivre les développements de la scène économique et énergétique nationale, la STEG a pris la décision, au cours de l'année 1998, de créer une direction commerciale dont la mission principale serait d'élaborer la stratégie commerciale de l'entreprise (en collaboration avec les autres unités concernées) et de la mettre en application à travers un plan d'action commercial.

Il y a lieu de se demander alors : quelle stratégie faut-il adopter pour atteindre ces objectifs dans le nouveau contexte du marché?

Tout d'abord, il est à rappeler que la stratégie commerciale consiste en un plan d'ensemble définissant les règles de conduite qui doivent permettre à l'entreprise d'atteindre ses objectifs, à moyen et à long terme, pour les segments du marché cible. Ces objectifs sont définis en tenant compte de la vision, des orientations stratégiques et de l'environnement de l'entreprise ainsi que des opportunités du marché. (la figure -1- résume la démarche adoptée pour l'élaboration d'une stratégie commerciale et sa mise en œuvre à travers un plan d'action commercial)

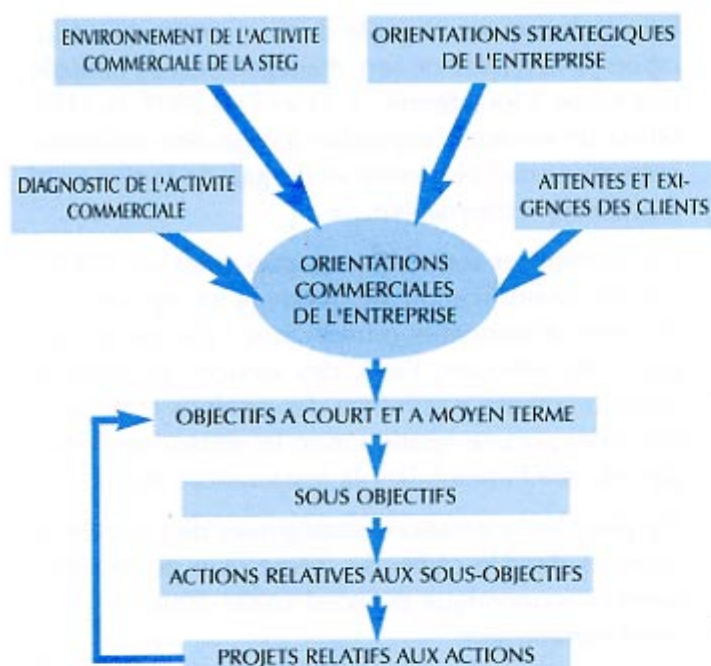


Figure 1 : DEMARCHE POUR L'ETABLISSEMENT D'UN PLAN D'ACTION COMMERCIAL

Diagnostic de l'activité commerciale

Après le diagnostic de l'activité commerciale de l'entreprise nous constatons que :

- ❑ la politique commerciale est orientée vers le développement de la force de vente et des mécanismes de gestion et l'évolution des taux d'électrification ;
- ❑ la force de vente de l'entreprise couvre tout le territoire et présente des opportunités pour la commercialisation d'autres produits et services ;
- ❑ le taux d'électrification est élevé face à une demande croissante et une rentabilité faible ;
- ❑ la pénétration gaz est en évolution face à une augmentation importante des disponibilités ;
- ❑ la fonction commerciale est actuellement répartie entre différentes unités centrales et régionales de la STEG : la Direction de la Distribution, la Direction de la Production et du Transport du Gaz et la Direction des Etudes et de la Planification.
- ❑ la gamme de services s'arrête au niveau des compteurs ;
- ❑ les actions de promotion sont ponctuelles et

manquent de suivi et d'évaluation d'impacts sur les ventes ou sur la satisfaction des clients ;

- ❑ l'introduction d'un nouveau système d'écoute clients basé sur la mesure de la satisfaction des clients.
- ❑ L'introduction des attentes clients dans les programmes de développement et d'amélioration.

Fixation des objectifs

L'examen des attentes et des exigences des clients et le diagnostic de l'activité commerciale ont permis d'identifier les domaines d'actions relatifs aux objectifs de l'entreprise.

Attentes et exigences des clients

Les attentes des clients directs touchent essentiellement à la qualité (qu'ils demandent d'améliorer) et aux prix des produits et des services (qu'ils jugent élevés par rapport à leur pouvoir d'achat). Les exigences prioritaires des clients indirects s'articulent autour de la sécurité et de la protection de l'environnement.

L'entreprise est donc tenue de satisfaire la demande et d'adapter en conséquence son infrastructure industrielle et commerciale, afin de pouvoir offrir des produits et des services de bonne qualité au moindre coût, tout en veillant au respect de la sécurité et de l'environnement.

Plan d'action :

Après le diagnostic de la fonction commerciale et en tenant compte des objectifs de l'entreprise, un plan d'action commercial a été élaboré, il intègre un ensemble de projets qui ont été définis afin de permettre de contribuer à la réalisation des ambitions de l'entreprise à court et à moyen terme.

Références :

- Industrie et climat d'affaires en Tunisie (Ministère de l'Industrie – Mai 2000)
- IXème plan de développement 1997-2001 (STEG – Août 1996)
- Xème plan de développement 2002-2006 (STEG – Août 2001)

LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE AU COURS DU IXÈME PLAN 1997-2001

LAROUSSI DELLAGI
Direction des études
et de la planification



AVANT-PROPOS

Les changements rapides des industries de réseaux, la dérégulation (c'est-à-dire l'ouverture à la concurrence des activités à savoir la production, l'importation, l'exportation ou la fourniture commerciale de l'électricité et du gaz), la dé-intégration (c'est-à-dire la dissociation des divers niveaux d'activité de la production, du transport et de la distribution), la privatisation (c'est à dire l'ouverture au privé du capital social des opérateurs) constituent, au début du 21ème siècle, un nouveau contexte pour la demande d'électricité.

Aujourd'hui, le kiloWatt est considéré comme un bien pour lequel les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur. Mais ce bien se distingue des autres biens par le fait qu'il n'est pas stockable. Son coût varie dans le temps et selon les moyens utilisés pour le produire, le transporter et le distribuer.

Face à la concurrence qui se dessine à l'échelle régionale, la STEG sait aujourd'hui plus qu'hier que son avenir est lié à la satisfaction durable de ses clients.

L'information durable est à l'ordre du jour.

Parmi les vecteurs porteurs de la connaissance des clients de la STEG, l'analyse de la demande d'électricité, basée sur des statistiques fiables et homogènes, en constitue l'un des plus importants.

Cet article a pour objectifs de rassembler les principaux résultats statistiques d'électricité enregistrés au cours du IXème Plan de développement économique et social, et de présenter au lecteur une analyse de l'évolution du marché de l'électricité au cours de cette période 1997-2001.

L'évolution de l'électricité est expliquée à partir d'indicateurs largement corrélés avec l'activité économique et aussi à partir de tendances identifiables comme l'évolution du mode de vie des ménages, etc. Ces grandeurs sont soit de nature électrique seulement comme, la production, la consommation, la courbe de charge, soit de nature mixte : électrique et économique, électrique et démographique, électrique et géographique. Ainsi, un indicateur comme l'intensité électrique (la consommation d'électricité par unité de Produit Intérieur Brut, kWh/DT) est devenu désormais un indicateur de référence (Cf. «Evolution de la demande et économie d'énergie électrique 1987-1997» in REG n°7/avril 1999).

Ces indicateurs ainsi que l'analyse servent à caractériser les hypothèses autour desquelles se construisent les scénarios du futur.

Pour ce qui concerne l'aspect méthodologique, les agrégats de la consommation d'électricité des clients de la STEG par secteur économique sont effectués à partir des activités définies selon la Nomenclature de la STEG de 1986 ; ils se rapprochent des agrégats

des valeurs ajoutées du Ministère du Développement et de la Coopération Internationale.

Pour le calcul du taux de croissance annuel moyen (TCAM) au cours du IXème Plan, le choix s'est porté sur l'année 1997 comme année de base.

1- EVOLUTION GLOBALE DE L'ELECTRICITE ET DE L'ECONOMIE

1.1 Indicateurs globaux

L'observation de l'évolution du taux de croissance annuel moyen des principaux indicateurs énergétiques et économiques (Cf. Tableau) permet de dégager les remarques suivantes :

□ Le TCAM de la Consommation Nationale d'Electricité (CNE : représente la consommation d'électricité fournie par la STEG à ses clients, ajoutée à la consommation des auto-producteurs) est supérieur aux autres TCAM (Cf. Graphique 1a),

□ le TCAM de la Demande d'Energie Primaire (DEP), appelée aussi «total des disponibilités», a évolué au même rythme que celui du Produit Intérieur Brut (PIB),

□ seule la population présente une évolution en baisse continue de sa croissance annuelle (Cf. Graphique 1b).

DESIGNATION	1997	2001	TCAM (%)
Population (milliers)	9 234	9 730	1,3
P.I.B (MDT90)	13 066	15 924	5,1
D.E.P (ktep)	5 679	6 968	5,2
C.N.E (GWH)	7 212	9 609	7,4

La comparaison des TCAM réalisés à ceux prévus du IXème Plan (première version) indique que seule l'électricité a réalisé une croissance supérieure à celle prévue :

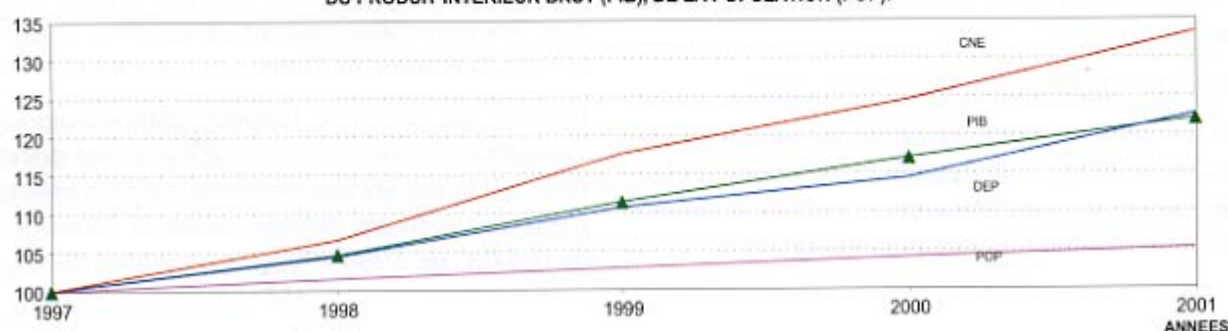
- prévu avec 1,6 %, le TCAM de la population réalisé est inférieur de 0,3 point,
- prévu avec 6,4 %, le TCAM du PIB réalisé est inférieur de 1,3 point,
- prévu avec 5,6 %, le TCAM de la DEP réalisé est inférieur de 0,4 point,
- prévu avec 6,7 %, le TCAM de la CNE réalisé est supérieur de 0,7 point.

Par ailleurs, le TCAM de la population largement inférieur aux autres TCAM engendre des indicateurs par tête d'habitant en nette amélioration au cours du IXème Plan :

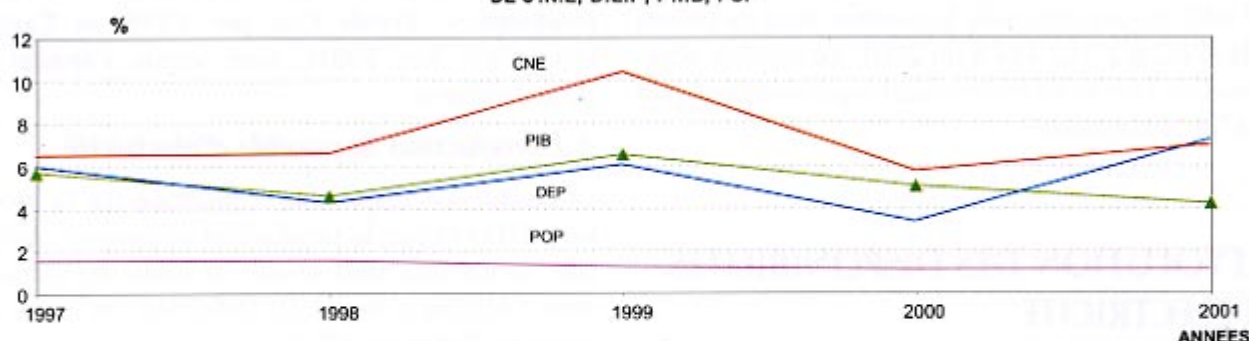
- le PIB par habitant a atteint 1637 DT en 2001, avec un TCAM de 3,7 %,
- la DEP par habitant a atteint 716 kep en 2001, avec un TCAM de 3,9 %,
- la CNE par habitant a atteint 988 kWh en 2001, avec un TCAM de 6,1 %.

GRAPHIQUE 1a

EVOLUTION DES INDICES DE LA CONSOMMATION NATIONALE D'ELECTRICITE (CNE),
DE LA DEMANDE D'ENERGIE PRIMAIRE (DEP),
DU PRODUIT INTERIEUR BRUT (PIB), DE LA POPULATION (POP).



GRAPHIQUE 1b
EVOLUTION DES TAUX DE CROISSANCE ANNUELS
DE C.N.E, D.E.P, P.I.B, POP



1.2 Pénétration de l'électricité

Au niveau économique, la contribution de la Valeur Ajoutée (VA) du secteur de l'électricité à la formation du PIB est stagnante avec 1,8 %. Dans son rapport à la V.A de l'énergie (hydrocarbures et électricité), la part de l'électricité a augmenté de 4,5 points pour atteindre 31,2 % à la fin du IXème Plan.

Au niveau énergétique, le taux de pénétration de l'électricité (donnée tirée du bilan énergétique national), défini comme la part de la consommation d'électricité dans la consommation énergétique finale (issue du coke, du gaz, des produits pétroliers et de l'électricité), a atteint 14,3 % en 2001, augmentant de 1,5 point au cours du IXème Plan.

1.3 Intensité électrique et électrification

a- Intensité électrique

L'intensité électrique globale à l'échelle nationale, c'est à dire le rapport CNE/PIB exprimé en kWh/DT, a atteint 0,603 kWh/DT en 2001, augmentant de 0,051 kWh/DT au rythme d'un TCAM de 2,2 %.

Les agrégats de la consommation d'électricité des clients de la STEG par secteur économique (non inclus les clients résidentiels) en rapport aux valeurs ajoutées correspondantes, engendrent des intensités électriques qui présentent une évolution différente selon le secteur économique.

En agriculture, l'intensité électrique a atteint 0,228 kWh/DT en 2001, augmentant à un TCAM à deux chiffres de 11,6 %. L'évolution de la consommation d'électricité est de 13,4 % en moyenne par an pour atteindre 512 GWh en 2001. La valeur ajoutée (VA) a évolué au rythme de 1,8 % en moyenne par an pour atteindre 2249 MDT en 2001 ; son poids dans le total des VA des activités marchandes a baissé de 2,4 points au cours du IXème Plan pour atteindre 15 % en 2001.

En industrie non manufacturière, l'intensité électrique a atteint 0,364 kWh/DT en 2001, augmentant au TCAM de 3,9 %. L'évolution de la consommation d'électricité est de 10 % en moyenne par an pour atteindre 746 GWh en 2001. La valeur ajoutée (VA) a évolué au rythme de 4,5 % en moyenne par an pour atteindre 2051MDT en 2001 ; son poids dans le total des VA des activités marchandes a stagné autour de 15 %.

Dans les services, l'intensité électrique a atteint 0,34 kWh/DT en 2001, augmentant au TCAM de 5 %. L'évolution de la consommation d'électricité est de 12,8 % en moyenne par an pour atteindre 2297GWh en 2001. La valeur ajoutée (VA) a évolué au rythme de 6,8% en moyenne par an pour atteindre 6753 MDT en 2001 ; son poids dans le total des VA des activités marchandes a augmenté de 2,4 points au cours du IXème Plan pour atteindre 47 % en 2001.

Seule l'industrie manufacturière a enregistré une stagnation de son intensité électrique atteignant 0,878 kWh/DT en 2001. L'évolution de la consommation d'électricité est de 6 % en moyenne par an pour atteindre 2925 GWh en 2001. La valeur ajoutée (VA) a évolué au rythme de 6,2 % en moyenne par an pour atteindre 3332 MDT en 2001 ; son poids dans le total des VA des activités marchandes a stagné autour de 23 %.

b- Electrification

Le taux d'électrification global a atteint 95,5 % en 2001, augmentant de 3,5 points au cours du plan quinquennal. C'est le taux d'électrification rurale qui a percé avec une augmentation à deux chiffres de 11,5 points pour atteindre 91,5 %. Le taux d'électrification urbaine est resté stagnant autour de 98,5 %.

Le nombre global additionnel de clients électrifiés au cours du IXème Plan en Basse Tension est de 447 047, faisant atteindre le nombre total de clients de la STEG à 2 312 424 à fin 2001. Le nombre additionnel de clients en milieu rural représente une part de 37,4 % du global.

2- EVOLUTION DES DISPONIBILITES EN ELECTRICITE

2.1 Production nationale d'électricité

La production nationale d'électricité est constituée par la production de la STEG, par la production autonome et par l'auto-production. Elle a atteint 10 854 GWh en 2001, évoluant avec un taux de croissance annuel moyen de 7,7 % entre 1997 et 2001.

La production d'électricité de la STEG a atteint 9787 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 7,3 %. Sa part dans la production nationale est équivalente à 90 %. La puissance installée brute des Centrales de la STEG a atteint 2385 MW en 2001, augmentant de 424 MW entre 1997-2001. Les plus importantes unités mises en service sont les deux TG de Bir M'chergua de 118 MW chacune (en 1997) et les deux TV de Radés I B de 185 MW chacune (en 1998). La première Centrale éolienne de la Tunisie (en 2000) installée au Cap Bon (à Sidi Daoud) a une puissance de 10,56 MW tirée de 32 aérogénérateurs de 330 kW chacun.

La production autonome d'électricité a enregistré 161 GWh au cours de la première année de mise en service de la première Centrale privée en Tunisie (juin 2001), située sur le site de Radés. Cette Centrale privée gérée par « Carthage Power Company » (CPC) est un Cycle Combiné de 471 MW, constitué de deux TG de 118 MW chacune, de deux chaudières de récupération de la chaleur des gaz de rejet des TG totalisant 115 MW et comportant chacune 60 MW de feu additionnel. Sa part de puissance dans le parc national est équivalente à 16 %.

L'auto-production d'électricité (entreprises qui, subsidiairement à leur activité principale, produisent de l'énergie électrique destinée en totalité ou en partie

à leurs besoins propres) a atteint 906 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 6,9 %. Deux nouveaux auto-producteurs, British Gaz (en 1999) et Carthago Céramique (en 2001), sont venus s'ajouter aux douze anciens.

2.2 Production disponible d'électricité

La production disponible, constituée par la production STEG et par la production autonome corrigées par l'achat aux tiers et par le solde des échanges avec l'Algérie a atteint 10 006 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 7,7 %.

Les taux de croissance mensuels cumulés par année mobile de la production disponible ont évolué, au cours du IXème Plan, dans une large plage entre une borne inférieure équivalente à 3 % et une borne supérieure équivalente à 10 % (Cf. Graphique 2).

Entre la STEG et SONELGAZ, ce sont des échanges à bilan nul en fin d'année qui sont pratiqués. Cependant, un contrat d'achat de puissance en régime de secours programmé, a été établi par la STEG auprès de SONELGAZ, pour les années 1996 et 1997. De même, SONELGAZ a conclu un achat auprès de la STEG, de puissance non garantie et en pointe en décembre 2001.

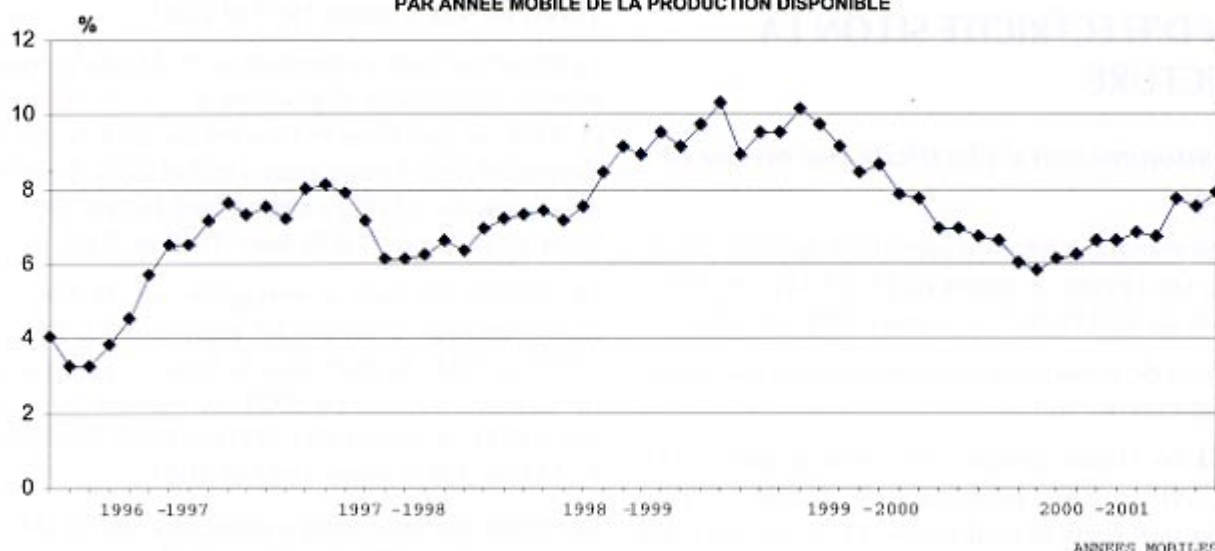
L'achat de l'électricité auprès des auto-producteurs est resté stagnant autour de 47 GWh par an au cours du IXème Plan.

La charge maximale produite (ou pointe annuelle) a évolué au rythme annuel de 100 MW environ, équivalent au TCAM de 6,7 % au cours du IXème Plan, pour atteindre 1683 MW en 2001.

Le facteur d'utilisation de la charge maximale s'est amélioré de 2,6 points à la fin du IXème Plan, atteignant 67,9 %, équivalent à une durée d'utilisation de la charge maximale de 5945 heures. C'est une indication du bon comportement du système électrique.

Les pertes totales d'électricité ont atteint 1254,6 GWh en 2001 correspondant à un taux de 12,5 %, relativement à la production disponible, en augmentation de 0,7 point par rapport à 1997. Le taux de pertes de transport d'électricité est de 3 % en 2001. Le taux de pertes de distribution d'électricité est de 9,5 % en 2001.

GRAPHIQUE 2

EVOLUTION DES TAUX DE CROISSANCE CUMULES
PAR ANNEE MOBILE DE LA PRODUCTION DISPONIBLE

4. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE SELON LA STRUCTURE

4.1 Consommation d'électricité par niveau de tension

La consommation totale d'électricité fournie par la STEG à ses clients, a atteint 8751,2 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 7,5 % entre 1997 et 2001.

Par niveau de tension, la consommation d'électricité a évolué comme suit :

- En Haute Tension (HT), elle a atteint 951 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 2,9 %. Sa part dans le total est de 11 % en 2001, en baisse de 2 points relativement à 1997 (malgré l'arrivée de deux nouveaux clients au cours du IXème Plan).
- En Moyenne Tension (MT), elle a atteint 4256 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 8,1 %. Sa part dans le total est de 48,6 % en 2001, en augmentation d'un point au cours du IXème Plan.
- En Basse Tension (BT), elle a atteint 3544 GWh en 2001, évoluant au TCAM de 8,1 %. Sa part dans le total est de 40,4 % en 2001, en augmentation d'un point au cours du IXème Plan.

4.2 Consommation d'électricité par région

La région du Centre a enregistré le TCAM le plus élevé de la consommation d'électricité avec 8,9 % entre 1997 et 2001. Sa part dans le total est de 21 % en 2001, en augmentation de 1,1 point entre 1997 et 2001. Le nombre des clients de la STEG a atteint 451 940 en 2001, évoluant au TCAM de 5,3 % entre 1997 et 2001.

La région du Nord-Ouest a enregistré un TCAM de la consommation d'électricité équivalent à 7,8 % entre 1997 et 2001. Sa part dans le total est presque stagnante avec 7,2 % en 2001. Le nombre des clients de la STEG a atteint 260 000 en 2001, évoluant au TCAM de 3,6 % au cours du IXème Plan.

La région du Nord a enregistré un TCAM de la consommation d'électricité équivalent à 7,5 % entre 1997 et 2001. Sa part dans le total est presque stagnante avec 19,5 % en 2001. Le nombre des clients

de la STEG a atteint 340 600 en 2001, évoluant au TCAM de 4,8 % entre 1997 et 2001.

La région de Tunis a enregistré un TCAM de la consommation d'électricité équivalent à 7,1 % entre 1997 et 2001. Sa part dans le total est de 27,9 % en 2001, diminuant de 0,4 point entre 1997 et 2001. Le nombre des clients de la STEG a atteint 560 360 en 2001, évoluant au TCAM de 3,8 % entre 1997 et 2001.

La région du Sud a enregistré un TCAM de la consommation d'électricité équivalent à 7% entre 1997 et 2001. Sa part dans le total est presque stagnante avec 17,1 % en 2001. Le nombre des clients de la STEG a atteint 481 900 en 2001, évoluant au TCAM de 3,8 % entre 1997 et 2001.

La région du Sud-Ouest a enregistré un TCAM de la consommation d'électricité équivalent à 5,7 % entre 1997 et 2001. Sa part dans le total est de 7,3 % en 2001, diminuant d'un demi point entre 1997 et 2001. Le nombre des clients de la STEG a atteint 229 600 en 2001, évoluant au TCAM de 5,3 % entre 1997 et 2001.

4.3 Consommation d'électricité par tarif

En 2001, un nouveau régime à postes horaires a été introduit dans la tarification des clients de la STEG, engendrant une nouvelle répartition de la consommation d'électricité par tarif : trois en HT et six en MT. La nouvelle définition des postes horaires inclut une pointe le matin et un poste soir au cours de l'été.

En HT, sept clients ont choisi l'application du nouveau régime à quatre postes horaires, enregistrant une consommation d'électricité de 511 GWh en 2001, représentant une part de 53,7 % dans le total HT. Ce régime est appliqué aussi aux deux clients secours de la STEG dont la consommation d'électricité a enregistré 13 GWh en 2001. Le régime à trois postes horaires est appliqué aux cinq clients restants, enregistrant une consommation d'électricité de 427 GWh en 2001, représentant une part de 44,9 % dans le total HT.

En MT, Le tarif uniforme reste prépondérant, enregistrant une consommation d'électricité de 2079 GWh en 2001, évoluant avec un TCAM de 8,5 % ; sa part dans le total MT est de 48,9 %, soit une augmentation de 0,8 point au cours du IXème Plan. Le nombre de clients s'y souscrivant est de 9 650 environ en 2001, soit une augmentation de 330 clients en moyenne par an.

Le tarif pour usages agricoles a enregistré le TCAM de la consommation d'électricité le plus élevé avec 10,7 %. Le nombre de clients s'y souscrivant est de 1 350 environ en 2001, soit une augmentation de 90 clients en moyenne par an.

Le nouveau tarif pompage de l'eau a enregistré une consommation d'électricité de 187 GWh. Le nombre de clients y souscrivant est de 370 environ en 2001, antérieurement inclus dans le tarif à trois postes horaires.

4.4 Structure de la consommation d'électricité par usage BT

La consommation d'électricité BT a atteint 3544 GWh en 2001, progressant au TCAM de 8,1 % entre 1997 et 2001.

Le nombre de clients BT a atteint 2 312 424 en 2001, progressant au TCAM de 4,3 % (assimilé à l'évolution en surface) entre 1997 et 2001.

La consommation d'électricité par client BT a atteint 1533 kWh en 2001, progressant au TCAM de 3,6 % (assimilé à l'évolution en profondeur) entre 1997 et 2001.

Par usage, la répartition BT fournit les remarques suivantes :

□ pour l'usage domestique, la consommation d'électricité avec 1872 GWh pour un TCAM 2,5 %, a représenté un poids de 64,1 % en 2001, engendrant une régression de plus de treize points entre 1997 et 2001. Le nombre 1 998 000 de clients domestiques a représenté un poids de 86,4 % du total des clients BT en 2001, soit une régression de plus de cinq points entre 1997 et 2001. La consommation d'électricité par client BT a stagné enregistrant 1137 kWh en 2001. Ceci est le résultat de la campagne de correction du code usage effectuée par la STEG auprès de ses clients à partir du deuxième semestre 1997 ;

□ pour le domestique rural, le TCAM de la consommation d'électricité est 6,2 % (plus

que le double du domestique urbain) pour atteindre 399 GWh en 2001.

□ pour les autres usages du reste de la BT, la consommation d'électricité a progressé au TCAM de 21,5 %. Le nombre de clients du reste de la BT a progressé au TCAM de 18 % pour atteindre 314 000. La consommation d'électricité par client du reste de la BT a atteint 4055 kWh en 2001, progressant au TCAM de 3 %.

4.5 Structure de la consommation des clients domestiques

L'évolution de la structure de la consommation d'électricité des clients domestiques a enregistré une percée de la réfrigération, en comparant les résultats de 1994 et 1999 de « l'enquête résidentielle », effectuée périodiquement l'année médiane de chaque Plan, par la STEG auprès de ses clients domestiques.

Les trois principales utilisations chez les clients domestiques, l'éclairage, la télévision et la réfrigération, ont enregistré un poids de leur consommation d'électricité équivalent à 81,3 % en 1999, en baisse de 2,5 points par rapport à 1994. Les poids de la consommation d'électricité de l'éclairage et de la télévision ont baissé respectivement de 2,5 points et de 2 points, en faveur de la réfrigération et des autres utilisations. La consommation par téléviseur a baissé de 6 kWh, reflétant la maîtrise de l'énergie. Il en est de même pour le climatiseur qui a enregistré une baisse de sa consommation unitaire de 82 kWh, bien que cette utilisation, qui suit le rythme de la vie moderne, ait enregistré une croissance à deux chiffres, pour le parc et sa consommation globale, respectivement 13 % et 10 %.

L'élévation du niveau de vie des ménages est aussi confirmée par les résultats de l'enquête quinquennale effectuée par l'Institut National de la Statistique en 2000, qui estiment à 1334 DT la dépense par personne et par an, évoluant au TCAM de 6,6 % entre 1995-2000.

ETUDE COMPARATIVE DES TECHNIQUES DE LA COGENERATION :

1^{ERE} APPROCHE: ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DES DIFFERENTES VARIANTES D'INSTALLATIONS DE COGENERATION.



MR. SAYARI NEJIB
Docteur Ingénieur
Direction de l'équipement

La cogénération d'électricité et de chaleur suscite un intérêt croissant chez plusieurs industriels de procédés : papeterie, sucrerie... Elle répond à un triple souci : une économie d'énergie à travers une meilleure efficacité d'utilisation du combustible, une maîtrise des coûts de production et une réduction de la pollution atmosphérique et hydrique. Vu le cadre institutionnel de la production d'électricité, la STEG est souvent sollicitée et elle a volontiers mis à la disposition de la collectivité nationale son expérience et son savoir-faire.

Cet article présente les différentes technologies d'installations de cogénération et leur champ d'application. L'accent est également mis sur les facteurs d'influence et les critères de choix de la solution appropriée. L'étude est complétée par une analyse économique souvent utile pour l'évaluation de la rentabilité d'un investissement, un élément crucial dans la prise de décision.

Principe

L'idée de la cogénération n'est pas nouvelle ; en revanche le contexte énergétique international et la prise de conscience planétaire de réduire la pollution issue des installations de combustion sont à l'origine de son développement. Elle consiste en la production simultanée des énergies électrique et thermique à travers la récupération des énergies à basse température produite inévitablement par les moyens de production électrique. En effet, la pro-

duction électrique dans la majorité des centrales se base sur des transformations d'énergies suivant un cycle thermodynamique fonctionnant entre deux sources de chaleur. Ainsi, elle doit considérer la chute de température liée au milieu ambiant extérieur (source froide) et la dégradation du niveau d'énergie (exergie). Par ailleurs l'énergie rejetée à la source froide peut être exploitée dans un autre procédé de transfert de chaleur avec un niveau de température encore plus bas. Toutefois et contrairement à l'électricité, la chaleur n'est pas transportable, du moins sur une longue distance, de sorte que toute production électrique à proximité immédiate des sites de consommation de chaleur représente une opportunité attrayante de récupération. Cette énergie récupérée pourrait être exploitée dans une production électrique additionnelle et/ou utilisée sous forme de chaleur vapeur dans des procédés industriels ou des services de confort.

Une application courante de la cogénération est l'utilisation de la chaleur des gaz d'échappement d'une turbine à combustion pour produire de la vapeur dont l'énergie est convertie en électricité à travers un turbo-alternateur. Nous parlons de cycle combiné ; c'est aujourd'hui la forme de production d'électricité centralisée la plus répandue. La chaleur vapeur peut servir également dans le chauffage urbain (logements collectifs, hôpitaux, hôtels, administrations, universités...), les procédés industriels (papeterie, sucrerie, alimentaire, pétrochimie...), le

séchage (céramique, four...), le dessalement, la production du froid par absorption : trigénération (se référer à la partie B de cette étude) etc.

Ainsi une amélioration significative de l'efficacité énergétique est obtenue et une économie de combustible est réalisée par rapport à la production de filière séparée. Si le rendement énergétique des cycles thermiques est de 40%, il approche les 60% dans les cycles combinés modernes pour atteindre le seuil de 75-85% sur d'autres types d'installations de cogénération. En outre l'électricité consommée sur place épargne les pertes en lignes (5-10%).

La cogénération réduit également les rejets atmosphériques et hydriques. A titre d'exemple, la quantité d'eau requise pour le refroidissement d'un cycle combiné est la moitié de celle nécessaire à un cycle conventionnel équivalent. En outre les émissions atmosphériques (CO₂, NO_x...) sont réduites d'un tiers par rapport à celles d'une installation thermique de même puissance.

Dans les procédés de production électrique, la récupération concerne :

1 - les gaz d'échappement des turbines à combustion (TAC) dont la température dépasse le seuil des 400°C sur des aéro-dérivatives de faibles puissances et 530°C pour des machines industrielles ;

2 - la vapeur à basse pression ou l'eau de refroidissement des groupes turbo-alternateur à vapeur (TV) avec une température au-dessous des 100°C ;

3 - les gaz d'échappement et l'eau de refroidissement des Moteurs à Gaz (MAG). Pour des raisons de compétitivité économique, la puissance de la technique MAG est limitée à 5 MW. Cette variante ne sera pas traitée dans cet article.

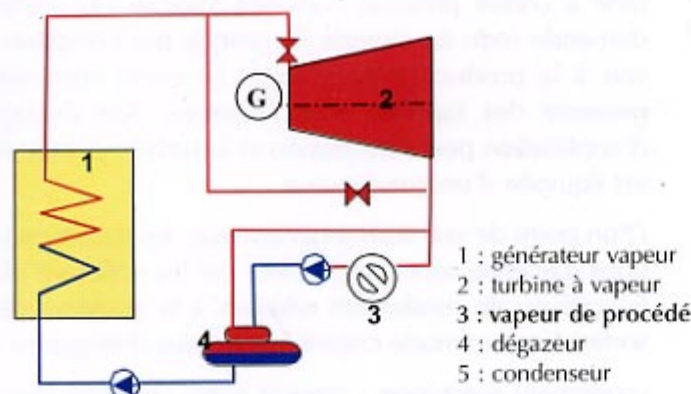


fig 1: Cogénération par turbine vapeur à contre pression

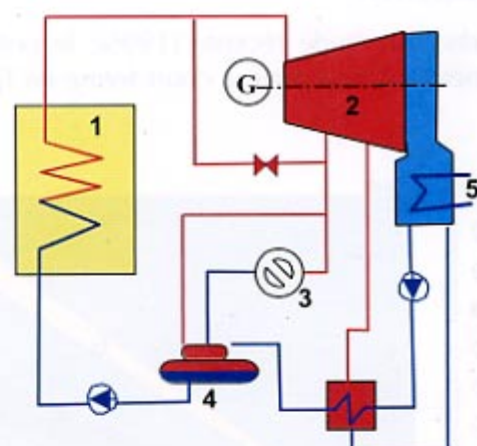


Fig 2: cogénération par turbine vapeur avec soutirage et condensation

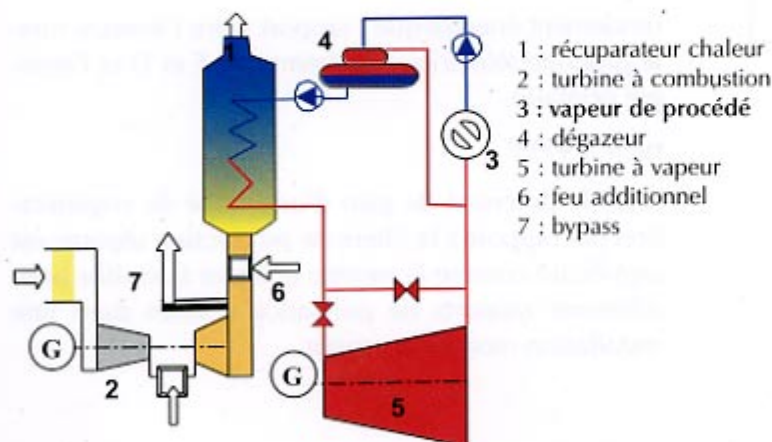


Fig 3: cogénération dans un cycle combiné (turbine à combustion + turbine à vapeur)

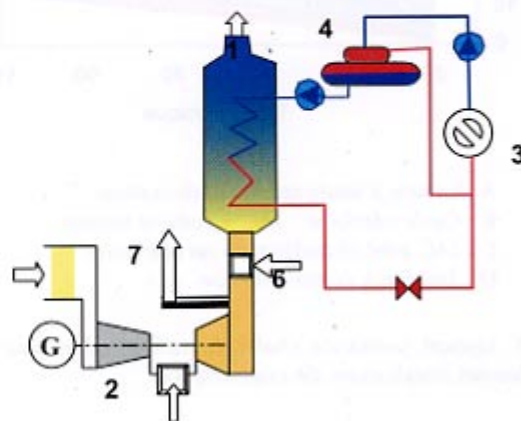


Fig 4 : cogénération par turbine à combustion + récupérateur

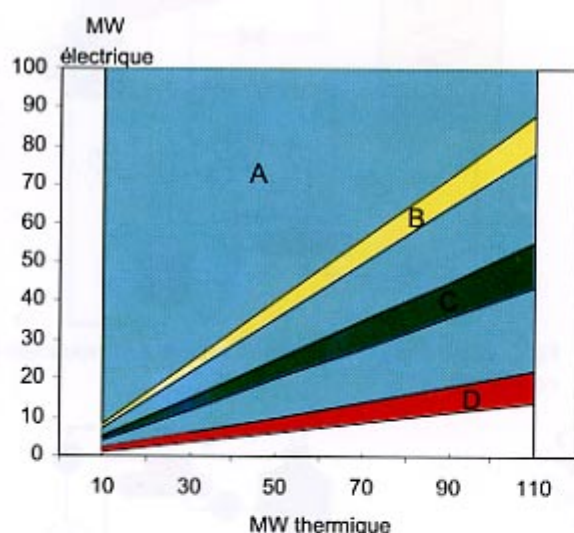
A ces variantes sont associées les configurations de centrales de cogénération suivantes :

- cycle vapeur équipé d'une turbine à contre pression (sans condenseur) et brûlant un combustible liquide ou gazeux (fig 1) ;
- cycle vapeur équipé d'une turbine à soutirage et condensation et brûlant un combustible liquide ou gazeux (fig 2) ;
- une turbine à combustion associée à un récupérateur de chaleur (fig 3) ;
- un cycle combiné composé d'une turbine à combustion et d'une turbine à vapeur (fig 4).

Les centrales au charbon ne sont pas considérées pour des raisons de rentabilité économique, puisque leurs lourds coûts d'investissement sont difficilement balancés par le gain en combustible sur des installations de cogénération de faible puissance.

Potentiel et variantes technologiques de cogénération

D'après une étude récente (1996), le potentiel de cogénération réalisable à court terme en Tunisie est



- A : Turbine à soutirage et condensation
 B : Cycle combiné : TAC + Turbine vapeur
 C : TAC avec chaudière de récupération
 D : Turbine à contre pression

fig 5: rapport puissance chaleur/travail possible pour différentes installations de cogénération

estimé à 430 MW. Les projets de taille relativement importante (>5 MW) représentent environ 120 MW. Ils sont identifiés dans les secteurs d'activité chimique, du papier, du sucre, du textile et des matériaux de construction. Dans l'hypothèse d'alimentation en gaz basse pression, la variante technologique appropriée est tributaire du taux de production des puissances électricité/chaleur et des conditions thermodynamiques d'utilisation de la vapeur (débit, pression, température). La sélection par la comparaison directe des différentes variantes de centrales de cogénération n'est pas cohérente puisque ces dernières ne présentent pas les mêmes rapports de puissances électrique-thermique. La figure 5 montre les fourchettes possibles.

Théoriquement seule la turbine à soutirage et condensation est capable de couvrir tous les rapports de puissance électricité/chaleur souhaités. Malgré une souplesse concernant la qualité du combustible, la quantité importante d'eau nécessaire à la réfrigération du groupe (150m³/MWh) reste un handicap majeur pour le recours à cette solution. La turbine à contre pression convient dans le cas d'une demande forte en énergie thermique par comparaison à la production électrique. Le cycle combiné présente des rapports intermédiaires. Son champ d'application peut être étendu si la turbine à vapeur est équipée d'un condenseur.

D'un point de vue thermodynamique, les transformations d'énergie sont caractérisées par les notions d'efficacité ou de rendement relatives à la grandeur de sortie. Ainsi en mode cogénération nous distinguons :

rendement électrique : rapport entre l'énergie électrique produite (E) et l'énergie primaire (P)
 $\eta_e = E/P$

rendement énergétique : rapport entre l'énergie totale produite (électrique et thermique E et T) et l'énergie primaire.

$$\eta_g = (E+T)/P$$

Ainsi le potentiel de gain d'une unité de cogénération par rapport à la filière de production séparée est significatif comme le montre la figure 6, établie pour différents rapports de puissance réalisés dans une installation motrice à vapeur.

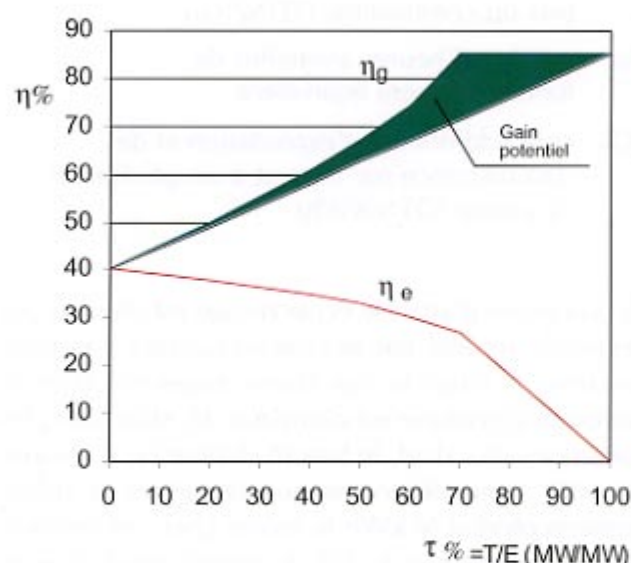


fig 6: Efficacité d'une installation motrice à vapeur en fonction du rapport de puissance chaleur/électricité

Avec un $\tau=0$ (puissance chaleur=0), l'installation est une centrale à condensation simple avec une efficacité de 40%. Pour τ croissant de 0 à 0.7 environ, l'efficacité énergétique augmente de 40 à 85% au détriment du rendement électrique qui diminue jusqu'à 27%, corrélativement le rejet thermique à l'atmosphère diminue de 60% à 15% (perte chaudière). Pour $\tau=0.7$, l'installation a les caractéristiques d'une centrale à contre pression (sans condenseur). Si l'utilisateur demande plus de vapeur, il faut adjoindre une chaudière à vapeur auxiliaire. Entre 0.7 et 1, la proportion d'électricité diminue de 27% à 0% et l'efficacité reste à peu près égale à 85%. Le fonctionnement est réduit à une chaudière à vapeur auxiliaire.

La même analyse effectuée sur une installation à cycle combiné est reportée sur la figure 7. Si la production d'énergie thermique est nulle, l'installation fonctionne en cycle combiné pur caractérisé par une efficacité de 50% environ. Avec l'augmentation de la proportion de vapeur de 0 à 60%, l'efficacité croît pour atteindre 85% ; tandis que les pertes diminuent de 50 à 15% (pertes chaudière de récupération) et le rendement électrique passe de 50% à 35% correspondant au régime d'une turbine à combustion seule. Si l'utilisateur demande plus de vapeur, un feu additionnel est nécessaire, il s'accompagne d'une réduction du rendement électrique.

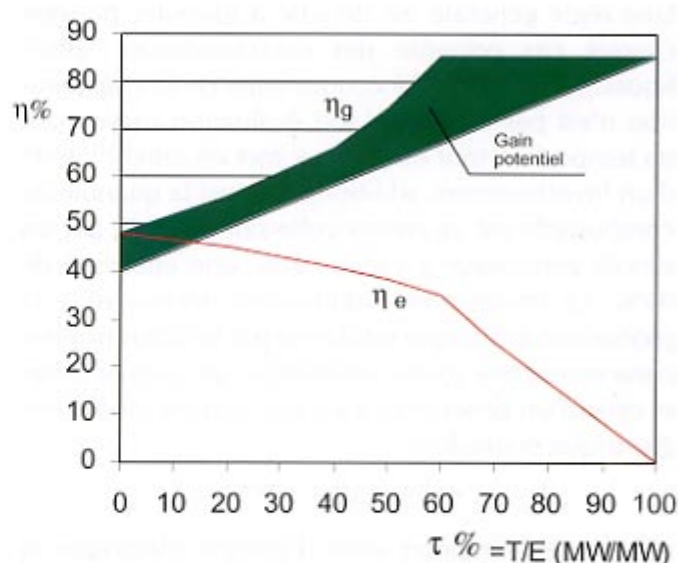


fig 7 : Efficacité d'un cycle combiné gaz-vapeur en fonction du rapport de puissance chaleur/électricité

Evaluation économique

Le dimensionnement d'une installation de cogénération doit considérer en premier lieu le besoin réel en énergie chaleur. La production électrique est un plus dont le manque peut éventuellement être couvert par le réseau. Dans le cadre institutionnel actuel de la production d'électricité en Tunisie, la possibilité d'un surplus à injecter au réseau est exclue. D'ailleurs tout effort réglementaire dans ce sens, à l'instar de plusieurs autres pays, doit être soutenu en vue d'encourager toutes formes de cogénération. Cette situation a fatalement une incidence sur l'architecture et le concept de commande de la centrale dont la vocation essentielle serait le maintien du besoin en puissance thermique. Le réseau garantit le complément de la demande pour réguler la puissance électrique. Selon les cas, d'autres équipements comme le feu/chaudière additionnel ou la cheminée de bypass s'avèrent également utiles pour le réglage des conditions d'exploitation de la vapeur en charge partielle.

Partant de ce constat, une étude économique de sélection de la technologie garantissant le coût du Kwh électrique le moins cher doit être réalisée. Cette étude doit également déterminer s'il faut produire la totalité de son besoin en énergie électrique ou en partie et en quelles quantités.

Une règle générale est difficile à formuler puisque chaque cas présente des caractéristiques spécifiques. Si la rentabilité économique de la cogénération n'est pas à prouver son évaluation moyennant un temps de retour ou un taux met en relief l'intérêt d'un investissement additionnel. Ainsi la quantité de combustible est au moins celle consommée par un simple générateur à vapeur avec une efficacité de 85%. Le combustible additionnel nécessaire à la production électrique est donné par la différence des consommations d'une installation de cogénération et celle d'un générateur à vapeur; soit un rendement électrique équivalent :

$$\eta_{EE} = E/(P-1.15 \cdot T)$$

représente le rapport entre l'énergie électrique et l'énergie primaire utilisée déduction faite de l'énergie thermique récupérée affectée d'un coefficient correcteur.

Connaissant les coûts additionnels d'investissement, d'exploitation et de maintenance, cette formule est utilisée pour évaluer le coût de production moyen actualisé de l'énergie électrique d'une installation de cogénération :

$$C_{Kwh} = A (\Delta C_i) / H_{eq} P_n + C_s P_i + (\Delta C_{em})$$

$$\text{Avec } A = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (\text{actualisation})$$

n : durée de vie (ans)

i : taux d'inflation corrigé

ΔC_i : investissement additionnel par rapport à un générateur à vapeur (DTN)

$C_s = 0.00036 / \eta_{EE} / 4.18$: consommation spécifique (Tep/KWh)

P_i : prix du combustible (TDN/Tep)

H_{eq} : nombre d'heures annuelles de fonctionnement équivalent

ΔC_{em} : coût additionnel d'exploitation et de maintenance par rapport à un générateur à vapeur (DTN/KWh)

La procédure d'analyse économique est illustrée par l'exemple résumé par le tableau figurant à la page suivante. Il traite le cas d'une papeterie dont la demande électrique est d'environ 45 MW. Dans les conditions de calcul, le besoin chaleur est d'environ 50 MW. Nous observons que la turbine à contre pression produit le kWh le moins cher ; néanmoins elle ne couvre que le 1/3 du besoin électrique de l'usine. Le réseau national fournira les 2/3 manquants. Le cycle combiné occupe la 2ème position avec un coût de production du kWh de 10% plus élevé mais une couverture de la demande supérieure à 85%. La turbine à soutirage et condensation produit la puissance la plus chère; en revanche, elle fournit exactement le besoin électrique

A l'exception de la turbine à soutirage et condensation qui est défavorisée par un rendement bas pour un prix fort du combustible, les autres variantes offrent des performances appréciables de rentabilité d'investissement. Au prix de vente de 60 millimes, le temps de retour avoisine les 4 ans et la rentabilité interne est supérieure à 21%. Compte tenu de la variation dans le temps de certains paramètres de calcul, notamment le prix du combustible ou le nombre d'heures annuel d'exploitation, une analyse de sensibilité avec des scénarios adéquats est recommandée pour la validation des résultats et la prise de décision finale.

		TV à contre pression	TV condenseur	TAC + récupérateur	Cycle Combiné TAC + TV
Puissance électrique	MW	15	45	26	39
Coût global additionnel	Million DTN	12.75	40.5	19.35	31.2
Rendement	%	81	43	70	75
Exploitation/maintenance	DTN/KW/an	16	19	22	25

		TV à contre pression	TV condenseur	TAC + récupérateur	Cycle Combiné TAC + TV
Coût de production du KWh					
Investissement	10 ⁻³ DTN/KWh	10.78	11.42	10.91	11.640
Combustible	10 ⁻³ DTN/KWh	18.60	35.05	21.53	20.096
Exploitation/maintenance	10 ⁻³ DTN/KWh	2.28	2.71	3.143	3.571
Coût moyen actualisé : C _{Kwh}	10 ⁻³ DTN/KWh	31.68	49.19	35.59	35.31
Temps de retour*	ans	3.7	8.1	3.6	3.8
Taux de rentabilité interne*	%	23.5	7.4	22.4	21.2

Conditions de calcul :

Vapeur avec un débit de 80 T/h, 3.5 bar et 190 °C

Taux d'intérêt $i = 8\%$ sur 20 ans pour la turbine à combustion et 30 ans pour la turbine à vapeur

Prix du gaz : 175 DTN/tep

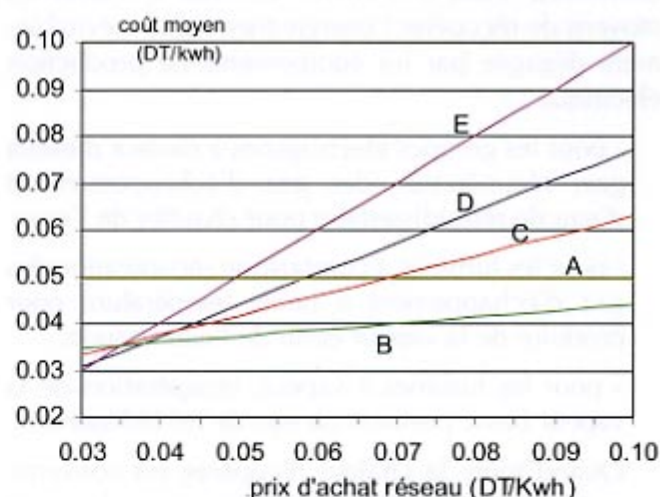
Nombre d'heures annuelles équivalent : 7000 heures

* Prix de vente de 0.06 DTN

En général la turbine à contre pression représente la solution la plus rentable quand le prix d'achat du kWh du réseau est bas et la demande thermique est importante par comparaison à la production électrique. Dans le cas contraire le cycle combiné s'adapte mieux puisqu'il couvre la plus grande partie de la demande électrique de l'usine à un coût de production bas. La figure 8 montre le coût moyen d'électricité en fonction du prix d'achat du réseau pour les différentes technologies de cogénération. Le cycle combiné s'avère pratiquement la solution qui convient dans la majorité des cas.

CONCLUSION

Les différentes technologies d'installations de cogénération ont été présentées. Compte tenu des rapports de puissance électrique/thermique spécifiques et du prix de l'énergie électrique du réseau, l'étude économique basée sur les indicateurs actuels met en exergue les avantages du cycle combiné et son opportunité dans la majorité des applications industrielles.



- A : Turbine à soutirage et condensation
- B : Cycle combiné : TAC + Turbine vapeur
- C : TAC avec chaudière de récupération
- D : Turbine à contre pression
- E : Sans auto production d'électricité

Fig 8 : coût moyen de l'énergie électrique en fonction du prix d'achat du réseau pour les différentes options de cogénération.

ETUDE COMPARATIVE DES TECHNIQUES DE LA COGENERATION

2^{EME} APPROCHE: COMPARAISON ECONOMIQUE ENTRE LA TRIGENERATION ET L'ALIMENTATION SEPARÉE EN ENERGIE

M. MOURAD AYED
Ingénieur à la DAG/DPPS
Projet Environnement



I – Introduction

La technique de cogénération (abréviation CHP : Combined Heat and Power) consiste à trouver les moyens de récupérer l'énergie thermique inévitablement dégagée par les équipements de production électrique :

- pour les groupes électrogènes à moteur diesel/à gaz, récupération des gaz d'échappement et d'eau de refroidissement pour chauffer de l'eau;
- pour les turbines à combustion récupération des gaz d'échappement à haute température pour produire de la vapeur et/ou de l'eau chaude;
- pour les turbines à vapeur, récupération de la vapeur basse pression ou eau de refroidissement.

Quand toute la chaleur récupérée est convertie en énergie électrique on parle alors de cycle combiné.

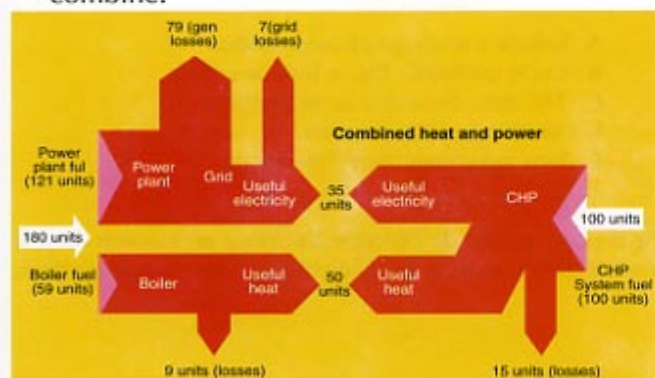


Figure 1 : Comparaison entre la génération séparée et couplée d'électricité et de chaleur

II – La trigénération électricité chaleur et froid

La définition de la cogénération précédemment donnée, ne prend pas en compte la possibilité de la génération d'énergie frigorifique que peut fournir une telle installation: c'est à partir d'une machine à absorption utilisant la chaleur obtenue par la chaudière de récupération qu'on peut produire cette forme d'énergie finale.

Le principe de fonctionnement de la machine à absorption est identique à celui des installations de climatisation à absorption statique fonctionnant à partir du chauffage au gaz naturel ou résistance électrique, sauf que dans ce cas la source de chaleur est fournie directement via le circuit d'eau chaude de la chaudière de récupération introduit à une température variant de 90 à 100 °C dans le générateur de la solution pauvre de l'absorbant (solution de bromure de lithium ou d'eau).

L'avantage d'une telle installation couplée est d'exploiter la chaleur récupérée à partir de la turbine à gaz ou du moteur électrogène tout au long de l'année (comme pour le chauffage en hiver et le refroidissement en été).

Ce mode de production des trois formes d'énergies permet d'augmenter la rentabilité énergétique et la flexibilité d'une unité d'approvisionnement en électricité, chaleur et en froid (selon schématisation du figure 1).

Par ailleurs, le rendement global net d'une installation de trigénération peut atteindre les 90%.

Pour diminuer les pertes de transport d'énergie finale comme l'électricité et la chaleur, il paraît plus rentable d'installer les équipements de cogénération à proximité immédiate des sites à fortes consommations énergétiques (grandes industries, complexes hôteliers, hôpitaux...etc.).

III- Avantages pour la STEG de la promotion du marché de la cogénération en TUNISIE

La STEG pourrait profiter directement ou indirectement des avantages économiques et environnementaux de la cogénération par les possibilités futures d'accroissement du nombre et de la capacité des installations industrielles de ce type en Tunisie et ce par :

- a- une diminution relative de la consommation nationale en combustibles fossiles (gaz naturel et fuel liquide), par une installation de cogénération par rapport aux centrales électriques conventionnelles (centrales thermiques, centrales turbines à gaz) variant de 25 à 40% pour la même valeur d'énergie finale produite;
- b- l'électricité produite par cogénération et consommée directement dans les sites à grande demande en énergie électrique, permet à la STEG de diminuer les pertes de charge dans ses lignes du réseau de transport d'électricité;
- c- le recours aux installations de cogénération par les gros consommateurs d'énergie permet à la STEG de limiter les pics de la courbe de charge journalière et surtout durant la période d'été caractérisée par une élévation de la demande en électricité en raison de la climatisation;

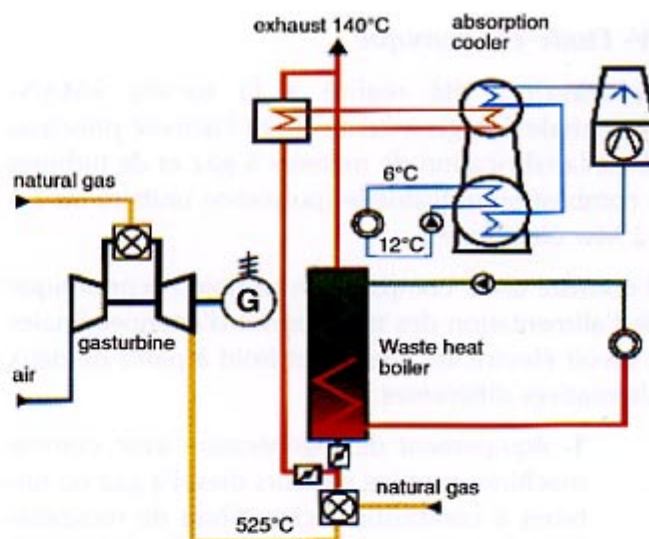


Figure 2: Trigénération électricité-chaleur-froid par turbine à gaz, chaudière de récupération et machine à absorption

- d- les installations de cogénération permettent de limiter le bilan des émissions des gaz à effets de serre et des autres gaz polluants: elles favorisent une limitation de 30 à 40% des émissions de CO₂ comparée aux autres techniques conventionnelles de production d'énergies électrique et de chaleur;
- e- autres avantages environnementaux: vu leur conception «compact» les équipements de cogénération occupent moins de terrain et émettent moins de bruit au voisinage que les installations conventionnelles.

Les pays industriels classent la cogénération parmi les sources d'énergies propres ; elles encouragent leur emploi dans un triple souci d'efficacité énergétique, économique et surtout écologique.

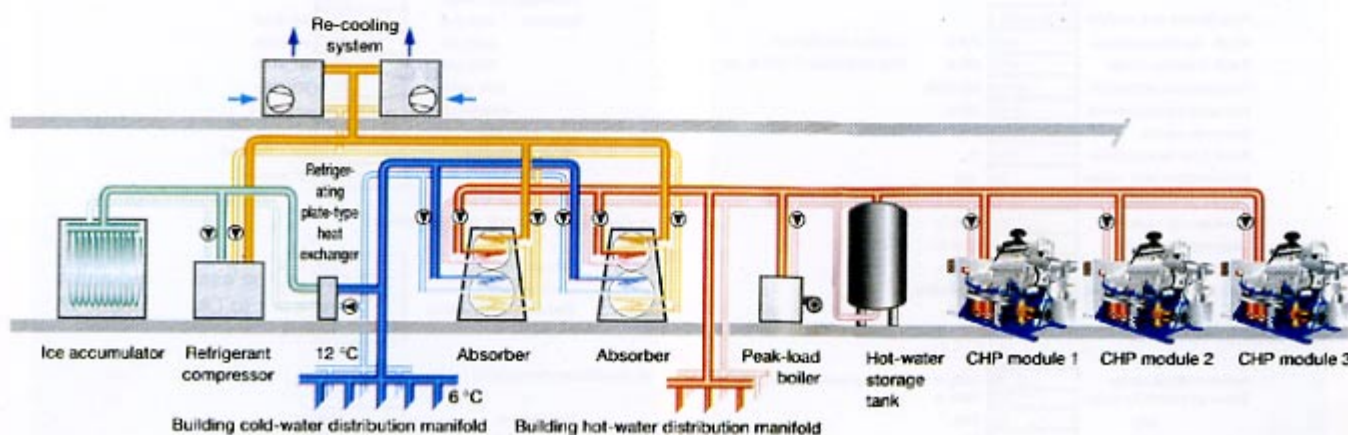


Figure 3 : Installation de trigénération électricité-chaleur et froid par des moteurs à gaz naturel

IV- Etude économique :

Ce travail a été réalisé à la société «MAN-Dezentrale Energiesysteme» dont l'activité principale est la fabrication de moteurs à gaz et de turbines à combustion industrielle (puissance unitaire de 1 à 12 Mw électrique).

Il consiste en la comparaison technico-économique de l'alimentation des trois formes d'énergies finales à savoir électricité, chaleur et froid à partir de deux alternatives différentes :

1- équipement de trigénération avec comme machines motrices moteurs diesel/à gaz ou turbines à combustion, chaudières de récupération de chaleur et machines frigorifiques à absorption;

2- alimentation conventionnelle en électricité à partir du réseau électrique (cas d'achat de la STEG), en chaleur à partir des chaudières classiques et en froid à partir des groupes frigorifiques à compression.

Le logiciel, élaboré sous Excel, tient compte des données techniques et financières ainsi que des conditions d'exploitation intervenant pour le calcul, dont:

- le bilan de consommation énergétique du site;
- les tarifs énergétiques actuels en Tunisie (électricité, combustibles,...etc.);
- les conditions financières locales (taux d'intérêt, taux de déficit, annuités).

Pour chaque type d'installation on donne:

- le coût d'investissement des équipements;
- les données techniques des installations utilisées (turbine ou moteur à gaz, chaudières...) à charge nominale ou réduite selon le mode d'exploitation;
- les coûts d'exploitation et de maintenance.

Les résultats de calcul déduits à partir des tableaux ou d'un graphique de tendance des coûts cumulés; permettent de comparer le temps d'amortissement et la marge bénéficiaire à la fin de la durée de vie de l'équipement couplé par rapport aux techniques conventionnelles.

Le programme permet aussi d'estimer le gain en énergie primaire en tenant compte du rendement des installations et des pertes lignes du réseau électrique.

Désignation	Donnée/Résultat	Unité	Commentaires
3- Alternative N.2: Alimentation couplée d'énergies (Cogénération CHP)			
			13382.988
a- Coûts d'investissement (en MDT):			
Chaudière auxiliaire	800.000	MDT	
Branchem. réseau	150.000	MDT	
Motrice (T.G./M.G...)	2000.000	MDT	
Chaudière couplée	400.000	MDT	
Machine à absorption	400.000	MDT	Generateur frigorifique
Bâtiment, eq. auxiliaires...	250.000	MDT	
Coûts total	4000.000	MDT	
b- Données technique (à charge nominale):			
Type /Modèle de la machine	G.T./centur60		
Rend. Electrique nominale	4880	KW el	Condition ISO Standard.
Rend. Electrique corrigé	4656	KW el	PCS combustible/T*, P.H du site
Consommation combustible	16103	KW comb.	
Puissance thermique échapp.	8199	KW th.	
Heures de marche	5000	h/a	
Rend. Chaudière auxiliaire	90.0	%	
Consommation elect. interne	50	KW	
Rapport chaleur/froid	0.90	(0.6 à 1.5)	Caractérise l'absorbeur
Generation de courant	23.030	GWh/a	
Generation de chaleur	40.995	GWh/a	
Generation suppl. en chaleur	11.005	GWh/a	
Besoin suppl. en combustible	12.228	GWh comb/a	
c- Conditions d'exploitation :			
Besoin électrique corrigé	26.700	GWh/a	Sans generation de froid
Besoin en courant du réseau	3.870	GWh/a	
Jour	50	%/a	
Nuit	10	%/a	
Pointe	40	%/a	
Coûts exploitation/Mainten.	12.0	Mil /KW el/a	
Assurance (Initial)	260.000	MDT	

Désignation	Donnée/Résultat	Unité	commentaires
1- Données préliminaires :			
Site d'étude	Usine X		
a- Bilan énergétique annuel :			
Electricité	30.200	GWh/a	
Chaleur	43.000	GWh/a	
Froid	10.000	GWh/a	
Pointe courant	8000	KW	
Pointe chaleur	10200	KW	
b- Prix de l'énergie (en Millime Tun.):			
Donnée/prix de l'année :	1999		
Electricité	tarif jour	70.0	Mil /KWh
	tarif nuit	39.0	Mil /KWh
	tarif pointe	107.0	Mil /KWh
	tarif uniforme	69.0	Mil /KWh
	redevance tarif	50.000	DT /KW-a
Type combustible	Gaz naturel		
Prix du combustible	24.0	Mil /KWh comb.	
Redevance tarif	15.000	DT /KW-a	
c- Augmentation du prix des paramètres :			
Courant	3.5	%/a	
Combustible	3.0	%/a	
Exploitation/Maintenance	4.5	%/a	
Assurance	3.0	%/a	
d- Conditions Financières :			
Taux d'intérêt	6.0	%	
Taux de déficit	4.0	%	
Annuité	10.0	%	
Durée de validité	15	ans	

V- Interprétations et conclusions

L'étude économique comparative a été appliquée à un exemple de site industriel.

La relève du bilan énergétique de la demande annuelle moyenne en électricité, chaleur et froid (sur la base des historiques de la consommation réalisée et des estimations futures) a mené aux constatations suivantes:

- le temps d'amortissement d'une installation de cogénération est avantageux en Tunisie pour de tels exemples, comparé aux pays européens où les tarifs d'électricité sont en baisse importante depuis la privatisation de ce secteur.

Pour le cas de la Tunisie, le temps d'amortissement peut être estimé de 3 à 6 ans;

- le temps d'amortissement de l'équipement diminue considérablement lorsque la demande en énergie frigorifique est importante, d'où l'intérêt économique d'installer les machines à absorption et les équipements de cogénération en Tunisie, car la demande en froid est importante vu le climat chaud du pays;

- par le recours à la technique de cogénération, le gain en énergie primaire peut varier de 20 à 40%, ce qui conduit à une économie nationale des ressources énergétiques brutes en combustibles et par conséquent à des impacts environnementaux positifs par la limitation des émissions en gaz atmosphériques polluants (CO₂, NO_x, SO₂, HC...) et la production économique et propre du froid sans emploi des gaz à effet de serre de la famille des CFCs ou HCFCs utilisables dans les machines frigorifiques à compression.

La STEG pourrait avoir recours à la cogénération parmi ces moyens de production en adoptant la méthode de «contracting» (contrat de fourniture d'énergie) avec les grands consommateurs locaux.

Références bibliographiques

- La Cogénération (document «ABB-ALSTOM POWER» - Séminaire STEG, Tunis 13 et 14 juin 2000)

- Integrated Power/Heat/Cold Cogeneration

(Documents «MAN-Dezentrale Energiesysteme»- 1997/98, Wolfgang Schneiderbauer)

- DECON /CDG Projektarbeit

(«MAN- MDE Gasturbinen »-Novembre 1999).

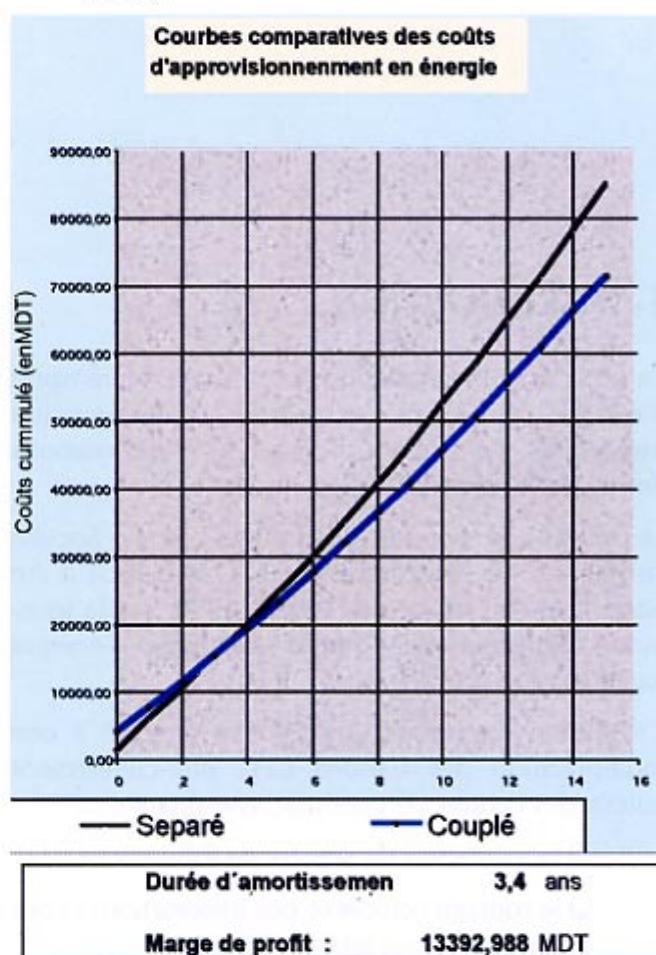


Figure 5 : Comparaison des courbes de coût cumulé des deux variantes, temps d'amortissement et marge bénéficiaire

RÉSEAU TÉLÉCOMMUNICATIONS ET FIBRES OPTIQUES: L'EXPERIENCE DE LA STEG

HECHMI DIMASSI
Chef Département Téléconduite
DPTE



1- INTRODUCTION

La sécurité et l'exploitation des réseaux de transport d'énergie nécessitent des moyens de transmission importants permettant l'échange d'informations entre les différents points du réseau.

Le réseau de télécommunications de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) a été basé, jusqu'au début des années 1990, sur la technique des courants porteurs sur ligne d'énergie haute tension (CPL).

L'évolution du réseau électrique a conduit à une multiplication des liaisons CPL, particulièrement autour des centres de conduite, entraînant :

- ❑ la saturation du spectre de fréquences,
- ❑ le routage complexe des informations et des communications téléphoniques,
- ❑ la reconfiguration du réseau CPL à chaque extension du réseau électrique,
- ❑ la difficulté de maintenance du réseau de transmission.

Pour surmonter ces limitations et faire évoluer le réseau de télécommunications vers les nouvelles techniques de transmission numérique, la STEG a introduit :

- ❑ dans le cadre du programme de développement quinquennal 1994-1998, la réalisation

d'un réseau faisceaux hertziens numériques de capacité 4x2 Mbits,

- ❑ dans le cadre du projet d'interconnexion des réseaux électriques tunisien et libyen, la réalisation de liaisons à fibres optiques d'une capacité SDH-STM1 (155 Mbits).

Le présent article décrit l'architecture du réseau actuel de télécommunications et présente les choix pour les liaisons à fibres optiques.

2- RÉSEAU EN COURS D'EXPLOITATION

2-1- Principe d'une liaison CPL

Le principe d'une liaison CPL est schématisé en figure 1.

Les systèmes à courants porteurs, dont la dénomination historique est consacrée par l'usage, sont des systèmes de transmission analogique à une ou plusieurs voies, caractérisés par :

- ❑ un multiplexage fréquentiel FDM (Frequency Division Multiplexing) des voies,
- ❑ le recours systématique à la modulation à bande latérale unique SSB (Single Side Band) pour la constitution du multiplex.

L'utilisation des lignes d'énergie comme supports de transmission requiert l'emploi de dispositifs de couplage spécifiques. Le couplage peut être entre une phase et la terre ou entre deux phases. Dans ce dernier cas, l'émission des ondes porteuses est répartie de façon optimale entre les deux phases. La figure 1 schématise le principe d'une liaison CPL phase-terre.

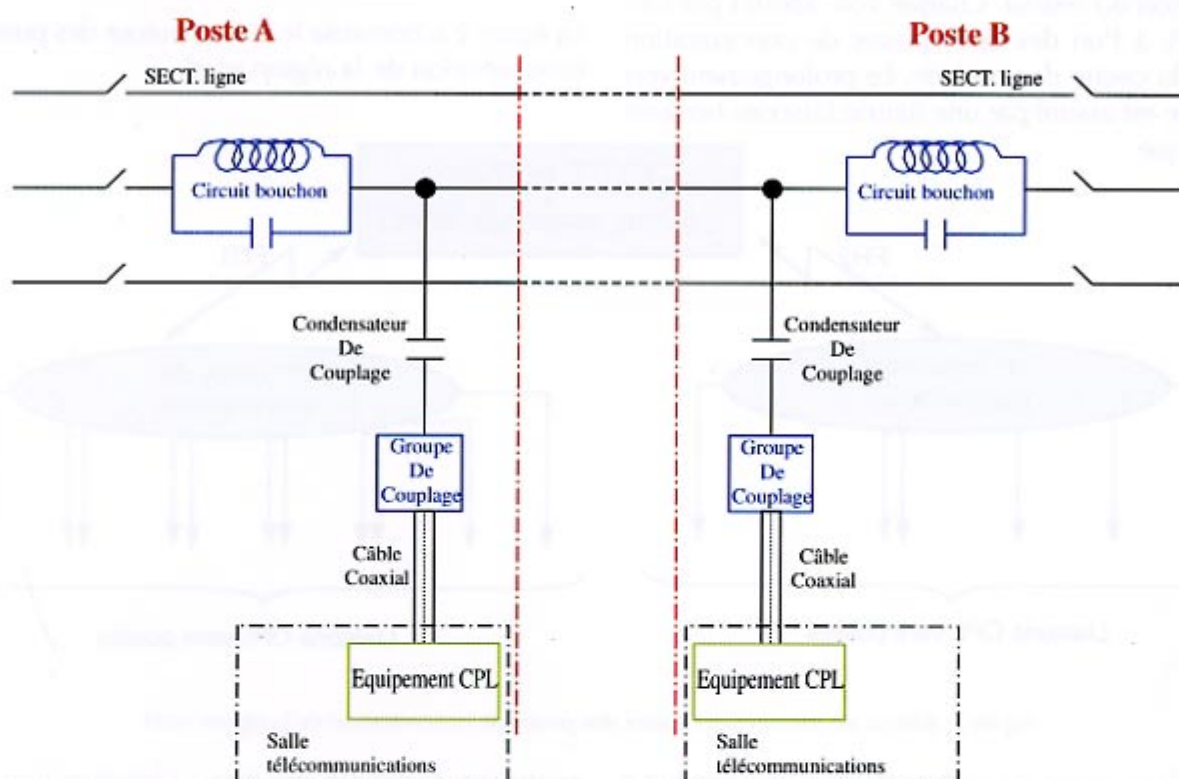


Figure 1: Principe d'une liaison CPL phase terre

Le dispositif de couplage comprend :

- le condensateur de couplage : il établit la liaison entre la ligne haute tension et la partie basse tension de l'installation à courants porteurs. Ses caractéristiques lui permettent de supporter la tension de la ligne et les diverses surtensions éventuelles. Il présente une impédance très élevée à 50 Hz et une impédance faible aux fréquences à courants porteurs,
- le circuit bouchon : il aiguille les courants porteurs vers le sens de la voie de transmission. Ses caractéristiques électriques lui permettent de supporter le courant nominal de la ligne et les divers courants de surcharge. Il présente une impédance très faible à 50Hz et une impédance élevée dans la bande des fréquences à courants porteurs,
- le groupe de couplage : il assure la sécurité des personnes et la protection des équipements CPL (contre les effets de la tension),

adapte l'impédance du coaxial à celle de la ligne et compense l'impédance réactive du condensateur de couplage.

2-2- Architecture et usage

Le réseau en exploitation permet :

- l'établissement de communications téléphoniques entre les centres de conduite, les postes de transformation, les centrales de production et les unités de maintenance,
- la supervision du réseau production-transport à partir du centre national des mouvements d'énergie,
- le télécontrôle, à partir de deux centres régionaux de conduite des postes HT/HT et HT/MT,
- le télé réglage des groupes de production,
- l'acheminement des ordres de téléprotection.

Pour assurer la sécurité de fonctionnement, le doublement des voies d'accès des centres de conduite aux postes et centrales par acheminements géographiques différents est la règle principale pour la conception du réseau. Chaque voie aboutit par liaisons CPL à l'un des deux postes de concentration autour du centre de conduite. Le prolongement vers ce centre est assuré par une liaison faisceau hertzien analogique.

Les vitesses de transmission entre le centre de conduite et les postes sont de 100 ou 200 bauds.

Les deux centres de conduite sont reliés par deux voies à 600 bauds.

La figure 2 schématise le réseau autour des postes de concentration de la région nord.

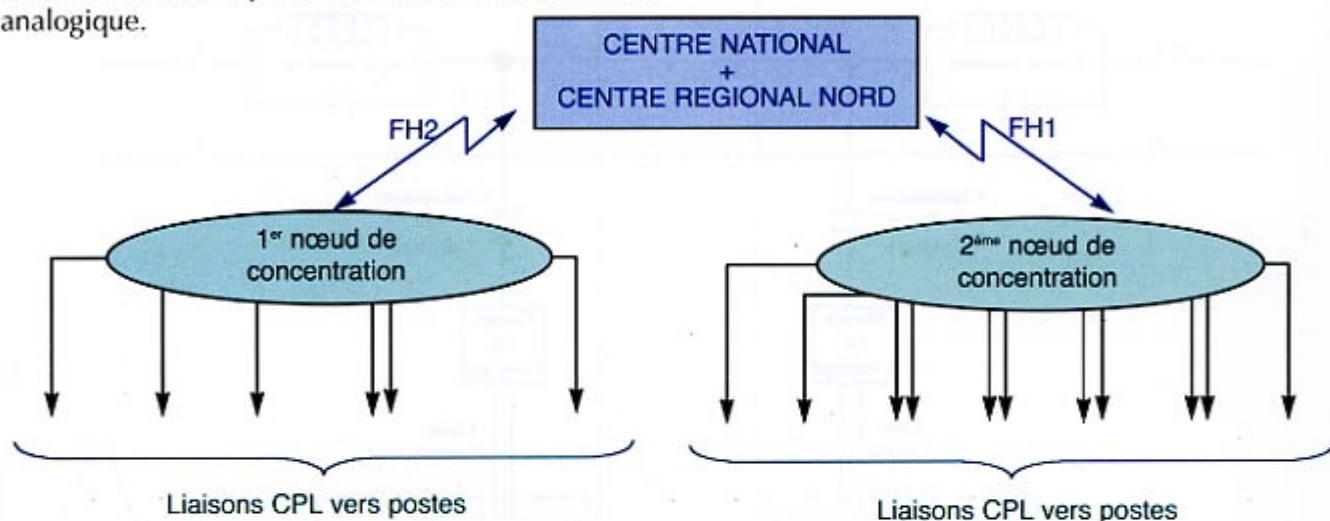


Figure 2: Réseau de transmission autour des postes de concentration de la région nord

Le développement du réseau électrique a conduit à des limitations du réseau CPL. Pour surmonter ces limitations et créer des nœuds de concentration au

centre et à l'ouest du pays, l'implantation d'un réseau faisceaux hertziens numériques a été adoptée. Ce réseau est schématisé en figure 3.

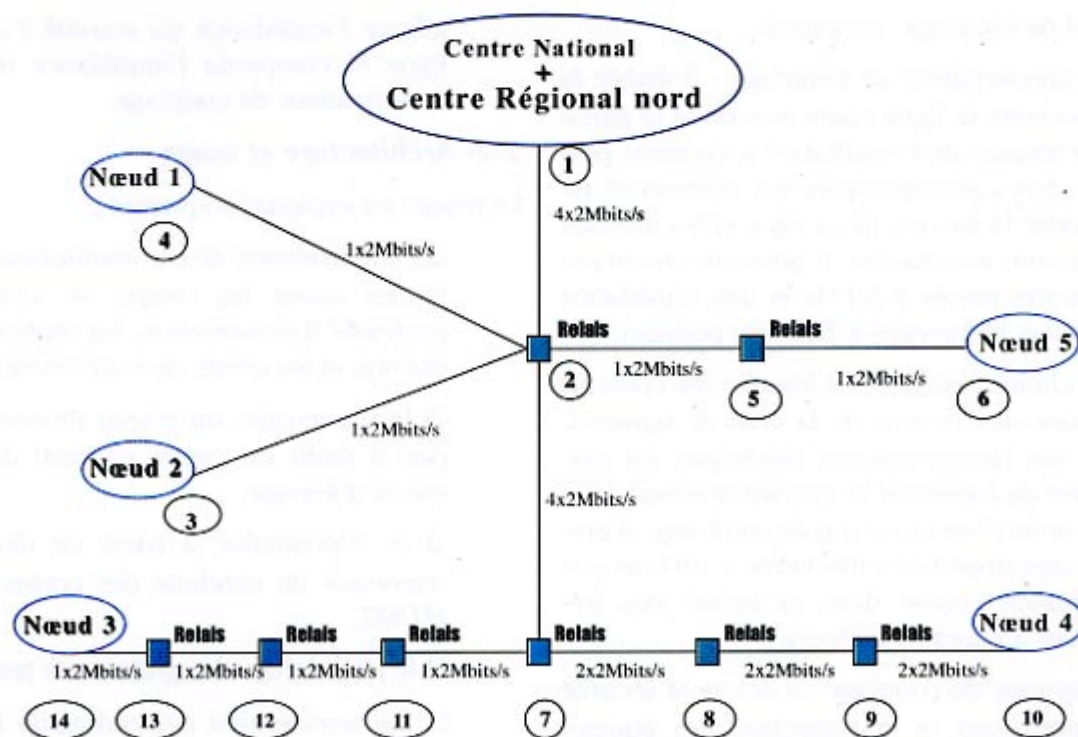


Figure 3: Réseau faisceaux hertziens numériques, programme 1994-1998

Les liaisons reliant le centre national aux nœuds 1, 2 et 5, sont opérationnelles depuis avril 2001. Celles reliant les nœuds 3 et 4 au reste du réseau, sont en phase d'installation.

3. RÉSEAU OPTIQUE

Pour hiérarchiser le réseau de télécommunications et limiter l'utilisation des liaisons CPL essentiellement aux accès, la technique de transmission numé-

rique sur fibres optiques a été introduite. Un réseau sur câbles de garde OPGW, basé sur la hiérarchie SDH (Synchronous Digital Hierarchy) et des multiplexeurs à insertion/extraction (Add-Drop Multiplexer, ADM) a été construit dans le cadre du projet d'interconnexion des réseaux électriques tunisien et libyen. Ce sous réseau, schématisé en figure 4, est en cours d'essais de mise en service. Sa supervision est prévue à partir des deux centres de conduite nord et sud.

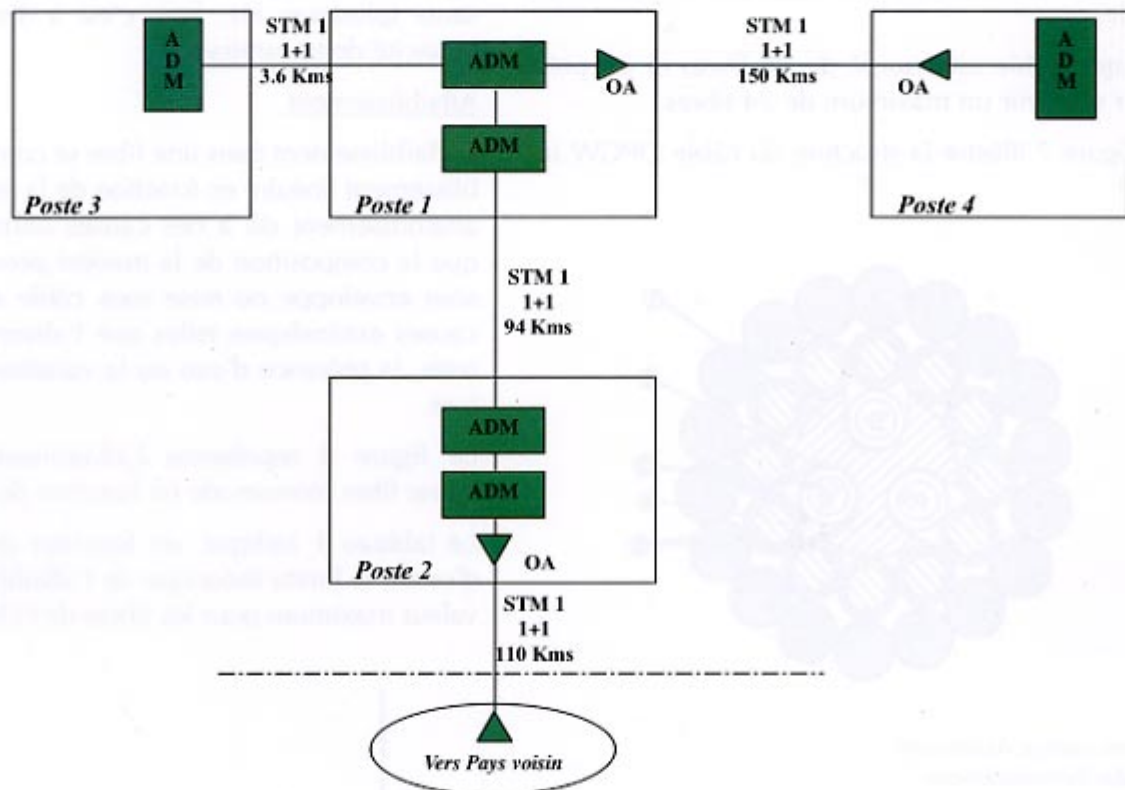


Fig. 4 : Réseau SDH installé

3-1 Choix du câble OPGW

3-1-1 Structure :

En général, on peut classer les CGFO en deux catégories :

- les câbles à structure fixe ou hybride (figure 5) : sont les câbles CGFO dont les fibres optiques subissent un allongement mesurable lorsque le CGFO est soumis à la tension maximale pour opération normale. Cette structure part du principe de l'intégration maximum des

phénomènes par le choix de matériaux amortisseurs.

- Les câbles à structure lâche (figure 6) : sont ceux dont les fibres ne subissent aucun allongement lorsque le câble est soumis à la tension maximale pour opération normale. Cette structure part du principe de l'annulation de la tension susceptible de créer des microcoupures. Elle laisse pour la fibre une possibilité de jeu qui limite les tensions.

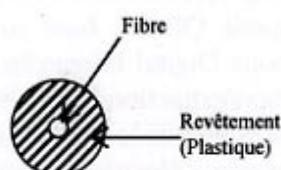
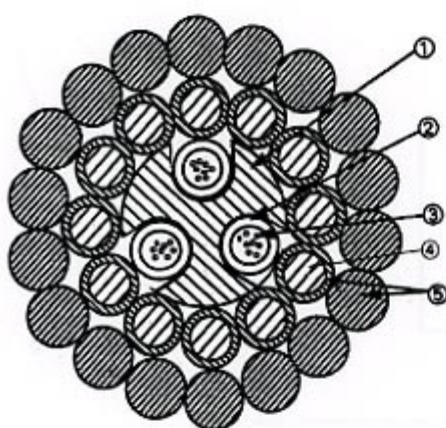


Figure 5 : Fibre dans un OPGW à structure fixe

Les OPGW installés sont à structure fixe. Cette structure présente l'avantage de minimiser le diamètre du câble.

Chaque câble est équipé de 18 fibres et est prévu pour contenir un maximum de 24 fibres.

La figure 7 illustre la structure du câble OPGW installé.



- 1- Jonc rainuré Aluminium
- 2- Tube thermoplastique
- 3- Fibre optique
- 4- Fils ACS
- 5- Fils d'alliage Aluminium

Figure 7: vue en coupe du câble OPGW installé

3-1-2- Caractéristiques des fibres

Les fibres optiques peuvent être classées en trois grandes familles :

- ❑ les fibres multimodes à saut d'indice,
- ❑ les fibres multimodes à gradient d'indice,
- ❑ les fibres monomodes standard ou à dispersion décalée.

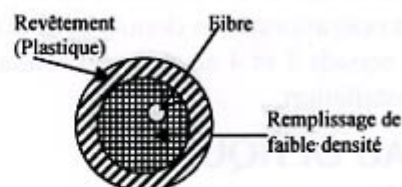


Figure 6 : Fibre dans un OPGW à structure lâche

Les fibres installées sont monomodes. Ce type de fibre est caractérisé par une très grande bande passante (plusieurs Hz. km), c'est à dire une grande capacité de transmission.

Affaiblissement

L'affaiblissement dans une fibre se compose en affaiblissement linéaire en fonction de la fréquence et en affaiblissement dû à des causes intrinsèques telles que la composition de la matière première, la mise sous enveloppe ou mise sous câble ainsi qu'à des causes extrinsèques telles que l'absorption d'impuretés, la présence d'eau ou la variation de température.

La figure 8 représente l'affaiblissement linéaire d'une fibre monomode en fonction de la fréquence.

Le tableau 1 indique, en fonction de la longueur d'onde, la limite théorique de l'affaiblissement et sa valeur maximum pour les fibres de l'OPGW installé.

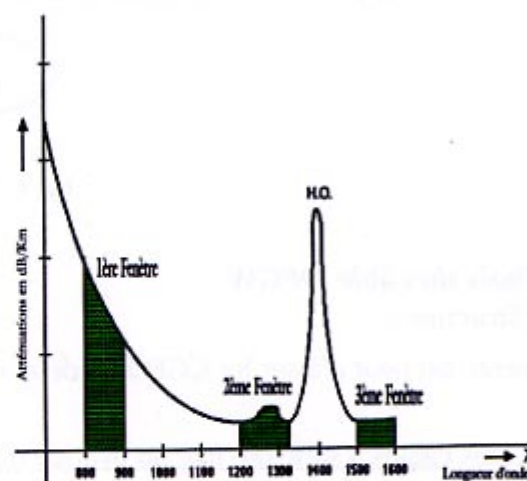


Figure 8 : affaiblissement d'une fibre monomode en fonction de la fréquence

Longueur d'onde(nm)	Affaiblissement (dB/Km)	
	Valeur théorique	Maximum pour la fibre installée
850	1.9	-
1310	0.32	0.5
1550	0.18	0.25

Tableau 1 : affaiblissement linéique des fibres dans les câbles OPGW installés

Fenêtres d'opération

Les fenêtres d'opération sont principalement déterminées par la disponibilité des équipements émetteurs et récepteurs et par la distance que l'on cherche à atteindre pour une liaison.

La première fenêtre parue sur le marché avait entre 800 et 900 nm ; elle fut développée pour une utilisation sur des fibres multimodes.

La seconde fenêtre se situe entre 1200 et 1300 nm. Elle est actuellement couramment utilisée en raison de la disponibilité et des coûts des équipements opérant dans cette bande.

La troisième fenêtre se situe entre 1500 et 1600 nm. Elle est certes la fenêtre où l'atténuation est minimum, cependant les équipements opérant dans cette bande sont moins courants et plus coûteux que ceux pour la seconde fenêtre.

Les fibres installées peuvent opérer dans la deuxième et la troisième fenêtre.

Dispersion

A coté de l'affaiblissement, la dispersion est un facteur de dégradation du signal optique, déterminant pour la largeur de la bande passante.

Pour une fibre, la dispersion se décompose en dispersion modale et dispersion intramodale.

La dispersion modale n'existe pas pour la monomode. La dispersion intramodale s'annule autour de 1300nm pour une fibre à la silice pure, dite fibre standard. En jouant sur le profil d'indice, on peut décaler le zéro de dispersion vers la fenêtre de 1550nm. On parle alors de fibre à dispersion décalée. Ces fibres ont alors l'avantage de présenter une atténuation et une dispersion faibles à 1550 nm et permettent de couvrir de longues distances pour cette longueur d'onde.

L'OPGW installé compte 6 fibres standards et 12 fibres à dispersion décalée. Les fibres à dispersion décalée permettent de couvrir, à 1550 nm, la distance de 150 Kms sans répéteur.

Les fibres standards sont conformes aux recommandations UIT-T G652 (double fenêtres 1310nm et 1550nm) et CEI 793-1 ; celles à dispersion décalée, aux recommandations UIT-T G655 et CEI 793-1.

3-2 développement en cours et recommandations

Dans le cadre du programme d'équipement du réseau de transport 1998 – 2002, des câbles sous terrains à fibres optiques ont été installés autour de la ville de Tunis. Ces câbles sont listés dans le tableau 2.

EXTRÉMITÉS	distance (en Kms)	nombre de câbles	nombre de fibres/câble
DISPATCHING / RADES POSTE	6	1	36
ZAHROUNI / EL KASBAH	6	1	16
EL KASBAH / TUNIS OUEST	4	1	16
CENTRE URBAIN NORD / EL KRAM	12	1	8
EL KRAM / GOULETTE	7	2	8
EL KRAM / GAMMARTH	8	2	8
NASSENE / TUNIS SUD	8	1	8
GOULETTE / RADES	2,5	3	8
GOULETTE / TUNIS CENTRE	10	1	8
TUNIS NORD / TUNIS OUEST	7	1	8
NASSENE / MGHIRA	4	1	8

Tableau 2 : câbles sous terrains installés dans le cadre du programme d'équipement 1998-2002

L'exploitation de ces câbles nécessite la mise en place d'équipements d'extrémités (émetteurs optiques et multiplexeurs), prévus dans le cadre de projets en cours de lancement.

Ces projets prévoient en outre l'installation de nouveaux câbles à fibres optiques).

L'adjonction de ressources de transmission de capacité élevée et de technologie avancée au réseau classique de télécommunications basé sur la technique des courants porteurs, doit s'accompagner d'efforts de restructuration du réseau pour son évolution vers un réseau tout numérique sans à-coups. Ces efforts doivent inclure :

□ l'étude des besoins en capacité et noeuds de transmission :

- prise en compte par le réseau de télécommunications des réseaux de service pour la

téléconduite des réseaux de transport (Dispatching National, Centres Régionaux de Conduite), de distribution (Bureaux Centraux de Conduite) et du gaz (Dispatching gaz),

- mise en place, en conformité avec la réglementation en vigueur du secteur des télécommunications, de réseaux de téléphonie et services connexes (télécopie, téléconférence, messagerie, ...) et de transmission de données adhérent à l'organisation géographique de l'entreprise,

□ l'étude et la planification du réseau en vue d'arrêter sa structure cible, la bande passante nécessaire afin de déterminer les lignes électriques à équiper en fibres optiques,

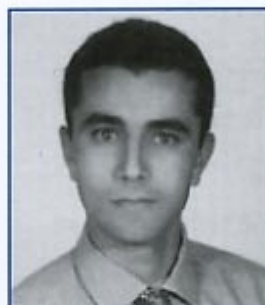
□ la formation du personnel pour la gestion et la maintenance du réseau.

QUELS MOYENS DE PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS DANS LES RESEAUX HAUTE ET MOYENNE TENSION ?

MOHAMED ZOMITI
Ingénieur Principal
(DPTTE / DPTE)



SAMI BEN-GHALI
Ingénieur Principal
(DPERT / DEQ)



I- INTRODUCTION

Les surtensions sont des phénomènes transitoires, occasionnés par des manœuvres ou par des défauts (par exemple séparation brusque de charges importantes, défauts monophasés) ou par des non-linéarités (effets de ferrorésonance, harmonique) ou par des chocs de foudre.

Les valeurs de crête dépassent la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée admissible par le matériel.

II- LES SURTENSIONS ET LEURS ORIGINES

II-1) - Origines des surtensions

Les surtensions qui apparaissent sur le réseau sont très variées, on peut citer particulièrement les surtensions atmosphériques, de manœuvres, de ferrorésonance. Elles sont classées en deux types.

II-2) Surtensions externes

- ☐ Contact entre deux réseaux de tensions différentes.
- ☐ Coups de foudre directs.
- ☐ Coups de foudre indirects.

II-3) Surtensions internes

- ☐ Surtension de manœuvres.

- ☐ Surtension résultant d'un défaut à la terre.
- ☐ Surtensions de résonance.

II-4) Surtensions atmosphériques.

II-4-1) Caractéristiques d'une décharge atmosphérique.

Les surtensions atmosphériques sont de deux types:

- ☐ les coups de foudre directs sont les plus sévères sur le matériel. Dans la plupart des cas, ces surtensions peuvent atteindre quelques millions de volts avec des intensités qui varient entre 3 et 300 KA ;
- ☐ les coups de foudre indirects, plus fréquents (figure 1), produisent quelques milliers de volts avec des intensités de décharge atteignant rarement les 10 KA.



figure 1

II-4-2) Forme de l'onde

Les ondes de tension engendrées dans les réseaux aériens par des décharges atmosphériques peuvent être représentées par l'onde normalisée de la figure (2), dite onde 1-50 μ s.

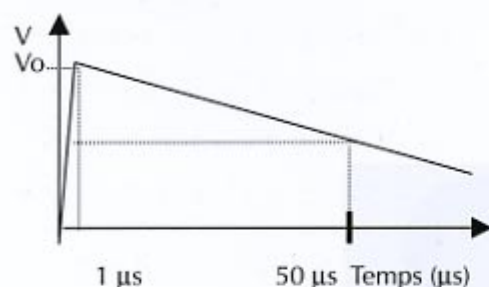


figure2

L'expression mathématique d'une telle onde est:

$$v(t) = V_0 [\exp(-\delta_1 t) - \exp(-\delta_2 t)]$$

avec: V_0 = Valeur de crête.

$$\delta_1 = 6.0510^6/s, \delta_2 = 1.43 \cdot 10^4/s$$

II-5) Surtensions transitoires de manœuvres

II-5-1) Surtensions lors des déclenchements des transformateurs

Un transformateur à vide est représenté par sa réactance à vide

$$L = U / (100 \cdot \pi \cdot i_0)$$

- i_0 : courant à vide

- U : tension d'alimentation

Avant l'ouverture du disjoncteur, il y a échange d'énergie entre la source et (LC) à $f = 2$ fo

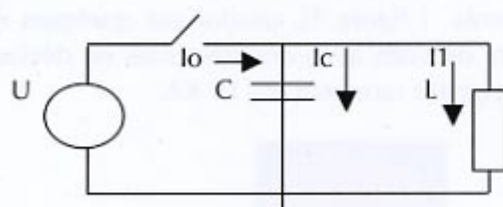


figure 3

Lorsque le disjoncteur arrache à l'instant t_0 un courant i_0 , l'échange d'énergie est brutalement stoppé et l'énergie résiduelle se manifeste sous forme d'un échange entre (L, C) ce qui donne naissance à une tension oscillante U , à la fréquence

$$f = 1 / (2 \cdot \pi \cdot \sqrt{LC}) = f_p$$

$$\text{Alors } 1/2 L \cdot I_1^2 = 1/2 C \cdot U^2$$

$$U = I_1 \cdot \sqrt{L/C}$$

On définit K_m : rendement magnétique

$$\text{alors } U = K_m \cdot I_1 \cdot \sqrt{L/C}$$

avec $K_m = 0.3$ à 0.4 pour un transformateur

$$K_m = 1 \text{ pour une réactance pure}$$

La surtension est maximale si l'arrachement est voisin du maximum de courant.

$$Q : \text{facteur de surtension} = K_m \cdot (f_p / f_0)$$

□ Pour un transformateur on prend en général $K_m = 0.3$; $f_p = 400$ Hz; $f_0 = 50$ Hz $Q = 2.4$

□ Pour un réseau 33 KV, la tension de manœuvre est: $33 \cdot \sqrt{2/3} \cdot 2.4 = 70$ KV

□ Pour un réseau 225 KV, la tension de manœuvre est: $225 \cdot \sqrt{2/3} \cdot 2.4 = 440$ KV

A) Différents régimes de mise à la terre du neutre

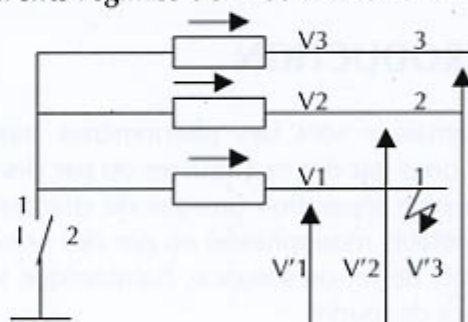


figure 4

$V'1, V'2, V'3$: tensions entre phase et terre

$V1, V2, V3$: tensions simples du réseau (entre phase et neutre)

A-1) Neutre relié directement à la terre : I en position 1 (figure 4).

La phase 1 est affectée d'un défaut à la terre, la montée en tension des phases saines par rapport à la terre dépend du rapport Z_0/Z_d (voir tableau 1).

tableau 1

Z_0/Z_d	$V'2/V1$	$V'3/V1$	$V_0/V1$
0	0,866	0,866	0
1	1	1	0.666
2	1,14	1,14	0.5
3	1,3	1,3	0.6
5	1,38	1,38	0.71
10	1,52	1,52	0.83
∞	1,732	1,732	1

En appliquant la théorie des composantes symétriques on obtient :

Le courant de défaut monophasé

$$I_f = 3 V_1 / (Z_d + Z_i + Z_o)$$

La tension homopolaire

$$V_o = -Z_o * V_1 / (Z_d + Z_i + Z_o)$$

Les tensions entre phase et terre
(en représentation complexe)

$$V'2 = \frac{V_1}{Z_o / Z_d + 2} * (a-1)(a+(a+1) * Z_o / Z_d)$$

$$V'3 = \frac{V_1}{Z_o / Z_d + 2} * (a-1)(Z_o / Z_d - a)$$

Avec $a : \exp(2 * \pi / 3)$

A-1-1) Cas du poste de Tunis sud

Un défaut phase terre est survenu sur le départ câble 33 KV AF1 qui est alimenté à partir du transformateur TR3, la surtension sur les phases saines enregistrée est de l'ordre de 30%. Cette augmentation en tension est confirmée par le calcul suivant :

- Caractéristiques du TR3 :

$U_{cc}\% : 11.84$, $S : 40$ MVA

$U : 90 / 33$ KV

L'impédance directe du TR3: $Z_d :$

$$0.1184 * 33^2 / 40 = 3.223 \Omega$$

- Caractéristique de la BPN :

L'impédance homopolaire $Z_o : 9.98 \Omega$

$S : 160$ KVA, $U : 33/0.4$ KV

$Z_o / Z_d :$

Le maximum de puissance de court circuit sur le jeu de barres 90 KV est de 2824 MVA soit une impédance directe ramenée côté 33 KV de l'ordre de 0.38Ω

$$Z_o / Z_d : 9.98 / (0.38 + 3.223) = 2.77 \Omega$$

Le rapport Z_o / Z_d est inférieur à 3 donc la montée en tension ne dépasse pas 30% de la valeur nominale de la tension par rapport à la terre.

A-2) Neutre isolé : I en position 2 (figure4)

Si le neutre est isolé, l'impédance homopolaire Z_o est infinie, les défauts monophasés entraînent systématiquement une montée en potentiel et la tension des phases saines, par rapport à la terre peut atteindre la tension composée.

B) Propagation d'une onde à travers la ligne.

Le rapport des valeurs de tension et d'intensité d'une onde de foudre se déplaçant le long d'une ligne est appelé impédance caractéristique ou

(impédance de l'onde) qui est égale à : $Z_c = \sqrt{L/C}$

- L : inductance linéique de la ligne H/Km.

- C : capacité linéique de la ligne F/Km.

La vitesse de propagation d'une telle onde est :

$V = 300$ m / μs (pour une ligne aérienne)

$V = 150$ m / μs (pour un câble).

B-1) Impédance caractéristique typique des lignes de transport HT/ MT.

* Pour la ligne aérienne : $Z_c = 300 - 500 \Omega$

* Pour les câbles : $Z_c = 20 - 60 \Omega$

* Pour les transformateurs $Z_c \sim 3000 \Omega$

B-2) Equations mathématiques caractérisant le phénomène de propagation

Soient E et i , la tension et le courant caractérisant l'onde figure (5).

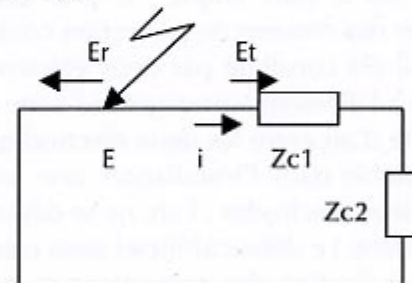


figure5

Une onde parcourant une ligne et arrivant à une discontinuité d'impédance Z_{c2} différente de Z_{c1} , fait apparaître une autre onde qui va se propager dans le sens contraire au sens de propagation de l'onde incidente E .

La tension qui apparaît aux bornes Z_{c1} est la résultante de deux ondes : (transmise E_t , réfléchie E_r).

$$E = E_t + E_r \quad i = i_t + i_r$$

$$i_t = E_t / Z_{c2} \quad , \quad i_r = -E_r / Z_{c1}$$

$$i = E_t / Z_{c2} - E_r / Z_{c1} = E / Z_{c1}$$

$$* E_t = (2 Z_{c2} E) / (Z_{c1} + Z_{c2}) \quad (8)$$

$$* E_r = (Z_{c2} - Z_{c1}) E / (Z_{c2} + Z_{c1}) \quad (9)$$

Avec : E_t : l'amplitude de l'onde transmise.

E_r : l'amplitude de l'onde réfléchie :

Le coefficient de réflexion est :

$$\rho = (Z_{c2} - Z_{c1}) / (Z_{c1} + Z_{c2})$$

Z_{c1} : Impédance caractéristique de la ligne aérienne.

Z_{c2} : Impédance caractéristique du câble .

Liaison au poste par un câble .

L'onde transmise (de l'équation 8) : $E_t = 2 \cdot 30 / (400 + 30) \cdot E = 0.14 E$.

L'onde réfléchi (de l'équation 9) : $E_r = 400 \cdot 30 / (400 + 30) \cdot E = 0.86 E$.

-En changeant de ligne à un transformateur:

$E_t = 2 \cdot 3000 / 3400 \cdot E = 1.76 E$.

-Quand l'onde se déplace rencontre un circuit ouvert ($Z_{c2} = \infty$) : $E_t = 2 \cdot E$

-Quand l'onde se déplace, elle rencontre un court circuit ($Z_{c2} = 0$) : $E_t = 0$.

III- PROTECTION DES EQUIPEMENTS CONTRE LES SURTENSIONS

III-1) Protection par éclateur

L'éclateur est le plus simple , le plus ancien et le moins cher des moyens de protection contre les surtensions. Il est constitué par deux électrodes, l'une est reliée à l'élément à protéger et l'autre à la terre. L'intervalle d'air entre les deux électrodes constitue un point faible dans l'installation, une fois amorcé entre les deux électrodes , l'arc ne se désamorce pas spontanément. Le défaut artificiel ainsi créé doit être éliminé par l'action des protections et ou des disjoncteurs associés. De ce fait , l'éclateur ne doit surtout pas fonctionner lors de surtensions de manœuvres .

III-2) Protection par parafoudres

a) Présence du parafoudre

Le parafoudre joue un rôle primordial dans la protection des installations électriques contre les surtensions atmosphériques et de manœuvres ; il se comporte comme une diode Zener (stabilise la tension) dans une installation à faible courant

Le parafoudre est généralement connecté entre phase et terre .

b) Avantages par rapport à l'éclateur

Les avantages sont :

- ☐ une dispersion moins grande de la tension d'amorçage
- ☐ une extinction spontanée de l'arc

☐ une tension aux bornes du parafoudre dite tension résiduelle non nulle après amorçage évitant ainsi la transmission d'une onde coupée.

c) Types de parafoudres

Il existe deux types de parafoudres installés principalement dans les réseaux électriques : type conventionnel appelé SiC (Silicon - Carbone) et type Métal-oxyde ZnO.

d) Parafoudre ZnO

* Sa caractéristique courant en fonction de la tension ($I = f(U)$) est de la forme $I = K \cdot U^x$, avec $x \approx 40$ ce qui permet de donner une caractéristique idéale au parafoudre.

* L'énergie d'absorption est élevée.

* L'allure de la caractéristique est plate (voir figure 6) ce qui permet dans les conditions normales de fonctionnement d'absorber un courant très faible , donc il n'y a pas d'effet de température. Ainsi les performances du parafoudre ne seront pas affectées.

* L'anneau de garde sert à assurer une distribution uniforme de tension sur la résistance ZnO de la partie active du parafoudre et par conséquent une distribution uniforme des efforts par cm sur la résistance

* Une distribution linéaire de tension sur la résistance ayant trois avantages :

- ☐ le parafoudre peut supporter la pollution , même dans les conditions les plus sévères
- ☐ la conception du parafoudre est faite sans éléments R , C et sans intervalle d'étincelles (Spark -gap)
- ☐ le parafoudre peut être nettoyé même sous tension (live washing).

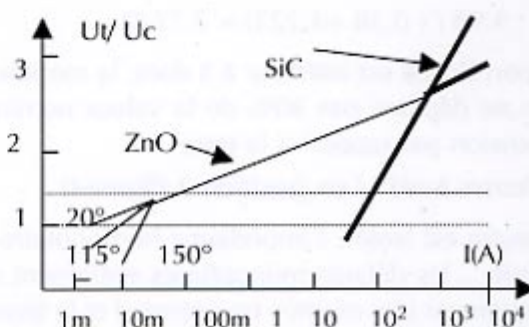


figure 6

e) Parafoudre SiC

* Sa caractéristique courant en fonction de la tension ($I = f(U)$) est de la forme $I = K \cdot U^x$, avec $x = 5$ ce qui permet de donner une caractéristique non idéale au parafoudre

* L'allure de la caractéristique est une droite (figure 6), ce qui permet dans les conditions normales de fonctionnement d'absorber un courant fort, donc la température peut affecter ses performances

* L'énergie d'absorption est faible

f) Conclusion:

□ Si la tension aux bornes du parafoudre revient à son état initial suite à une surtension, d'après la figure 6, le parafoudre type SiC continue à conduire (à cause de la présence du gap) et absorbe un courant élevé, alors que le parafoudre type ZnO revient à son état initial et absorbe un très faible courant (c'est une résistance non linéaire).

□ Les parafoudres ZnO sont plus performants que les parafoudres SiC ; ils sont les plus utilisés dans le réseau de transport de l'énergie électrique.

III-3) Protection des équipements de la STEG contre les surtensions.

Les équipements de la STEG sont protégés contre les surtensions dues aux coups de foudre direct et indirect par les équipements suivants :

- coups de foudre direct : utilisation des câbles de garde et paratonnerres.
- coups de foudre indirect : utilisation des parafoudres et des éclateurs.

III-3-1) Distance de sécurité 1

La distance de protection entre parafoudre et transformateur est calculée suivant la formule ci-dessous:

$$D = (U - U_p) \times V / (2 \times S) \quad (10)$$

Avec

D : distance entre transformateur et terre : $D = (a+b+c)$ voir figure 7.

U : tension de choc du transformateur.

U_p : tension résiduelle du parafoudre.

V : vitesse de propagation de l'onde.

S : raideur de l'onde

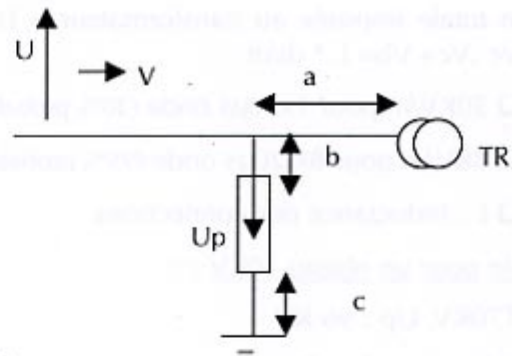


figure 7

III-3-2) Exemple 1

Transformateur de groupe 225 KV (onde de choc 1050 KV) protégé par un parafoudre de tension résiduelle de 441 KV, la distance de sécurité maximale calculée suivant la formule (10) pour un raideur de 2000 KV/μs et pour une ligne aérienne est **D : 45 m**

III-3-3) Exemple 2

Transformateur de distribution 33 KV (onde de choc 170 KV) protégé par un parafoudre de tension résiduelle de 96 KV la distance de sécurité maximale calculée pour un raideur de 2000 KV/ms et pour une ligne aérienne est **D : 5.5 m**

Si l'appareil à protéger se trouve à 1 m du parafoudre, la tension aux bornes du transformateur dans le cas de l'exemple 1 est :

$$U_t = 441 + 2 \times 2000 \times 1 / 300 = 454 \text{ KV}$$

Dans le cas de l'exemple 2 :

$$U_t = 96 + 2 \times 2000 \times 1 / 300 = 109 \text{ KV}$$

III-3-4) Facteur de marge de protection

Le facteur de marge de protection MP est supérieur à 20 % suivant la norme CEI71-2

$$MP = \frac{BIL}{U_p} - 1$$

Avec :

BIL : Tenue aux ondes de chocs

U_p : Tension résiduelle du parafoudre

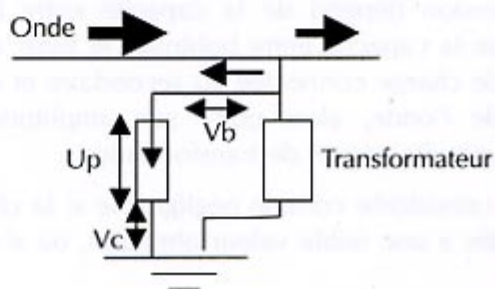


figure 8

Tension totale imposée au transformateur = $U : V_b + U_p + V_c$, $V_c + V_b = L \cdot di/dt$:

- 30KV/m pour 1x50µs onde (20% probabilité)
- 8KV/m pour 8x 20µs onde (95% probabilité)
- L : inductance des connections

Exemple pour un réseau 30KV :

-BIL : 170KV, U_p : 96 KV

A 8 KV / m, avec L = 7 m

$V_b + V_c = 56$ KV

$MP = 170 / (96 + 56) - 1 = 18 \%$

A 8 KV / m, avec L = 4 m

$V_b + V_c = 32$ KV

$MP = 170 / (96 + 32) - 1 = 33 \%$

A 30 KV / m, avec b+c = 4 m

$V_b + V_c = 120$ KV

$MP = 170 / (96 + 120) - 1 = -21 \%$

Conclusion :

Le parafoudre sera placé sur le transformateur, avec L minimal.

III-4) Tension induite côté BT :

La surtension apparaissant côté primaire peut être transférée côté secondaire, même si le primaire est protégé par des parafoudres.

La tension maximale transférée est la tension qui est juste au dessous de la tension résiduelle du parafoudre, cette tension peut être décomposée en trois composantes :

- électrostatique.
- oscillations produite côté primaire et transférées côté secondaire.
- Electromagnétique.

III-4-1) Tension électrostatique.

Cette tension dépend de la capacité entre bobines, de la capacité entre bobinage et terre, de la nature de charge connectée au secondaire et de la forme de l'onde, alors que son amplitude ne dépend pas du rapport de transformation.

Elle est considérée comme négligeable si la charge connectée a une faible valeur ohmique, ou si l'im-

pédance caractéristique est inférieure à 100 Ohms. Sa valeur est donnée par la formule suivante :

$$E2 = (C_{H1} / (C_{H1} + C_{Lg})) * E1 \quad (11)$$

Avec : E2 : tension électrostatique aux bornes secondaires .

E1 : surtension appliquée .

C_{H1} : capacités HT-BT.

C_{Lg} : capacités BT- Terre.

Remarque.

Généralement l'effet de la composante électrostatique est négligeable.

III-4-2) Oscillations.

Les oscillations sont généralement très faibles en comparaison aux effets électromagnétiques, ainsi cette composante peut être négligée .

III-4-3) Tension électromagnétique:

C'est la composante la plus significative:

- elle dépend de l'inductance du transformateur, de la connexion de la charge, de la forme de l'onde et de son amplitude.
- elle est proportionnelle au rapport de transformation.
- elle dépend de la tension d'alimentation
- sa valeur est donnée par l'expression suivante:

$$E_{max} = (U_p * N * P + V_s) *$$

$$(\sqrt{1 + P^2} - 2 * P * \cos(\phi)) \quad (12)$$

Avec: E_{max} : tension transférée côté secondaire du transformateur.

N : rapport de transformation : (secondaire / primaire).

ϕ : déphasage primaire / secondaire.

V_s : tension de crête (phase - terre).

P : rapport de transfert entre surtension primaire et secondaire.

U_p : tension résiduelle du parafoudre.

Le tableau 2 donne les valeurs de P_{max} pour une seule phase en fonction du couplage du transformateur .

Tableau 2

Primaire	Secondaire	Pmax
Etoile à la terre	-Etoile à la terre	1
	-Etoile isolée	$\frac{2}{3}$
	-Triangle	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
Etoile isolé	-Etoile à la terre ou isolé	$\frac{2}{3}$
	-Triangle	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
Triangle	-Etoile à la terre ou isolée	$\frac{1}{\sqrt{3}}$
	-Triangle	$\frac{2}{3}$

P est calculé pour une charge résistive coté secondaire, si la charge est capacitive P sera multiplié par 2.

Tout dépend de la charge au secondaire.

P peut être modifié en $P \cdot K$ avec K

(variant entre 1 et 2).

II-4-4) Exemple tension induite côté secondaire

Exemple 1

*Un transformateur de puissance connecté en Etoile à la terre – Triangle, 225 / 33 KV, protégé par un parafoudre de tension résiduelle : 441 Kv.

D'après l'équation 11 :

$$U_p : 441 \text{ KV}, N : 33 / 225, P = 1/\sqrt{3}$$

$$f = -30 \text{ degré}, V_s : 33/\sqrt{3}$$

La tension induite côté secondaire d'après l'équation (11) serait : $E_{\text{max}} : 46.5 \text{ KV}$

Exemple 2

*Un transformateur de distribution connecté Triangle -Etoile à la terre, 33 / 0.38 KV, protégé par un parafoudre de tension résiduelle : 96 KV.

D'après l'équation 11 :

$$U_p : 96 \text{ KV}, N : 0.38 / 33, P = 1/\sqrt{3}$$

$$f = -30 \text{ degré}, V_s : 0.38/\sqrt{3}$$

La tension induite côté secondaire d'après l'équation (12) serait : $E_{\text{max}} : 740 \text{ V}$

III-4-5) Protection des câbles MT

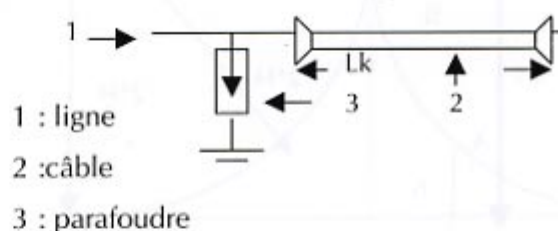


figure 9

Si la longueur du câble (L_k) dépasse la longueur mentionnée en tableau 3, il serait préférable de placer un parafoudre à l'autre extrémité du câble pour bien protéger celui-ci.

Tableau 3

Type	de ligne	pylône bois	en	pylône en acier	
ARR	TYPE	ZnO	SiC	ZnO	SiC
Um (KV)	Z (Ω)	Lk m	Lk m	Lk m	Lk m
3.6	30	∞	∞	∞	∞
60	∞	∞	∞	∞	
7.2	30	64	30	64	28
60	45	20	50	19	
12	30	40	15	40	14
60	30	11	32	10	
17.5	30	25	6	26	5
60	21	4	22	4	
24	30	28	6	28	5
60	23	5	24	4	
36	30	22	1	22	1
60	20	1	20	1	

III-5) Protection par fils de garde:

Les fils de garde servent à protéger les équipements contre les coups de foudre directs.

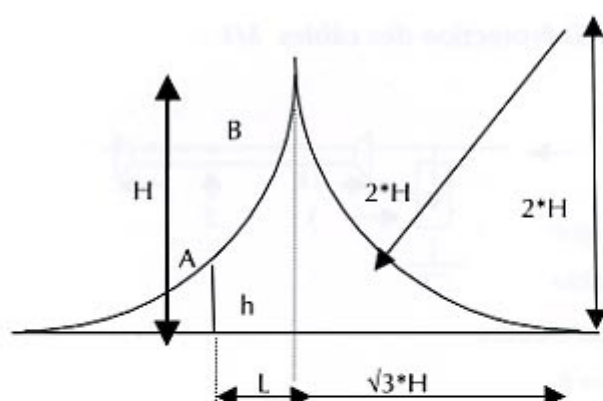


figure 10

A : partie sous tension

B : fils de garde, h : hauteur de l'objet à protéger, H : hauteur du fil de garde

M : centre de l'arc limitant la zone protégée

Exemple

Un transformateur est placé à une distance L : 12.5 m du fil de garde, sa hauteur h : 9 m. le fil de garde sera placé à une hauteur H : 23 m (voir figure 15)

III-5-1) Effet de la hauteur du foudre

La distance entre le support du câble de garde et l'objet à protéger contre les coups de foudre directs (figure 10) est donnée par la formule suivante :

$$X = \sqrt{2T * H - H^2} - \sqrt{2T * h - h^2} \text{ (m)} \quad (13)$$

Avec :

T : hauteur de la foudre par rapport à la terre, H : hauteur du mât du câble de garde

h : hauteur de l'objet à protéger (phase des lignes, transformateur ...)

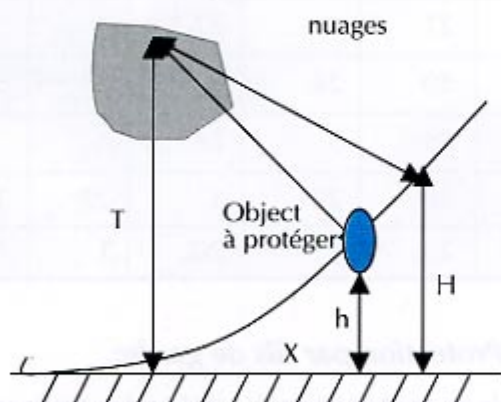


figure 11

III-6) Protection par paratonnerres

Les paratonnerres servent à protéger les équipements contre les coups de foudre directs, la zone de protection est plus large que celle apportée par le les fils de garde (figure 12).

La zone de protection des appareils HT pour un seul paratonnerre est régit par un arc touchant le sol à une distance $\sqrt{5} H$ (voir figure 16)

Entre deux paratonnerres séparés par une distance $\leq 3 H$, il y a une zone de protection qui est régit par un arc de rayon R, son centre M est à une hauteur de $3 H$ à partir du sol (figure 17).

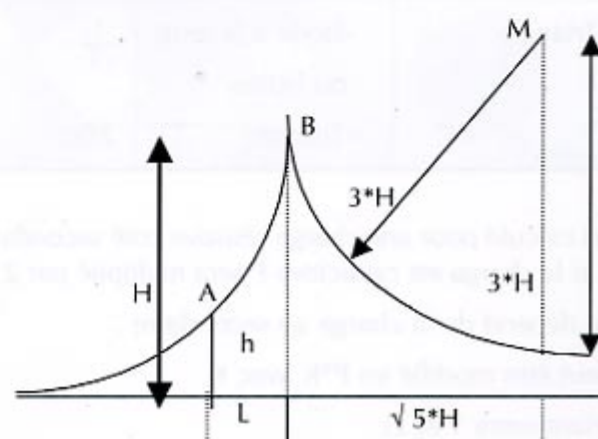


figure 12

III-6-1) Hauteur du paratonnerre

Un équipement HT est placé au point A à une hauteur (h = 10 m) du sol et à égale distance entre deux paratonnerres séparés par une distance C = 56 m, d'après la figure 18, le paratonnerre est à une hauteur H de 19 m.

III-7) Choix des parafoudres

III-7-1) Configuration du réseau

Les principales données du réseau sont les suivantes :

- régime du neutre .
- ligne de fuite.
- durée maximale du défaut à la terre
- tension maximum du réseau
- fréquence

III-7-2) Exemple de choix d'un parafoudre pour un réseau 225 KV

- tension nominale : 225 KV
- tension maximum du réseau: 245 KV
- neutre mis directement à la terre : le facteur du défaut à la terre $C_e \leq 1.4$
- classe de décharge 10 KA service continue
- ligne de fuite : 31 mm/KV : 7595 mm
- durée maximale du défaut à la terre : 1s

a) tension maximum continue du parafoudre $U_c = 245 / \sqrt{3} = 141.5$ KV

b) tension maximum temporaire du réseau : $U_t = 141.5 * 1.4 = 198$ KV

la tension assignée la plus basse qui se rapproche de U_t : 216 KV

le coefficient de surtension pour 1s est de 1.1

soit $216 * 1.1 = 237$ KV

le type choisi (XAQ300A3) a une ligne de fuite de $8145 > 7595$ mm

le type choisi à un niveau de protection de 530 KV à 10 KA

Le facteur de marge MP : $(1050/530-1) = 98 \%$

Le même raisonnement s'applique pour les tensions 90 et 150 kV

III-7-3) Facteurs de correction

a) Correction de la température

Le calcul des paramètres des parafoudres est fait généralement à une température ambiante de 45°C ,pour une température ambiante de 50°C : la tension U_c doit être supérieure ou égale à $1.03 * U_c$ (à 45°C)

b) Correction en altitude

Le facteur K de correction en altitude est donné par la formule suivante :

$$K = 1 / [1 + 1.25 * 10^{-4} * (A - 1000)]$$

A : altitude de l'installation par rapport au niveau de la mer

Ce facteur est nécessaire pour les essais

III-8) Dimensionnement du parafoudre du neutre

Afin de limiter le courant de court-circuit surtout

dans les centrales , il est souvent la pratique de ne pas mettre tous les neutres de tous les transformateurs des groupes à la terre , certains transformateurs seront mis à la terre à travers des parafoudres appelés parafoudre du neutre .

Ces parafoudres seront calculés de la manière suivante :

Exemple pour un réseau 225 KV :

- tension du réseau $U_m = 245$ KV

- durée de court circuit : 3 s, T : 1.47

La tension (U_o) du neutre peut atteindre $U_m * 0.4$

La tension résiduelle du parafoudre à installer côté neutre du transformateur :

$$U_c \geq 245 * 0.4 / T = 67 \text{ kV}$$

IV) Coordination des isolements 6

La coordination des isolements a pour objet d'établir une hiérarchie des niveaux d'isolement des différents matériels qui équipent les réseaux et les dispositifs de protection (éclateurs -parafoudres)

Ceci pour éviter que les surtensions ne provoquent des avaries des matériels coûteux et se localisent en des points prévus à cet effet (éclateurs -parafoudres)

Le concept de base de la coordination de l'isolement est illustré sur les figures 13 et 14 .

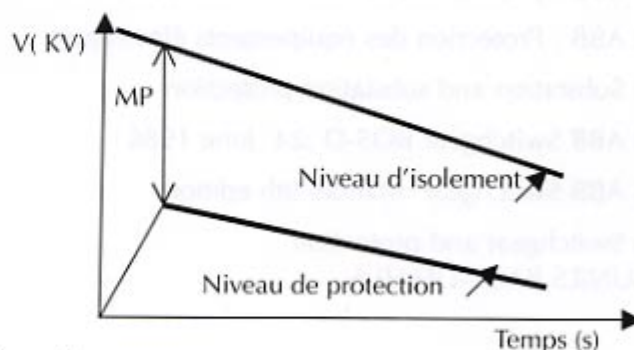


figure 13

Exemple de coordination

Tension de service	Tension maximale	Tenue aux ondes de chocs	Tenue à fréquence industrielle
11	12	75	35
33	36	170	70
90	100	550	460
150	170	750	325
225	245	1050	460

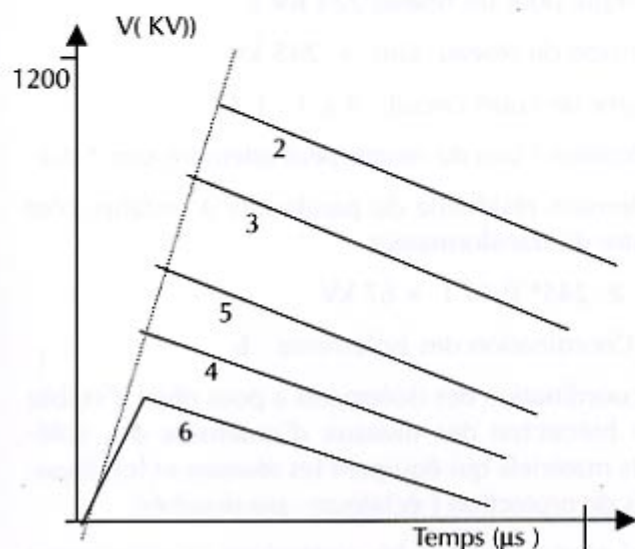
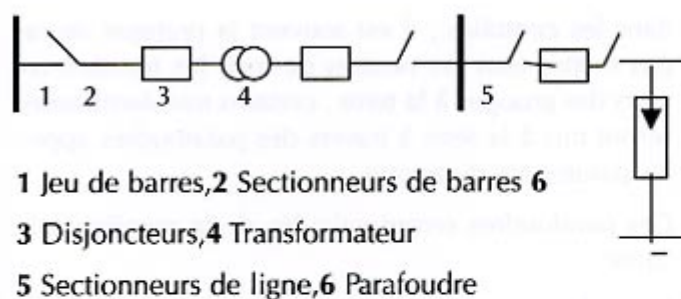


figure 14

V- BIBLIOGRAPHIE

- 1 BBC : publication N° :CH – H51061 87 E .
- 2 ABB : Protection des équipements électriques
- 3 Substation and substation protection
- 4 ABB Switchgear BO5-D :24 June 1986
- 5 ABB Switchgear Manuel 9th edition
- 6 Switchgear and protection :
SUNILS.RAO –DELHI 6

VI- RÉSUMÉ

Nous avons rappelé dans cet article les principaux phénomènes qui peuvent provoquer des surtensions sur les ouvrages des postes de transformation et des centrales électriques, ainsi que les solutions préconisées pour se protéger contre ces phénomènes qui engendrent des contraintes dont il faut tenir compte dans le dimensionnement des appareils électriques.

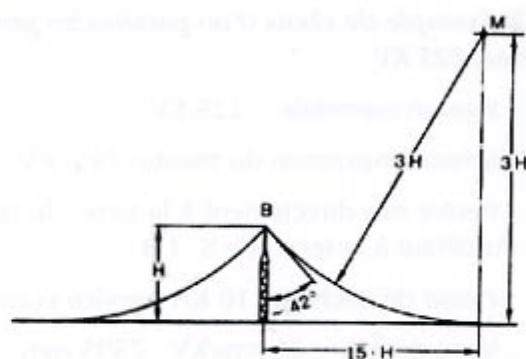


figure 15

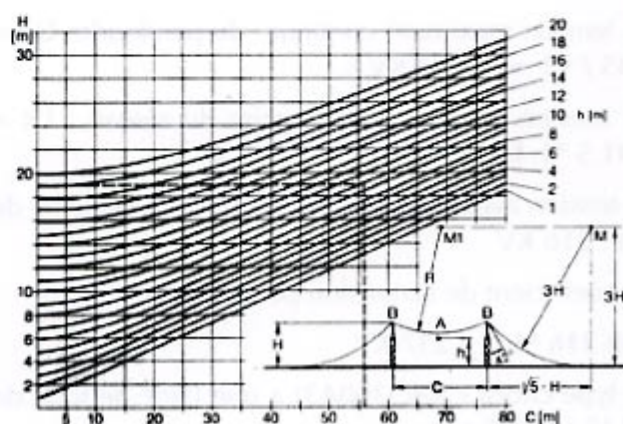


figure 16

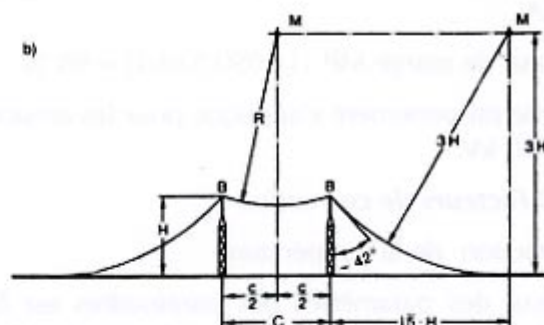


figure 17

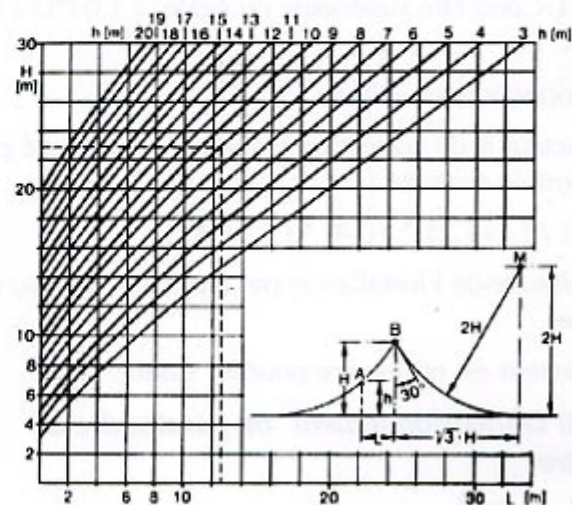


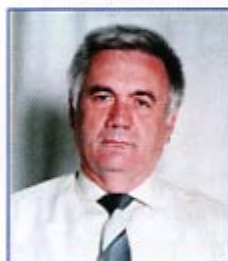
figure 18

LOCALISATION DES DEFAUTS SUR LES LIGNES ELECTRIQUES DE LA THEORIE A L'ETUDE D'UN CAS PRATIQUE APPLICATION SUR LA LIGNE RADES - M'NIHLA 225kV



A. ABADLIA

Ingénieur principal agrégé
En génie électrique
DEA électrotechnique
Thésard LSE - ENIT
DDI/DTD

M. JAVORONKOV
Professeur
ENITR. BADRI
Ingénieur
DPTEF. GHODBANE
Maître assistant
ENIT

La localisation des défauts sur les lignes électriques constitue l'une des préoccupations des entreprises d'électricité ; pour cela nous avons exposé, dans la REG N° 7, des algorithmes, développés par nos soins, qui permettent de localiser les défauts sur les lignes électriques et nous proposons, à travers cette communication, l'application de ces algorithmes pour un défaut réel.

1- APPROCHE

Une ligne relativement courte en défaut, vue de l'une de ses extrémités, peut être représentée par la figure N° 1 :

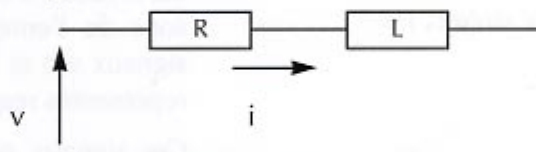


figure N°1

Ce circuit est régi par l'équation différentielle suivante :

$$(1) \quad v(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt}$$

Après discrétisation des signaux l'équation (1) devient :

$$(2) \quad v_n = Ri_n + Li'_n$$

Avec :

$$v_n = v(t=nT_e)$$

$$i_n = i(t=nT_e)$$

$$i'_n = i'(t=nT_e) ; i'(t) = di(t)/dt$$

Nous écrivons l'équation (2) pour les instants nT_e et $(n+1)T_e$ pour pouvoir déterminer les deux inconnues R et L ; ainsi nous obtenons le système d'équation suivant :

$$v_n = Ri_n + Li'_n$$

$$v_{n+1} = Ri_{n+1} + Li'_{n+1}$$

Ce système peut être présenté par l'écriture matricielle suivante :

$$V' = M \cdot Z'$$

$$(3) \quad \begin{bmatrix} v_n \\ v_{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_n & i'_n \\ i_{n+1} & i'_{n+1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R \\ L \end{bmatrix}$$

Le déterminant de la matrice M, pour le cas des signaux sinusoïdaux, est :

$D = i_n \cdot i'_{n+1} - i_{n+1} \cdot i'_n = -\omega \cdot I_m \cdot \sin(\omega T_e)$; il s'agit d'un déterminant non nul donc le système est soluble et il a pour solution :

$$R = \frac{\begin{vmatrix} v_n & i'_n \\ v_{n+1} & i'_{n+1} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} i_n & i'_n \\ i_{n+1} & i'_{n+1} \end{vmatrix}} \quad \text{et} \quad L = \frac{\begin{vmatrix} i_n & v_n \\ i_{n+1} & v_{n+1} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} i_n & i'_n \\ i_{n+1} & i'_{n+1} \end{vmatrix}}$$

La problématique est l'indisponibilité des échantillons des dérivées du signal $i(t)$.

Dans la littérature on estime i'_n par $i'_n = (i_n - i_{n-1})/T_e$, cette approche n'est valable que lorsque T_e tend vers zéro donc c'est une approximation entachée d'erreur ; pour éviter cette erreur incontournable nous proposons la formule suivante pour le calcul de i'_n :

$i'_n = \omega(i_{n+1} - i_{n-1})/\sin(\omega T_e)$; on remarque bien que :

$$\lim (T_e \rightarrow 0) \omega(i_{n+1} - i_{n-1})/\sin(\omega T_e) =$$

$$\lim (T_e \rightarrow 0) (i_n - i_{n-1})/T_e$$

2- ALGORITHMES PROPOSES

La résolution du système, après substitution des dérivées, mène aux résultats suivants :

Algorithme ABADLIA.SN N°1.

$$\begin{cases} R_n = [v_n \cdot (i_{n+2} - i_n) - v_{n+1} \cdot (i_{n+1} - i_{n-1})] / [i_n \cdot (i_{n+2} - i_n) + i_{n+1} \cdot (i_{n-1} - i_{n+1})] \\ (4) \quad X_n = K_1 \cdot [v_{n+1} \cdot i_n - v_n \cdot i_{n+1}] / [i_n \cdot (i_{n+2} - i_n) + i_{n+1} \cdot (i_{n-1} - i_{n+1})] \\ K_1 = 2 \cdot \sin(\omega \cdot T_e) \end{cases}$$

Algorithme ABADLIA.SM N°2.

$$\begin{cases} R_n = [i_{n+1} \cdot (v_{n-1} - v_{n+1}) - i_n \cdot (v_n - v_{n+2})] / D \\ X_n = K_2 \cdot [(i_{n-1} - i_{n+1}) \cdot (v_n - v_{n+2}) - (i_n - i_{n+2}) \cdot (v_{n-1} - v_{n+1})] / D \\ (5) \quad D = [i_n \cdot (i_{n+2} - i_n) + i_{n+1} \cdot (i_{n-1} - i_{n+1})] \\ K_2 = 1 / (2 \cdot \sin(\omega \cdot T_e)) \end{cases}$$

3- VALIDATION DES ALGORITHMES

D'après les statistiques des incidents, les défauts monophasés sont les plus fréquents sur les réseaux électriques pour cela nous allons appliquer ces algorithmes sur un défaut homopolaire. Pour illustrer cette application nous avons choisi le défaut qui a eu lieu sur le départ «RADES - MNIHLA», le 28/07/2000 à 03h36'29", et pour lequel nous disposons de l'enregistrement, du perturbographe, des signaux $v(t)$ et $i(t)$ de la phase en défaut et qui sont représentés respectivement par les figures 1 et 2

Ces signaux ne sont pas sinusoïdaux, pour cela nous avons programmé un filtre numérique pour restituer les fondamentales des signaux tension et courant ; les résultats de filtrage sont représentés par les figures 3 et 4.

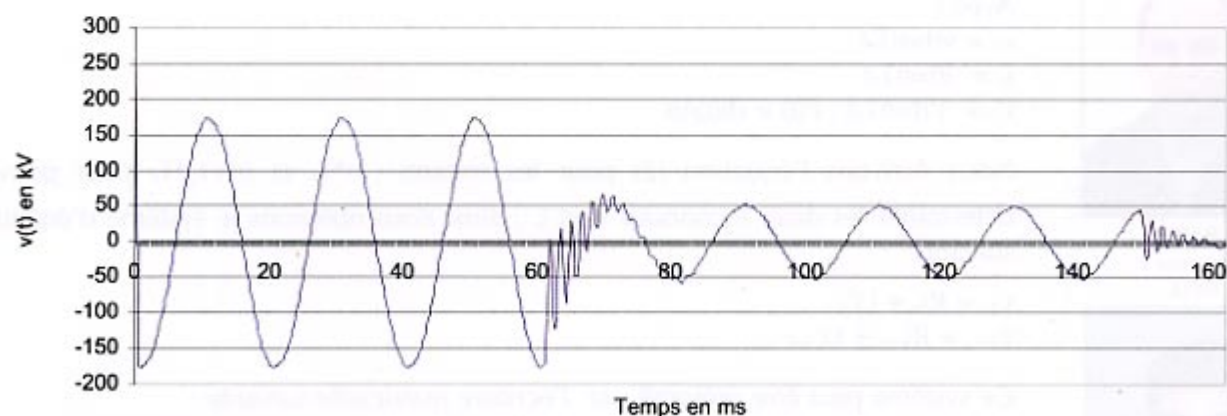


Figure 1. Evolution du signal tension de la phase en défaut de la ligne 225 kV Rades - Mnihl

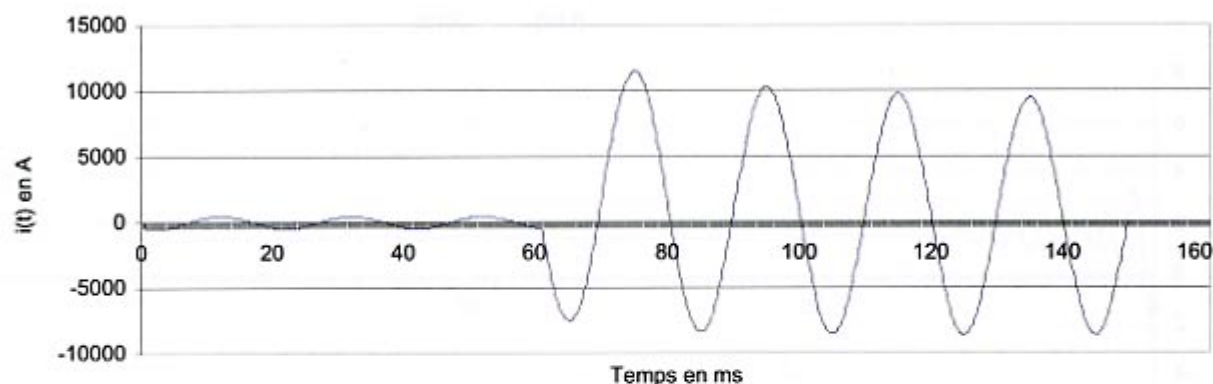


Figure 2. Evolution du signal courant de la phase en défaut de la ligne 225 kV Rades – Mniha

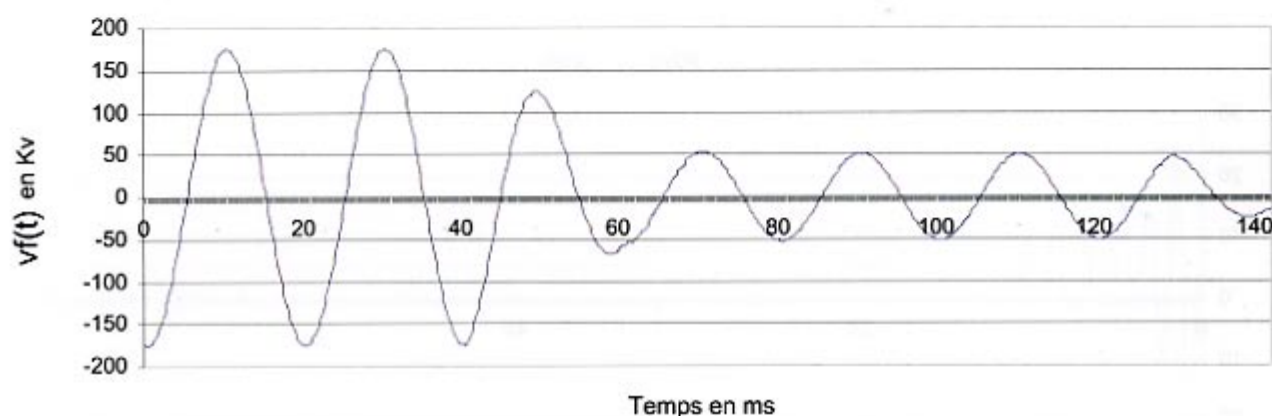


figure 3. Evolution de la fondamentale du signal tension de la phase en défaut de la ligne 225 kV

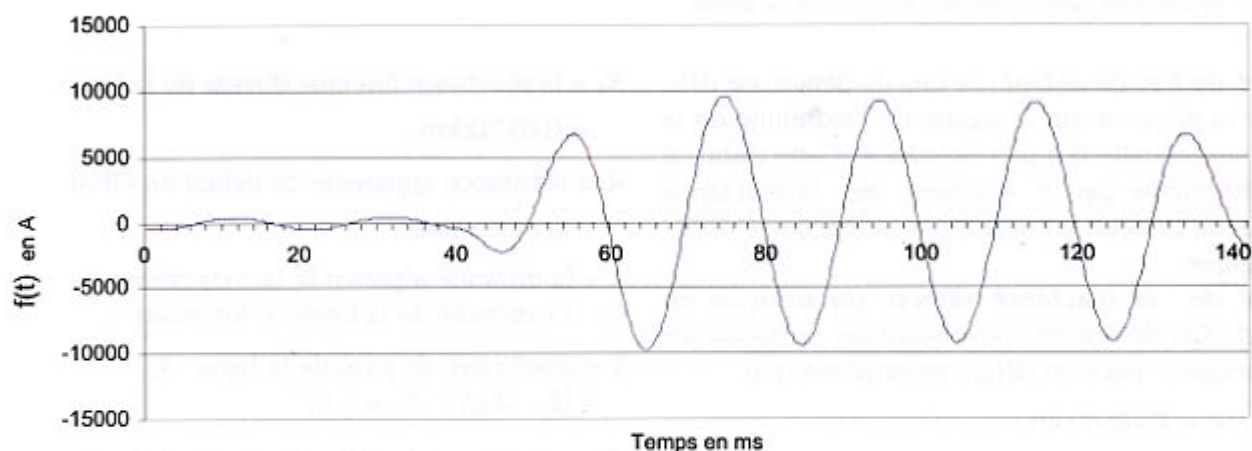


figure 4. Evolution de la fondamentale du signal courant de la phase en défaut de la ligne 225 kV

Le temps de transition du filtre utilisé, qui est de 20 ms, détermine le temps de réponse des algorithmes. Ainsi nous remarquons sur les figures 5 et 6 des

oscillations des valeurs calculées de la résistance et de la réactance suivies d'une convergence, sur le reste du temps de calcul.

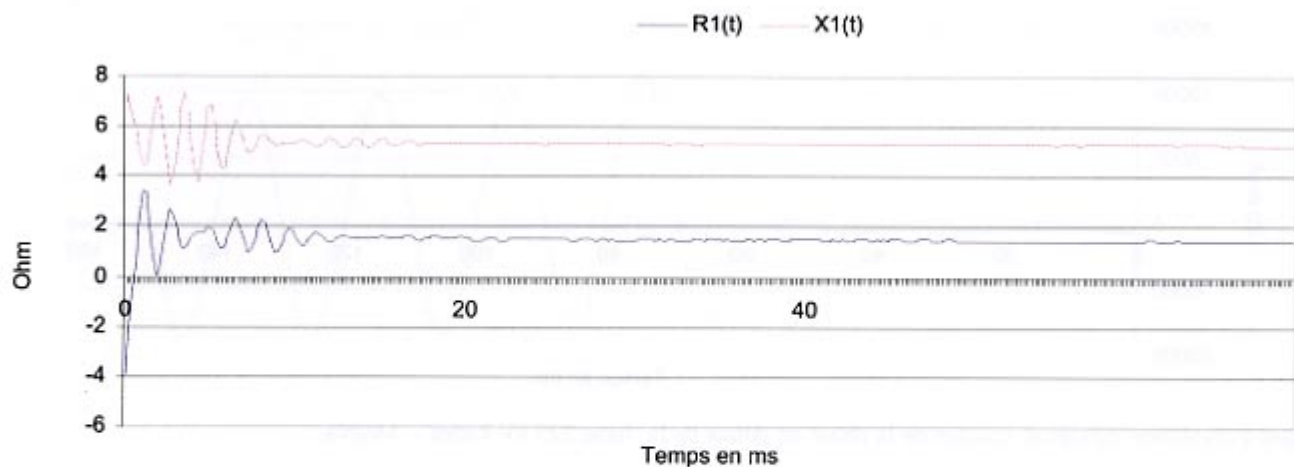


figure 5. Résultats de l'algorithme N°1 en fonction du temps

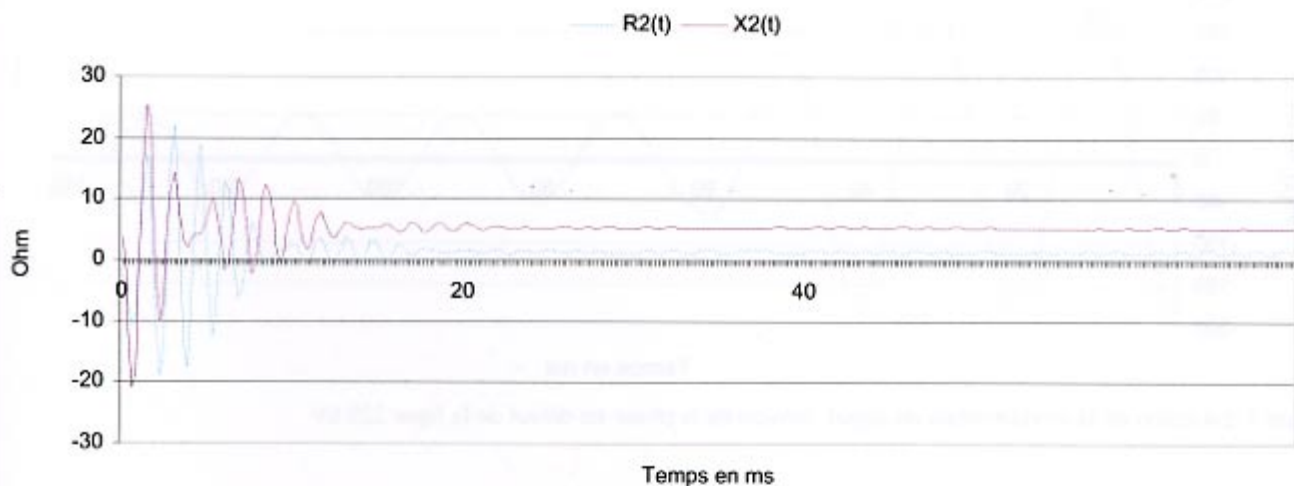


figure 6. Résultats de l'algorithme N°2 en fonction du temps

Calcul du lieu de défaut : Le lieu de défaut est défini par la distance qui le sépare de l'extrémité de la ligne sur laquelle il a pris naissance. Cette distance est déterminée par le quotient de la réactance directe du tronçon en défaut par sa réactance directe linéique.

Calcul de la réactance directe du tronçon en défaut : On démontre, moyennant les composantes symétriques, pour un défaut monophasé que :

$$(6) \quad \begin{cases} R = R_l + R_d(1+k)x \\ X = X_d(1+k)x \end{cases}$$

Avec :

X_d = la réactance linéique directe de la ligne
= $0.41 \Omega/\text{km}$.

R_d = la résistance linéique directe de la ligne
= $0.057 \Omega/\text{km}$.

R_l = résistance apparente de défaut en Ohm
(à déterminer).

x = la distance séparant le lieu de défaut de l'extrémité de la ligne (à déterminer).

k = coefficient de terre de la ligne : k
= $(Z_0 - Z_d)/(3 \cdot Z_d) = 1.67$

Z_d = impédance linéique directe de la ligne
en Ohm/km.

Z_0 = impédance linéique homopolaire de la ligne
en Ohm/km.

	Algorithme 1	Algorithme 2	Protection numérique
Valeur de X calculée	5.32 Ω	5.32 Ω	5.5 Ω
Valeur de R calculée	1.49 Ω	1.49 Ω	15 Ω
Impédance de la boucle	5.52 Ω	5.52 Ω	15.98 Ω
Lieu de défaut « x » en km	7.8	7.8	8.0

Tableau 2. Résultats de mesure de l'impédance de la boucle en défaut

4. CONCLUSIONS

Il y a lieu de remarquer que les deux algorithmes convergent vers la même solution et que l'algorithme 1 converge plus rapidement et présente moins d'oscillations que l'algorithme 2 (voir figure 3 et figure 4).

Les mêmes données, relatives aux signaux tension et courant de la phase en défaut, ont été injectées dans un relais de distance numérique ; le tableau 2 récapitule les résultats trouvés par ce relais numérique et les algorithmes proposés.

D'après les oscillogrammes des fondamentales tension et courant (voir figure 3 et 4) les amplitudes des signaux tension et courant sont respectivement 51.3 kV et 9.3 kA ; ceci correspond à une impédance de la boucle en défaut égale à 5.54 Ω .

La comparaison des différents résultats, consignés par le tableau 2, nous conduit à conclure que la précision des algorithmes proposés est nettement meilleure que celle du relais numérique considéré qui n'accorde pas d'importance, d'après ses résultats, au calcul de la résistance de défaut.

Les algorithmes proposés répondent convenablement au besoin de la localisation des défauts sur les lignes électriques ; leur usage nécessite l'enregistrement des signaux tension et courant à partir de l'instant d'apparition du défaut jusqu'à son extinction.

Compte tenu des résultats de validation, nous estimons que ces algorithmes peuvent être utilisés avec succès par les exploitants des réseaux électriques pour localiser avec une grande précision les défauts sur les lignes aériennes et les câbles souterrains.

REFERENCES

1. **Abderrazek Abadlia** : "Algorithmes et filtrage numériques pour le contrôle commande des lignes électriques". Revue de l'électricité et du gaz. Edition , avril 1999
2. **Abderrazek Abadlia** : «Etude du plan de protection du réseau de transport de la STEG ». DEA ESSTT, 1995.
3. **Abderrazek Abadlia** : «Protection des lignes de transport». Revue de l'électricité et du gaz. Edition, 1995
4. **A.R van C.Warrington** : Protective Relays Their Theory and Practice ". Chapman & Halla Halsted Press Book London. Edition , 1978
5. **Dennis Robertson** : "Power System Protection". Oriel Press Stoksfield London. Edition , 1982
6. **Jean-François David de Beaufort, Louis Mouton, Michel Souillard & Robert Brogat** : «Emploi des relais pour la protection des réseaux et installations électriques». Compteurs Schlumberger division électricité. Edition mai, 1971.
7. **Stanley H.Horowitz & Arun G.Phadke** : "Power System Relaying". Research Studies Press Ltd John Wiley & Sons Inc-USA. Edition , 1992

GESTION DE L'ENVIRONNEMENT DANS QUELQUES SOCIETES D'ELECTRICITE SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

BEZZAOUIA MOHAMED ADNAN
DAG ; DPPS ; Projet Environnement



I- INTRODUCTION

L'ensemble des informations qui vont suivre, représentent une sorte de synthèse bibliographique sur ce qui se fait dans le monde en matière de protection de l'environnement au niveau des sociétés productrices et distributrices d'électricité. Ainsi, après consultation des bilans, des rapports d'activité, des résultats environnementaux et des exemples d'actions que ces sociétés entreprennent pour promouvoir leur action environnementale auprès du large public, il est possible de déjà commencer à entrevoir les prémices des premières actions analogues qu'on pourrait initier à la STEG.

Les sociétés consultées appartiennent majoritairement au réseau E7 de producteurs d'électricité, dont la liste est la suivante :

- ❑ Hydro-Québec (Canada)
- ❑ Kansai Electric Power Company (Japon)
- ❑ South California Edison (USA)
- ❑ Electricité De France (France)
- ❑ ENEL (Italie)
- ❑ ENDESA (Espagne)
- ❑ RWE AG (Allemagne)
- ❑ Electrabel (Belgique + Pays bas)

L'article qui va suivre est structuré en quatre parties principales :

- ❑ une première partie relative à la mise en place de la politique environnementale ;
- ❑ une seconde partie où on sont présentées à titre comparatif quelques valeurs d'émissions atmosphériques ;
- ❑ une troisième partie donnant des exemples concrets d'actions entreprises en faveur de l'environnement ;
- ❑ Enfin, les actions possibles que la STEG pourrait entreprendre à court et moyen terme.

II- MISE EN PLACE D'UNE POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE

La majeure partie des sociétés mentionnées ci-dessus ont déjà lancé, ou sont en train de mettre en place un système de gestion environnementale (SGE) afin de faire certifier ISO 14001 leurs moyens de production ou de distribution. Chaque société se fixe ainsi un échéancier avec un planning clair de son action volontariste de certification qui est rendu public.

Le système de gestion environnementale implique la mise en place au sein de l'organisme concerné, d'une politique environnementale validée par les instances dirigeantes et publiée à large échelle sous

forme de slogans porteurs et accrocheurs. Cette politique environnementale s'appuie sur quatre thèmes majeurs qui sont :

1) le développement durable il se manifeste par l'encouragement à l'investissement dans les énergies renouvelables pour minimiser au maximum les impacts environnementaux de l'activité de la production électrique, le développement et l'encouragement des technologies avancées garantissant l'efficacité énergétique, l'utilisation rationnelle des sources d'énergies et finalement l'encouragement au recyclage des déchets. Le but escompté est de démontrer que l'énergie électrique peut constituer une alternative intéressante dans le domaine de protection de l'environnement, grâce aux efforts considérables consentis pour minimiser les impacts environnementaux liés à la production ou au transport électrique ;

2) l'amélioration continue elle se manifeste par l'intégration de la composante environnementale dans tous les processus décisionnels de la société et dans toutes les étapes du cycle de vie de ses produits, de ses services et de ses installations, afin de mieux gérer les impacts environnementaux en atténuant ceux qui sont négatifs et en maximisant ceux qui sont positifs. L'amélioration continue se manifeste aussi en faisant participer les communautés locales et scientifiques aux évaluations environnementales des activités de la société et de ses projets futurs, en sensibilisant les divers partenaires commerciaux et fournisseurs et en encourageant ceux parmi eux qui s'investissent dans une démarche de gestion environnementale responsable de leur activité. Finalement, l'amélioration continue se manifeste aussi par la coordination des efforts au sein de la société, la création d'une culture environnementale coopérative et le choix des buts à atteindre en matière de limitation des impacts environnementaux ;

3) la santé et la sécurité elle se matérialise par des campagnes d'information du public sur la façon la plus sécurisante d'utiliser le produit électrique, assurer la sécurité physique du personnel en procédant à l'entretien et à la gestion efficace des installations et la mise en place, en coopération avec les organismes de tutelle, des plans d'interventions d'urgences ;

4) la recherche et le développement en soutenant la recherche sur des thèmes en liaison directe avec la minimisation des impacts environnementaux résultant de l'activité de la société, et en encourageant la recherche et le développement de nouvelles

technologies plus efficaces sur le plan énergétique ou en liaison avec les énergies renouvelables.

En outre, cette politique environnementale est souvent structurée au sein de l'entreprise autour de trois pôles majeurs qui sont :

a- un pôle décisionnel qui se présente souvent sous forme d'une commission, présidée par le patron de l'entreprise et qui se réunit une fois par an pour établir les lignes directrices générales de l'activité environnementale.

b- un pôle contrôleur pour le suivi et l'audit de l'activité environnementale, le rôle principal de ce pôle est la collecte, la publication en interne et en externe des bilans environnementaux et la vérification de la réalité et de l'exactitude des données environnementales reçues.

c- un pôle exécutif au sein des divers secteurs d'activités pour la réalisation concrète des opérations de suivi.

III- LES EMISSIONS ATMOSPHERIQUES

1) Les émissions en gaz à effet de serre le CO₂ constitue le principal gaz à effet de serre émis en production électrique ; les émissions sont le plus souvent représentées sous forme de quantités de CO₂ émises rapportées à l'unité d'énergie nette produite. Dans ce qui suit, quelques valeurs relatives aux émissions de l'année 1999 des sociétés étudiées ont été reprises ; on relève ainsi :

- ❑ 230 g CO₂/ kWh pour Hydro-Québec (97% hydraulique)
- ❑ 304 g CO₂/ kWh pour Electrabel (50% nucléaire, 43% thermique, 6% cogénération)
- ❑ 330 g CO₂/ kWh pour Kansai (85% nucléaire)
- ❑ 550 g CO₂/ kWh pour ENEL (76% thermique, 17% hydraulique)
- ❑ 73 g CO₂/ kWh pour EDF (80% nucléaire, 15% hydraulique)

Les moyennes nationales sont de :

- ❑ 550 g CO₂ / kWh pour les Etats Unis et l'Allemagne
- ❑ 476 g CO₂ / kWh pour le Royaume Uni

Comme on peut le constater et à part les pays où le nucléaire et l'hydraulique interviennent d'une façon prépondérante en production électrique, les émissions en CO₂ sont généralement supérieures à 500 g/kWh. Il serait intéressant de souligner que la STEG avec 545 g CO₂ / kWh en 2000, occupe une place relativement bonne si on compare ses valeurs d'émissions à celles de l'ENEL par exemple.

Les autres gaz à effet de serre qui sont le N₂O (l'oxyde nitreux) et le CH₄ (méthane), ne sont que rarement mentionnés dans les bilans des gaz émis ; certaines sociétés comme Hydro-Québec, les comptabilisent à partir des émissions de ses grandes retenues d'eau. Les émissions en SF₆ (Héxafluorure de soufre) provenant généralement de fuites accidentelles dans les installations de transformation, sont aussi rarement comptabilisées.

2) Emissions en NO_x, SO₂ et poussières nous reprenons dans ce qui suit quelques valeurs d'émissions en 1999 de ces divers polluants :

- ENEL	SO ₂ : 2,9 g / kWh
NO _x : 1,1 g / kWh	poussières : 0,1 g / kWh
- Hydro-Québec	SO ₂ : 1,2 g / kWh
NO _x : 0,48 g / kWh	
- Electrabel	SO ₂ : 0,4 g / kWh
NO _x : 0,45 g / kWh	poussières : 0,04 g / kWh

La STEG, avec ses 0,65 g de SO₂ / kWh (en 2000), se rapproche des valeurs d'Electrabel qui utilise beaucoup le gaz naturel comme combustible de base dans ses moyens de production électrique.

IV- EXEMPLES D'ACTIONS CONCRETES EN FAVEUR DE L'ENVIRONNEMENT

Nous présenterons dans ce qui suit des exemples d'actions concrètes en faveur de l'environnement, relevées dans les sociétés mentionnées plus haut.

1) Actions pour une limitation des émissions atmosphériques et une meilleure efficacité énergétique

L'utilisation dans la mesure du possible du nucléaire et de l'hydraulique comme énergie de base, l'équipement des unités de production fonctionnant au charbon de systèmes de traitement des fumées soit

par électrofiltration des particules, soit par désulfuration ou dénox, l'utilisation de combustibles bas soufre et l'installation de technologies à basses émissions en NO_x et finalement l'encouragement du partenariat avec les universités et les industriels pour la recherche dans le domaine de limitation des émissions de polluants, sont les principales actions liées aux choix de la technologie de production électrique et du combustible utilisé.

Se fixer à terme des objectifs de limitation des émissions atmosphériques pour démontrer la politique volontariste de la société, s'équiper de plusieurs stations de mesures au voisinage des unités de production pour le contrôle de la qualité de l'air, nommer des experts externes pour le contrôle de la bonne marche des appareils de contrôle et des méthodes de calcul des émissions atmosphériques, régler efficacement la combustion par un système de monitoring multi-points de mesures à l'émission et le pilotage en ligne de la combustion, sont autant d'actions relevées, qui assurent un meilleur suivi des émissions et une transparence accrue pour l'extérieur.

Le sponsoring de thèmes de recherche dans les domaines d'accumulateurs ou des projets de recherche pour augmenter l'efficacité énergétique des énergies renouvelables, viennent ici pour encourager le développement des énergies dites propres.

D'autres actions qui ciblent surtout les clients et partenaires ont aussi été relevées : on peut citer l'encouragement à l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage urbain, le développement du parc automobile électrique au sein de la société et l'encouragement en travaillant préférentiellement avec les agences de location utilisant des véhicules électriques, l'atténuation des effets de pics de la demande énergétique par l'encouragement des particuliers à installer de systèmes d'emmagasiner énergétique (formation d'eau glacée ou d'eau chaude pendant le creux du soir) et la vente du kWh du creux du soir à des tarifs préférentiels.

Dans ce même contexte on relève aussi le lancement de campagnes auprès des clients pour une meilleure gestion de la facture d'électricité au quotidien sans nuire à leur confort, l'encouragement à l'utilisation de la pompe à chaleur ou au chauffage thermodynamique, l'encouragement aux produits moins gourmands en énergie, la création d'un label vert et finalement et surtout l'exemple donné aux autres en bâtissant des locaux avec des pertes énergétiques minimales.

Par ailleurs, pour que certaines sociétés appartenant aux pays développées (pays de l'annexe I de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques), atteignent leur objectifs de limitation en matière d'émissions en gaz à effet de serre dans le cas où le protocole de Kyoto entrerait en vigueur, elles seront souvent conduites à acheter des crédits de carbone qui se matérialisent par l'investissement accru dans les technologies propres comme les énergies renouvelables, surtout dans les pays en voie de développement (pays dits non-annexe I), ou à planter de vastes zones de forêts pour constituer ce qu'on appelle « les puits à carbone ». Ces sociétés peuvent aussi former des groupes d'intérêts à l'intérieur desquels elles peuvent s'échanger des crédits à carbone et des permis à polluer.

2) Actions pour la gestion des rejets hydriques et des déchets solides

En ce qui concerne les actions entreprises pour la gestion des rejets hydriques quelques actions ont été relevées : on peut citer entre autres, la mise en place d'audits techniques dans les unités de production pour le suivi de la gestion de l'eau des procédés, du recyclage et de l'efficacité du traitement des effluents liquides, l'élimination de l'azote et des phosphates des eaux de purge des chaudières à vapeur et leur utilisation comme engrais et le remplacement du chlore par la chloramine dans les circuits de réfrigération en eau de mer.

Pour ce qui est de la gestion des déchets solides, on peut citer le recyclage du gypse et des cendres issus des process de traitement des fumées (gypse pour les cimenteries et cendres de carbone recyclés en engrais ou en matériel de construction), l'élimination à terme de tous les transformateurs qui peuvent renfermer des huiles contaminées par les PCBs, le contrôle strict dans l'emménagement des déchets radioactifs, la valorisation et la réutilisation des diverses huiles, le recyclage des matières isolantes des isolateurs et des métaux nobles des transformateurs, la mise en place d'un programme d'intervention en cas de déversement accidentel d'huile isolante, le tri des déchets sur le lieu de travail, la promotion de l'éco-business (en favorisant dans les achats de fournitures et autres, les produits à label vert), l'utilisation rationnelle du papier grâce aux rapports et mémo électroniques et enfin en cas de déversements accidentels, la dépollution du site en étroite liaison avec les organismes concernés, en d'autres termes privilégier la « transparence totale ».

3) Actions pour la préservation du paysage

Dans le secteur du transport d'électricité, on peut citer comme exemples d'actions, l'enterrement des lignes surtout celles qui traversent des sites exceptionnels, la création d'un logiciel de modélisation pour simuler virtuellement le passage d'une ligne future dans un paysage et le lancement de concours pour le design des pylones afin qu'ils soient bien intégrés dans le paysage.

Dans un cadre plus général, on peut aussi citer l'installation de panneaux acoustiques autour des usines et des postes dans les villes, l'illumination nocturne des bâtiments de la société et des cheminées grâce à l'énergie solaire et toujours l'effort architectural qui prend en compte la spécificité régionale des zones d'implantation des centrales et des postes de distribution.

4) Actions pour la protection du vivant :

La protection du vivant peut se manifester dans des actions qui n'ont aucune relation avec l'activité de la société, telle que l'aide à la création ou à la sauvegarde d'écosystèmes en danger en collaboration avec les grandes associations mondiales de protection de la nature de type « Green Peace », « WWF » ou autres, la création de sortes d'oasis naturelles ouvertes au public pour des activités récréatives ou sportives, la contribution aux actions d'entretien des réserves naturelles en employant des personnes défavorisées sur le marché du travail et la publication de références bibliographiques et de documents illustrés sur les espèces animales et végétales d'une zone particulière destinés aussi bien aux spécialistes qu'à un large public.

En ce qui concerne les actions liées directement ou indirectement aux activités de la société, on peut citer la création de parcs à l'intérieur et aux alentours des centrales, en insistant sur l'utilisation de la faune et flore locale pour contribuer à la protection de la biodiversité des écosystèmes et des espèces animales autochtones et migratoires, l'instauration du « monitoring biologique » qui consiste en la plantation de végétaux indicateurs très sensibles à la pollution et détecteurs de la présence de métaux lourds dans le sol aux alentours de centrales ou postes de transformation, la construction de plates-formes sur les pylones électriques pour la nidification des rapaces et autres espèces d'oiseaux migrateurs, en collaboration étroite avec les spécialistes, la modification dans la mesure du possible des

lignes de transport électrique là où il y a des taux d'électrocutions élevés de grands oiseaux et finalement l'installation d'îlots de passages verts sous l'emprise des lignes électriques.

5) Ouverture et communication en interne et en externe

La communication en interne, en externe et l'ouverture vers l'extérieur jouent toujours un rôle primordial dans la stratégie environnementale des sociétés. Parmi les actions relevant de la communication interne, on peut citer la publication d'un bulletin d'information et de dépliants à l'intention des travailleurs sur l'activité environnementale de l'entreprise, l'information en continu des employés grâce aux réseaux internes de radio, télévision ou intranet sur les dernières nouveautés environnementales, le perfectionnement continu des employés pour leur maintien à la page en matière de protection de l'environnement et l'encouragement continu à l'échange d'informations avec les sociétés analogues pour travailler en concertation afin de solutionner les divers problèmes rencontrés.

Parmi les actions qui matérialisent l'ouverture et la communication externe, on peut citer l'équipement de certaines grosses unités de centres avec tout l'audio-visuel nécessaire pour recevoir le grand public, le familiariser à la production électrique et aux efforts consentis dans la domaine de la protection environnementale, l'organisation cyclique de « journées portes ouvertes » pour avoir l'avis du public et « tester » régulièrement l'image de marque de la société, la création d'un laboratoire environnemental éducatif dans les unités de production, la création de camps de vacances thématiques pour les jeunes et les moins jeunes, le travail en concert avec les autorités pour intégrer l'activité électrique dans tout projet de développement territorial (construction de centrale, passage de lignes etc...), le lancement de projets d'ententes, de partenariats avec les villes, municipalités, organismes gouvernementaux, non gouvernementaux et autres entreprises dans le domaine environnemental, la contribution financière à la construction d'équipements mettant en valeur les initiatives locales qui touchent le milieu naturel ou social, la publication dans les quotidiens locaux des derniers travaux réalisés pour minimiser les impacts environnementaux, le lancement à grande échelle de projets de recherche avec les institutions intéressées sur divers sujets comme par exemple l'étude de l'impact des champs électriques sur le vivant, la faisabilité technico-économique de la

récupération énergétique des rejets, la mise en valeur des particularités environnementales des propriétés de la société ou encore le développement de modèles informatisés de l'impact thermique des rejets afin de mieux cerner son impact écologique sur le plancton et les micro-organismes.

V- CONCLUSION ET ACTIONS POSSIBLES A LA STEG

A priori, et au vu des actions énumérées ci-dessus, la mise en place d'un système de gestion environnemental (SGE) pour la certification ISO 14001, paraît incontournable pour mettre en valeur l'action volontariste de la société en faveur de la protection de l'environnement. Il est aussi très important de toujours impliquer l'extérieur en travaillant en concert avec les organismes tiers spécialisés dans toutes les actions environnementales projetées.

A notre avis, parmi les actions concrètes à court et moyen terme qui peuvent être envisagées à la STEG, on peut citer dans le domaine de la gestion des rejets hydriques et en coopération avec les universités et instituts de recherche, le recyclage de l'eau de rejet résultant du process de fabrication de l'eau déminéralisée et son utilisation pour l'irrigation ou pour d'autres applications. On peut aussi proposer l'utilisation des rejets hydriques de réfrigération des condenseurs pour des projets de pisciculture, en coopération avec l'Office National des Pêches ou encore dans des projets de cultures sous-serre en coopération avec les instituts et écoles agronomiques, .

Dans le domaine de l'amélioration de « l'image verte » et l'ouverture vers l'extérieur on peut proposer la création en coopération avec la Direction Générale des Forêts, d'espaces verts dans les aires d'emprises des centrales en procédant à la plantation d'espèces arborescentes, arbustives et herbacées de la flore typique tunisienne ou en coopération avec l'Association des Amis des Oiseaux, à l'introduction de couples de rapaces (faucons, éperviers etc...) et à l'accélération de l'installation de plates formes de nidification pour les oiseaux sur les pylones électriques. Enfin, on peut aussi penser à l'illumination externe de la centrale, des cheminées, des réservoirs, des pylones grâce au photovoltaïque sous forme de projets de fins d'études ou autres et la construction de locaux équipés pour accueillir les visites du grand public.

L'UTILISATION DES DISPONIBILITES NATIONALES EN GAZ NATUREL : VERS L'OPTIMISATION

MESTOURA AHMED

Chef de service
Direction Production & transport gaz
STEG



I- PRÉAMBULE

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré dans le monde comme un sous-produit du pétrole ; il était brûlé à la torche sur de nombreux gisements. Il a commencé à être utilisé dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Son développement a ensuite été très rapide grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final.

Mais le coût de son transport est de plus en plus lourd surtout quand les zones productrices ne coïncident pas avec les zones consommatrices. Ainsi, le transport du gaz sur des distances de plus en plus longues et dans des conditions parfois très sévères devient une nécessité impérieuse pour assurer son développement.

En Tunisie, le gaz naturel provenant du gisement d'El Borma est utilisé pour la production d'électricité depuis le début des années 70; les premières quantités de gaz ont alimenté les centrales de la plate forme de Gabès.

L'arrivée du gaz Algérien au début des années 80 a permis d'alimenter les centrales thermiques de Sousse et de Radès ainsi que les turbines à gaz de Kasserine, Tunis sud et Korba. La construction du

gazoduc M'saken-Gabès en 1994 a permis ensuite d'acheminer ce gaz vers Ghannouch et Bouchemma, où il se substitue progressivement au gaz d'ElBorma en pleine décroissance. Enfin depuis 1995, le gaz de Miskar alimente aussi bien la plate forme de Gabès que celles de Sousse et de Tunis.

L'entrée en exploitation en 1999 des gisements de Franig, de Baguel et de Tarfa d'une part et en l'an 2000 de Oued Zar et de Hammouda d'autre part a entraîné une augmentation de la production des produits GPL (Propane, Butane et Gazoline) et a permis de faire face à la consommation en gaz de la plate forme de Gabès sans le recours systématique au gaz du Nord.

La construction des gazoducs Nabeul-Tunis et Mornag-Radès en 1999 a permis l'alimentation de la centrale électrique IPP de Radès II avec du gaz Algérien et le renforcement de l'alimentation du Grand Tunis

II- FLUX DU GAZ ET ÉTAT DES OUVRAGES DE TRAITEMENT ET DE TRANSPORT GAZ

1- Approvisionnement en gaz naturel

Les approvisionnements au titre des contrats actuellement en vigueur se présentent comme suit :

SOURCES	TITULAIRES	DUREE	ENGAGEMENT
MISKAR et autres gisements de British Gas Tunisia Limited	British Gas Tunisia Limited	jusqu'à 2020	2 milliard m ³ / an
Oued Zar et Hammouda	AGIP / ETAP	10 ans à partir de 2000 ou la fin de l'exploitation commerciale du gisement	0.18 milliard m ³ / an
Franig et Baguel	CMS Energy / ETAP	20 20 ans à partir de 1998 ou la fin l'exploitation économique	0.12 milliard m ³ / an
Gaz Algérien	Sonatrach	23 ans à partir de janvier 1997	0.4 milliard m ³ / an

2-Flux du mouvement gaz

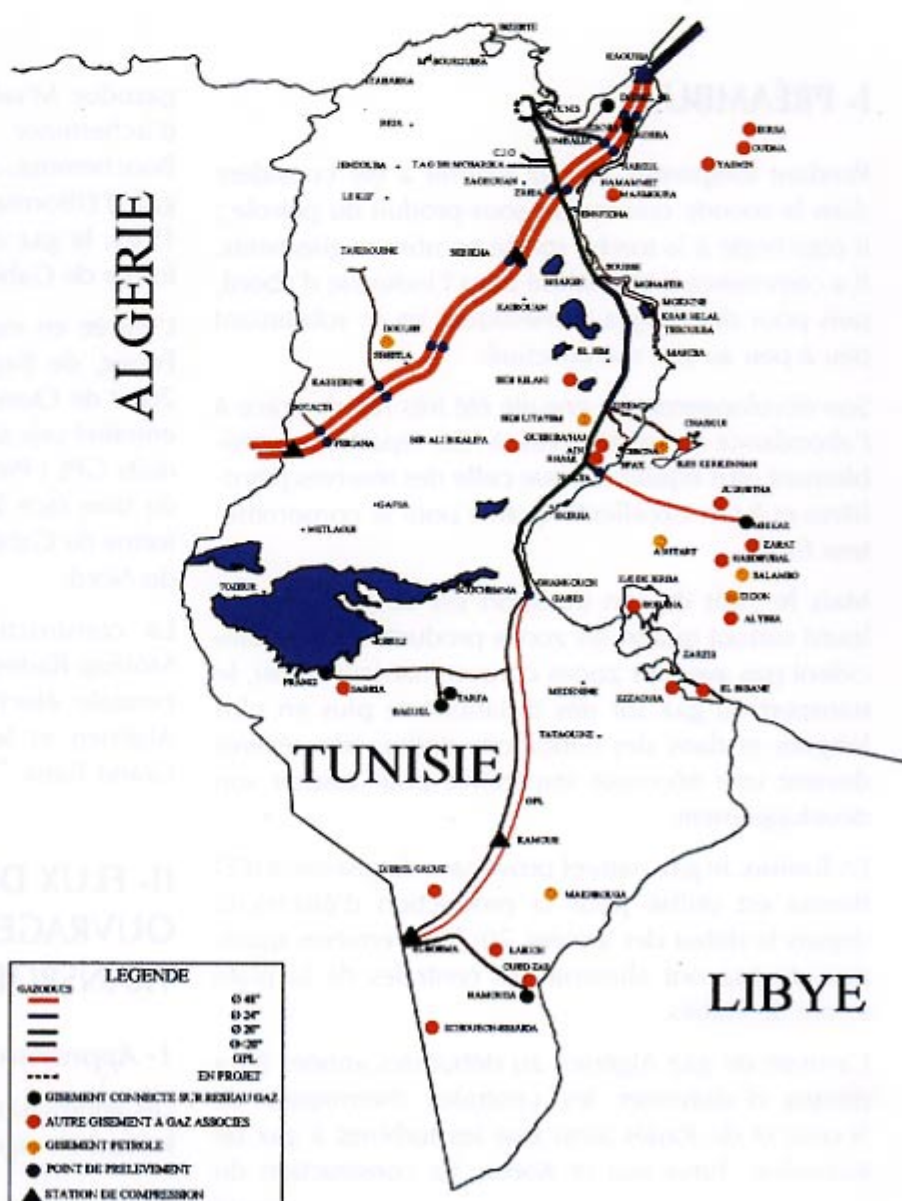
La station d'El Borma reçoit du gaz associé récupéré de la Sitep, de la Sonatrach-El Borma et la production du gaz Oued Zar (contrat AGIP). Toutes ces quantités sont traitées dans cette station pour séparer le condensat du gaz. Ces deux produits sont acheminés vers Gabès à travers deux conduites de 6 et 10 pouces de diamètre et 300 km de longueur chacune.

Au niveau du Om Echiah, à 65 km de Gabès, le gaz se mélange avec la production du gaz associé récupéré à partir des gisements de Baguel, Franig et Tarfa...

Après un nouveau traitement du condensat et du gaz chargé, l'usine GPL à Gabès produit du propane, du butane, de la gazoline et du gaz traité qui est envoyé au terminal arrivée de Gabès pour être éventuellement mélangé avec le gaz nord afin d'alimenter la plate forme de Gabès (TV Ghannouche, TAG Ghannouche TAG Bouchemma et un groupe d'industriels).

Le traitement du gaz Miskar qui représente actuellement 60% du besoin national est fait par British Gas à Nakta; il est ensuite injecté dans le réseau national pour être acheminé :

RESEAU NATIONAL GAZ & GISEMENTS HYDROCARBURES

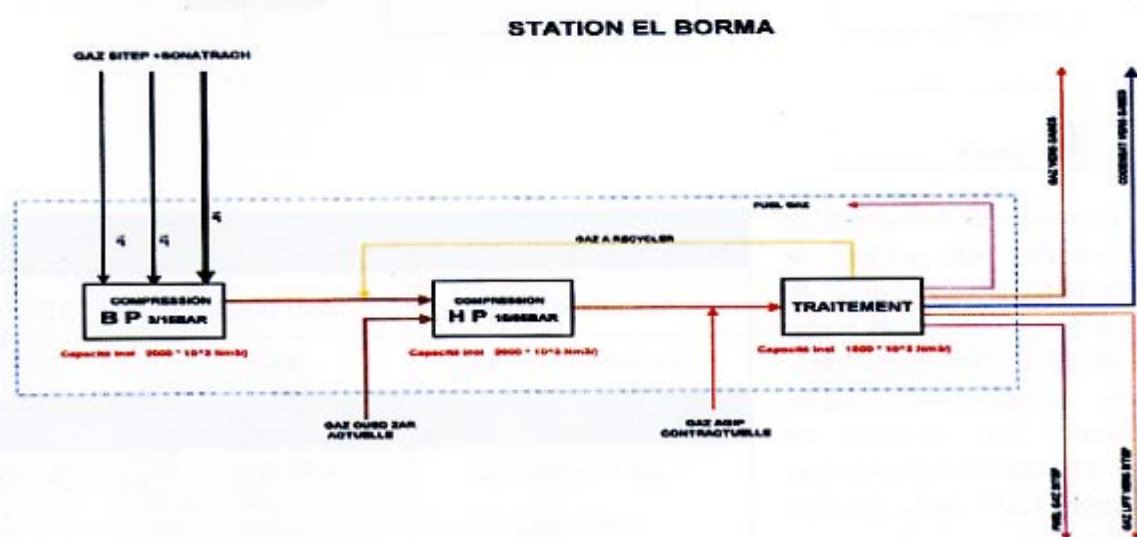


□ et vers le nord pour les besoins des zones de Sfax (TAG Sfax et des industriels), Sousse (centre de production électrique, industriels, tertiaires et domestiques) pour atteindre la station de Zriba .

Il existe quatre autres points de prélèvement du gaz Algérien sur le gazoduc transtunisien à savoir :

- Feriana pour alimenter la Sotacib
- Kasserine pour alimenter la TAG de Kasserine et un groupe d'industriels (cellulose, cimenterie Om Khilil, STC ...).
- Korba pour alimenter la TAG de Korba et un groupe d'industriels, de tertiaires et de domestiques de Korba, Nabeul et Hammamet.
- Nabeul pour alimenter en gaz Algérien la boucle de Tunis et assurer l'alimentation de l'IPP.

3-Capacité de la station d'El Borma : Compression et traitement



La puissance installée pour la compression du gaz est assurée par 19 moto-compresseurs répartis pour le soutirage du gaz basse pression "BP" et du gaz haute pression "HP". Le traitement du gaz dans la station d'ElBorma est assuré par 4 unités. La capacité installée permet le traitement de 360 000Nm³/jour.

Le schéma illustre le réseau de distribution de gaz en Algérie, partant de la frontière avec l'Italie (VERS L'ITALIE) à l'ouest jusqu'aux zones de consommation à l'est. Les principales étapes et destinations sont :

- NORD** : TAG KORBA, HORS STEG CAP BON.
- NABEUL** : GAZ ALGERIE (PNB NABEUL) 20", POSTE DE DETENTE MORING (IPP).
- GAZODUC TRANSTUNISIEN** : TAG TUNIS SUD, HORS STEG, POSTE DE DETENTE EL MOURJOUL, TAG BIR M'CHERGA.
- ZRIBA** : PRELEVEMENT GAZ ALGERIEN, POSTE DE DETENTE ZRIBA.
- FERIANA** : TV SOUSSE, CC SOUSSE, INDUSTRIES, TIERS.
- KASSERINE** : AKOLDA, SOUSSE, JEMMAL MENZEL HAYET.
- AIN TURKIA** : TAG SFAX INDUSTRIELS, AGAREB.
- BEN SAHLOUN** : POSTE GAZ NAKTA, GAZ MISKAR (USINE BRITISH GAS HANNAIA), SKHIRA.
- GAZ NORD** : TV GHANNOUCH, TAG GHANNOUCH, TAG BOUC, ZONE INDUSTRIELLE.
- USINE GPL** : GAZOLINE, BUTANE, PROPANE.
- BRIQUETTERIE EL HAMMA** : GAZ CHARGE 13", 3000m, 6".
- GAZ FRANGS, BAGUEL, TARFA** : STATION DE COMPRESSION D'EL BORMAMA.
- GAZ STEP** : FUEL GAZ STEP.
- GAZ SONATRACH** : GAZ ZONE NORD.
- GAZ OULED ZAH** : GAZ ZONE NORD.

4- Capacité du gazoduc du sud

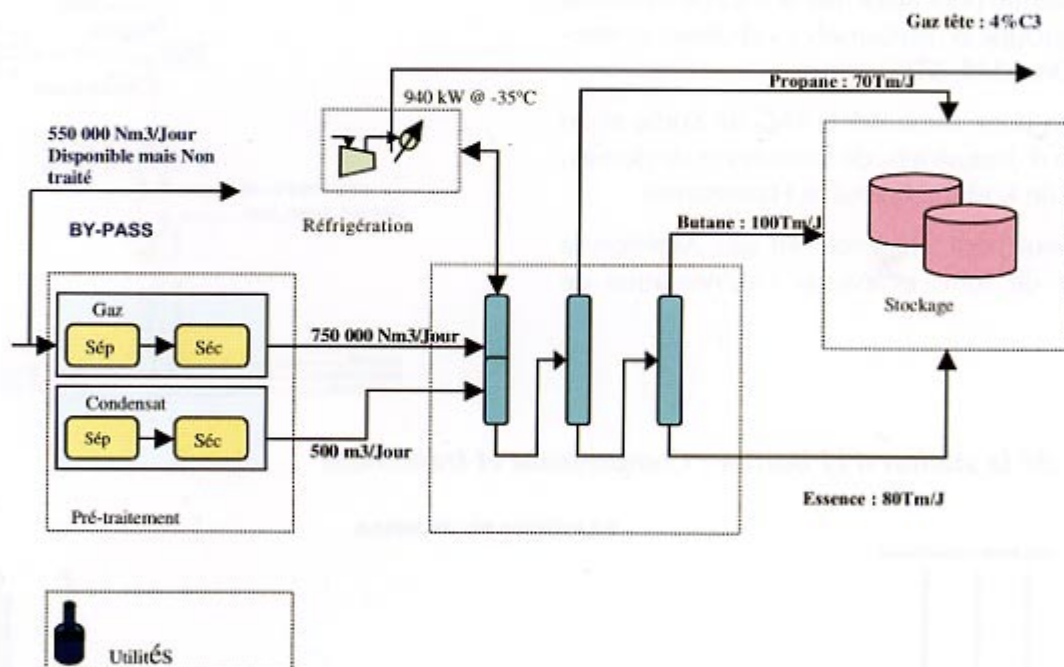
Le gazoduc du sud qui relie la station d'ElBorma et l'usine GPL de longueur 300 km et de diamètre 10 pouces a été construit en 1972 pour fonctionner à une pression de 60 bar et avec un débit de 800 000 Nm³/jour. En 1976 cette pression est passée à 76 bar suite à l'augmentation de la capacité de transport entraînée par l'installation des stations de recompression PK0 ElBorma et PK 112 Kammour.

Compte tenu du fait que le gazoduc a fonctionné à 60 bar depuis 1990 il a été jugé utile de limiter la pression de service du gazoduc à 70 bar et ce jusqu'au résultat de l'expertise sur son état prévue en 2002 (travaux en cours). Ainsi la capacité actuelle de transport est de 1 300 000 Nm³/jour pourrait être portée à 1 600 000 Nm³/jour.

5/ Capacité de l'usine GPL .

L'usine GPL (Gaz de pétrole liquéfiés) est située dans la zone industrielle de Ghannouch, sa mise en marche a eu lieu en 1987.

Elle reçoit le gaz et le condensat provenant des gisements du sud afin de produire du Propane, Butane et Gazoline qui sont envoyés au stockage et du gaz commercial pour alimenter la plate forme de Gabès. Elle est composée d'une unité de fractionnement et d'un parc de stockage. Le schéma de l'usine est présenté ci après :



La capacité nominale de traitement de l'usine GPL est de 900 m³/jour de condensat et 650 000 Nm³/jour de gaz. L'usine a une flexibilité de traitement allant de 20 à 120% de sa capacité nominale. Actuellement le traitement concerne 500 m³/jour de condensat et 750 000 Nm³/jour de gaz ce qui représente 120% de la capacité nominale de traitement du gaz (voir tableau suivant). L'excédent qui est estimé à 550 000 Nm³/jour est by-passé sans traitement pour alimenter la plate forme de Gabès.

CAPACITÉ DE L'USINE	NOMINALE	ACTUELLE
Gaz (Nm ³ /jour)	650 000	750 000
Condensat (m ³ /jour)	900	500
PRODUCTION		
Gaz Commercial (Nm ³ /jour)	650 000	750 000
Propane (Tm/jour)	240	70
Butane (Tm/jour)	170	100
Gazoline (Tm/jour)	100	80

Une audit énergétique de l'usine GPL a recommandé sa mise a niveau et a estimé le manque à gagner dû :

- à la perte du propane non récupéré dans le dééthaniseur entraînée par le changement de la qualité du gaz à l'entrée de l'usine.
- Et au by-passage d'une certaine quantité de gaz.

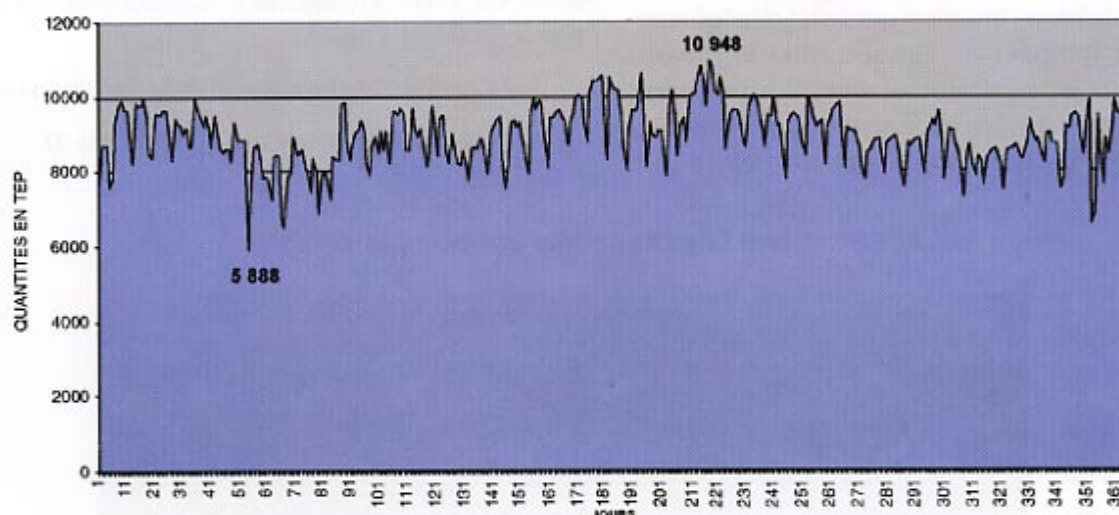
Un projet pour la réalisation d'un nouveau train pour permettre le traitement de 1 400 000 Nm³/jour de gaz et 530m³/jour de condensat est en cours d'étude.

III- BILAN NATIONAL GAZ

1/ Bilan Engagement / Consommation Gaz 2003 :

Sur la base des prévisions de consommation gaz des moyens de production électrique, des industriels, hôteliers et distribution publique pour l'année 2003 et de l'allure de la réalisation des quatre années précédentes la courbe de charge gaz correspondante se présente comme suit :

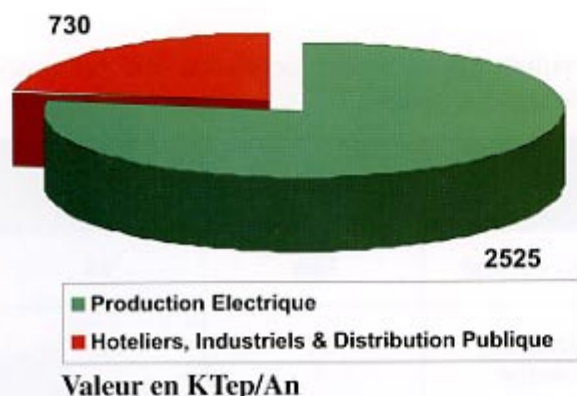
CONSOMMATION JOURNALIERE DU GAZ



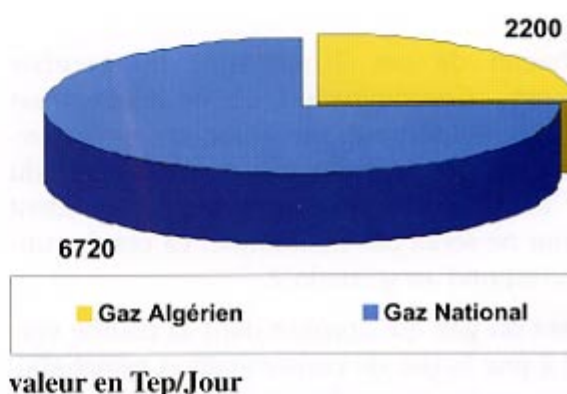
Il en ressort que le rapport entre la consommation minimale (5 888 Tep) et maximale (10 948 Tep) serait de 86 %. La consommation totale pour l'année 2003 serait de 3 255 Ktep et se répartirait comme suit : 2 525 Ktep pour les moyens de production électrique

et 730 Ktep pour les industriels, hôteliers et distribution publique (voir graphe 1). La consommation moyenne journalière serait de 8 920 Tep et se répartirait comme suit : 2200 Tep de gaz Algérien et 6720 Tep de gaz National (voir graphe 2).

Graphe 1



Graphe 2



Les engagements contractuels journaliers de prélèvements gaz sont présentés dans le tableau suivant :

SOURCES	QUANTITÉS EN 10 ³ NM ³ /JOUR								ENGAGEMENT EN TEP/JOUR
	Gaz Algérien	Miskar	Oued Zar	Sitep & Sonatrach	Franig	Add Franig	Sabria	Engagement	
SEUIL CONTRAT	1 050	5 500	500	100	493	150*	70*	7 863	7 627
MINI. CONTRAT (**)	1 000	5 225	500	100	400	120	55	7 400	7 178

(*) Contrat et avenants en cours de signature

(**) représente le seuil minimal de prélèvement gaz qui ne pénalise pas la STEG

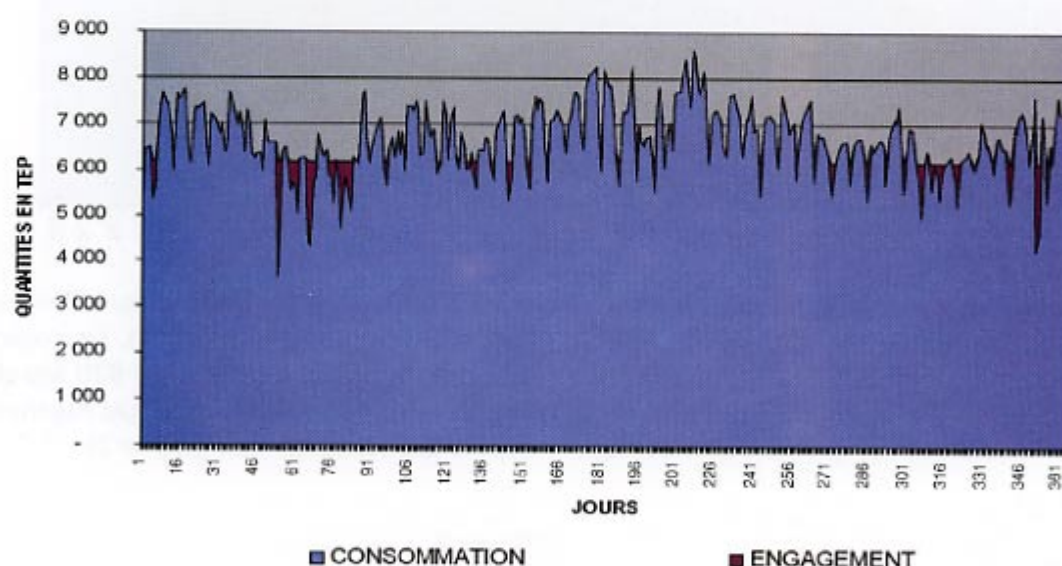
Une analyse fine de nos obligations minimales journalières et de la Consommation de gaz National qui tient compte de l'alimentation de l'IPP par uniquement du gaz Algérien (situation actuelle) dégage que pour certaines journées de l'année 2003 le niveau de l'engagement est supérieur au niveau de consommation correspondant. Un excédent du gaz National serait enregistré ce qui entraînerait un déficit qui

serait supporté par la STEG.

Deux scénarios ont été envisagés pour la détermination du bilan Engagement /Consommation pour l'année 2003, il s'agit :

- ☐ Conditions contractuelles actuelles (Scénario 1)
- ☐ minimum contractuels (Scénario 2)

ENGAGEMENT MINI CONTRACTUEL/ CONSOMMATION 2003



Pour chacun de ces 2 scénarios les courbes Engagement – Consommation, qui ne tiennent pas compte des consommateurs alimentés exclusivement par du gaz Algérien (du à la structure du réseau), ont été établies pour déterminer l'excédent du gaz qui ne serait pas consommé. La courbe suivante correspond au scénario 2.

L'excédent du gaz qui apparaît dans la courbe correspond à une baisse de consommation essentiellement les samedis, dimanches et jours fériés.

Les résultats des différents scénarios sont présentés dans le tableau suivant :

SCÉNARIOS	NBRE JOURS	EXCÉDENT EN KTEP
Seuil contrat	166	94
Minimum contrat	81	42

Au vu de ces résultats le scénario 2 permet de minimiser l'excédent de gaz national qui pourrait ne pas être consommé ; il se présente ainsi comme le plus avantageux. Cette contrainte sera levée avec la réalisation du maillage entre les gazoducs Zriba-Tunis et Nabeul-Tunis qui permettra la consommation du gaz national par l'IPP.

Ce projet de maillage consiste en la réalisation d'une conduite de longueur 9km et de diamètre 20 pouces qui permettra de véhiculer un débit horaire de 110 000 Nm³ à une pression maximale de 76 bar.

Avant la mise en service de ce projet prévue en Mai 2003, certaines mesures ont été prises pour éviter au maximum un déficit de ce genre . Il s'agit essentiellement :

- de stocker du gaz naturel dans le réseau de transport gaz durant les fins de semaines et les jours fériés en agissant sur les niveaux de pression du gaz aux points de prélèvements. En effet une baisse de 1 bar dans le réseau de transport HP permet un stockage supplémentaire de 100 000 Nm³.

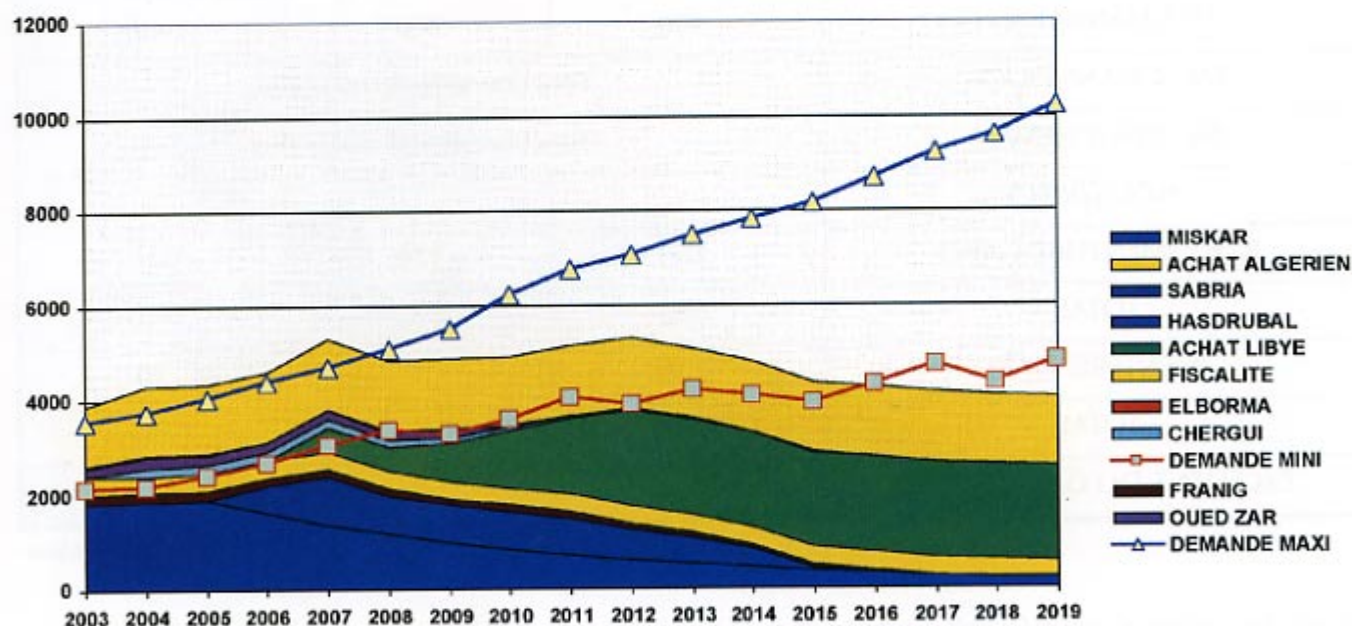
- d'étudier la possibilité de vendre l'électricité aux pays voisins les Samedis et Dimanches pour maintenir un niveau satisfaisant de la consommation du Gaz National ou de réduire la production de l'électricité à partir de l'IPP.

2- Bilan de Disponibilité / Demande à long terme

En tenant compte de l'approvisionnement par du gaz Libyen et Algérien et des disponibilités en gaz des gisements nationaux, le Bilan Demande / Disponibilités d'ici 2019 se présente comme suite :

Il en ressort que d'une manière générale :

- Jusqu'à 2008 la demande totale sera satisfaite et l'excédent de la fiscalité sera vendu
- De 2007 à 2016 la demande hors partie substituable sera satisfaite
- A partir de 2016 des nouvelles sources seront à prévoir



IV/ BILAN RÉGIONAL PRÉLÈVEMENT / CONSOMMATION GAZ DU SUD 2003-2005

La structure actuelle du réseau de transport ne permet pas l'acheminement du gaz du sud au delà de la plate forme de Gabès, pour cela le bilan régional

Prélèvement / Consommation a été analysé en tenant compte des conditions optimales de fonctionnement du parc de production électrique.

Sur la base des quantités contractuelles et des engagements futurs de prélèvement du gaz du sud, les prévisions Production et Consommation de 2003 à 2005 se résument comme suit :

1- Prélèvement :

ANNEE	2003	2004	2005
Gaz Expédié ELBORMA	640	520	500
FRANIG BAGUEL& TARFA	500	500	500
Sous Total	1140	1020	1000
QUANTITE ADDITIONNELLE	150	150	150
FRANIG BAGUEL& TARFA			
SABRIA	70	70	70
Total	1360	1240	1220

Qté en 10³ Nm³/jour

2- Consommation :

Compte tenu de l'impossibilité du stockage du gaz dans le gazoduc 10 pouces El Borma – Gabès , les

quantités considérées présentées dans le tableau suivant ne correspondent qu'aux consommations des clients en fonctionnement continu.

ANNEE	2003	2004	2005
TV GHANNOUCH	400	400	400
TAG GHANNOUCH	Fonctionnement discontinu		
TAG BOUCHEMMA	Fonctionnement discontinu		
INDUSTRIELS			
Sans CIMENTERIE GABES	160	170	170
TOTAL	560	570	570
CIMENTERIE GABES	200	20	20
TOTAL	760	590	590
EXCEDENT DU GAZ DU SUD	600	650	630

Qté en 10³ Nm³/jour

Au vu des tableaux sus présentés, le bilan régional Prélèvement/Consommation du sud jusqu'à 2005 présenterait un excédent de gaz du Sud estimé à 700KTEP soit 30 10³ Nm³/h. qui à défaut de son acheminement vers le nord sera consommé par la TG3 de Bouchemma.

En effet et afin d'optimiser l'utilisation du gaz du sud, de permettre une production plus importante

du gaz à partir des gisements du sud et d'assurer une meilleure flexibilité et souplesse d'exploitation du réseau de transport gaz, il a été décidé, pour l'acheminement du gaz du sud vers le nord durant la période 2003-2005, d'acquérir 3 Moto-compresseurs électriques de Capacité 15 10³ Nm³/h chacune à installer à Gabès dont leur mise en service est prévue en Mai 2003.

V/ CONCLUSION

Pour le proche avenir l'augmentation attendue de la production du gaz National due à la hausse et à l'entrée en production de certains gisements tels que Tarfa, Sabria, Chergui nécessite l'aménagement du réseau du transport gaz. L'installation d'unités de compression à Gabès, le maillage entre le gazoduc Zriba - El Mourouj le gazoduc Nabeul - Tunis et l'étude pour le renforcement de la capacité de traitement de l'usine GPL rentrent dans ce cadre. Ces projets permettront également de valoriser l'utilisation de gaz, d'éviter tout déficit et de récupérer les produits GPL perdus.

En plus, dans le but d'améliorer la qualité de service et d'optimiser l'utilisation du gaz naturel la décision

a été prise pour la réalisation d'un dispatching gaz qui sera implanté à El Omrane et de 8 centres régionaux prévus à Tunis, Zriba, Nabeul, Sousse, Sfax, Kasserine, Gabès et El Borma.

Le gaz naturel va occuper dans l'avenir une place de plus en plus importante dans la satisfaction des besoins nationaux en énergie. Les disponibilités en gaz existent et ont tendance à s'accroître mais leur situation géographique ne coïncide pas avec les zones consommatrices. Ceci implique le développement et le renforcement des réseaux de transport et de distribution afin d'assurer une plus grande pénétration du gaz naturel et de faire face au besoin du nombre de clients qui ne cesse d'augmenter.

39^{ème} SESSION GENERALE DU CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES «Cigré», Tenue du 25 AU 31 AOÛT 2002 À PARIS : FAITS MARQUANTS ...

RAOUF ZNAIDI
Membre «Cigré»
DPTE.



1- INTRODUCTION

Le conseil international des grands réseaux électriques «Cigré» a tenu, du 25 au 31 août 2002, sa 39^{ème} session générale bi-annuelle dans l'enceinte du somptueux Palais des Congres à Paris.

300 rapports au total, repartis sur 15 comités d'études, ont été présentés et discutés lors de ces 5 journées. Toutes les présentations des orateurs et les communications des experts retenues ont porté sur des sujets préférentiels, préalablement sélectionnés par les 15 comités d'études.

Plus de 100 exposants de produits et de matériels électriques ont complété le panorama technique de cette session générale qui a tenu toutes ses promesses et dont voici les faits marquants :

2- FAITS MARQUANTS

De l'expérience en service et surtout du retour d'information, des contraintes d'exploitation et les solutions préconisées, des méthodes de diagnostic hors ou en service, de la fiabilité et des risques des systèmes des câbles souterrains HT, de la foudre et de ses impacts sur à la fois le matériel et la qualité de service en passant soit par la coordination de l'isolement dans les réseaux de transport modernes

incluant les systèmes de protections... ou alors par les coûts de défaillance des lignes aériennes...tels sont quelques thèmes des sujets préférentiels les plus marquants de cette nouvelle session générale du «Cigré» 2002...qui encore une fois a été une bonne réussite.

2.1- La foudre et le risque de défaillance des équipements du réseau électrique...

La connaissance de la foudre, de ses impacts directs et indirects sur le réseau électrique, les moyens utilisés à ce jour et les nouvelles méthodes proposées pour mieux cerner ce phénomène aléatoire et transitoire sont les mots clés de plusieurs communications sur ce thème de grande actualité.

Une nouvelle approche combinée basée sur une méthode statistique (nombre, intensité, et lieu d'impact de coups de foudre) et une évaluation numérique par un logiciel des surtensions provoquées par ces coups de foudre a été présentée par une équipe mixte d'experts canadiens (HQ) et français (EDF et France telecom).

Ce nouvel outil informatique permet de réaliser en un temps réduit des simulations numériques et d'en déduire le risque de défaillance des équipements. Elle conduit en outre au choix de la tension de tenue aux chocs de foudre des isolaments des équipements...

Rappelons que l'étude des surtensions a front rapide d'une part et les simulations numériques des phénomènes électriques transitoires telle que la foudre d'autre part, sont à la fois aléatoires, difficiles et nécessitent un temps de calcul important.

D'autres communications non moins importantes sur le même thème mais orientées vers des systèmes de localisation de la foudre et le grand intérêt pour l'établissement de la carte de la foudre... ont été présentées par des experts autrichiens (ALDIS), brésiliens (CEMIG), irlandais (ESB) japonais (TEPC), et Italiens (CESI)...Notons que ces derniers ont recensé sur le territoire italien 3 à 6 flashs de foudre / an / Km² et qu'ils conseillent vivement la généralisation des parafoudres sur les réseaux de transport en milieu foudroyés.

2.2 Les isolateurs composites : encore une fois présentés comme une option de plus en plus avancée pour résoudre les problèmes de la pollution des isolateurs conventionnels...verre et porcelaine

A L'instar de ce qui a été présenté lors du dernier congrès du «Cigré», tenu en sept 2001 à Cairns en Australie, les isolateurs composites (avec un bon polymère) peuvent apporter des solutions appropriées pour résoudre les problèmes de pollution rencontrés sur les isolateurs conventionnels verre et porcelaine...Une étude allemande confirme cette option tout en l'accréditant d'un avantage substantiel, celui de la distribution du champ électrique à leurs surfaces...très réduit et non linéaire comparé à celle rencontrée sur les surfaces des isolateurs conventionnels du type capot et tige (plus important et fortement linéaire, dû à la présence des parties métalliques de fixation).

Notons cependant l'originalité d'une communication chinoise qui avance une nouvelle approche pour évaluer le degré de sévérité de la pollution : en lieu et place de la méthode japonaise classique l'ESDD (equivalent salt deposit density) l'expert chinois préconise la mesure de la conductivité partielle de surface. Cette procédure, simple et pratique sur le terrain selon le conférencier, permet d'évaluer

aussi la distribution de la pollution ainsi que l'uniformité et l'épaisseur de sa couche...

2.3 Interruptions de service : Analyse des cas d'URGENCE en Inde, Au Japon et aux USA...

Le retour d'expérience de la plus importante compagnie de transport d'électricité en Inde montre que le diagnostic systématique, le suivi et la maintenance des lignes de transport est un impératif pour la bonne continuité de service et permet de limiter les gros dégâts en cas d'interruption de service forcée (intempéries, foudre, pollution, vieillissement de matériel etc..) ; dans le même ordre d'idée, la compagnie de transport d'électricité de Los Angeles préconise le maintien d'une équipe d'urgence interne 24/24 pour les cas d'urgence et pour le rétablissement urgent du courant en lieu et place de la politique de sous traitance...

Les Japonais apportent une nouvelle méthode de diagnostic de la galvanisation des pylônes en acier HT : VTR Technique d'Analyse d'Images ...cette méthode est jugée plus fiable que la mesure de l'épaisseur utilisée à ce jour... d'après les experts japonais...

2.4 «Guidelines for the selection and dimensioning of insulators for outdoor application» : titre du nouveau document technique du groupe 33 13 du «Cigré» .

Le Task force 33 13 01 relevant du comité 33 du «Cigré» a finalisé, en marge de la 39ème session, la rédaction du 2ème document technique intitulé : «Guide pour le choix et le dimensionnement des isolateurs pour l'extérieur».

Ce document attendu par tous les opérateurs exerçant dans le domaine du transport et de la distribution de l'électricité vient compléter les connaissances acquises à ce jour sur ce sujet de grande actualité mais aussi et surtout arrive au bon moment pour corriger des lacunes de certaines normes et publications internationales (en cours de révision heureusement..) sur le choix des isolateurs sous pollution...

ECHOS TECHNO-SCIENTIFIQUES

ABDERRAOUF BEN MANSOUR

Chef de département principal
Planification de la Production de l'Electricité



DES CYCLES-COMBINES TOUJOURS PLUS PERFORMANTS

Il ne se passe pas quelques mois sans que de nouveaux records de performances pour les TG (et donc les CC) ne soient annoncés. Des puissances en bout d'arbre plus impressionnantes pour des rendements nets inimaginables il y a quelques années, voilà ce qui promet des jours meilleurs pour les CC mais aussi les TG, supposés, il y a peu, comme une technologie ayant atteint la limite de ses capacités.

Ayant exploité l'élévation des températures à l'entrée des turbines, voilà que les constructeurs poussent de plus en plus sur la tenue des matériaux et sur les taux de compression (supérieur à 20-21 contre 12 pour nos TG100 par exemple) pour proposer des machines plus performantes les unes que les autres.

Bien que le modèle «H» des turbines GE culmine le palmarès des puissances et des rendements, sa complexité notamment pour le refroidissement des ailettes par la vapeur l'a rendu relativement moins attrayant.

Toutefois, de nouvelles TG moins complexes et refroidies à l'air atteignent 334 MW en cycle simple (CS) avec un rendement de 39,5%. Elles permettent de développer des CC de configuration (1+1) d'une

puissance nette de 489 MW pour un rendement de 58,7% (1466 kcal/kWh) et de 981,9 MW avec un rendement de 58,9% (1463 kcal/kWh) pour la configuration plus classique (2+1).

Pour ceux que ces grandes puissances n'intéressent pas, les gammes de puissances moyennes atteignent quand même des rendements attrayants : jusqu'à 57% pour les CC(1+1) de 250-300MW et presque 55% pour les CC(2+1) de palier 500 MW. Le gain de 10 kcal/kWh (1TEP/GWh) engendre pour la STEG sur la durée de vie d'un CC de 500 MW plus 700 000 DT constants sur la base du prix actuel de la TEP de GN.

Les combustibles gazeux sont pratiquement les seuls prouvés mais voici que les essais se multiplient pour les diversifier. Les IGCC (Integrated gasification combined cycle) se développent et déjà des compagnies américaines se préparent pour construire ces IGCC (une étude en cours porte sur 1 IGCC de 800 MW) avec comme combustible primaire du charbon ou des résidus de pétrole ; la disponibilité calculée serait de 92%.

N'est-ce pas que les engagements à long terme sur les performances d'aujourd'hui seraient demain des contraintes très lourdement ressenties ?

(Performances tirées de Gas Turbine world/july-august 2002)

LES PRIX DE L'ELECTRICITE APRES LA LIBERALISATION

Après avoir étudié la période de l'hiver 2001-2002, l'Observatoire Européen de la Libéralisation de l'Energie a conclu que la libéralisation du marché de l'électricité ne mène pas toujours à la baisse des prix. L'équilibre offre-demande, les coûts de production, l'efficacité de la concurrence, etc. sont autant de facteurs qui influencent l'évolution des prix. Ainsi, la France, la Belgique et le Portugal ont pu réduire leurs prix malgré le manque d'ouverture de leur système et le Royaume-Uni, le Danemark et la Norvège ont vu ces prix augmenter malgré leur degré d'ouverture supérieur à la moyenne.

Une autre étude, menée par l'Observatoire International des Coûts Energétiques, mentionne quant à elle, la poursuite de la tendance à la hausse du prix de l'électricité pour des entreprises dans 14 pays industrialisés : de 0,2% aux Etats-Unis à 16,5% en Allemagne « ... la libéralisation des marchés peut se traduire par des hausses de prix alors qu'elle avait semblé dans un premier temps avoir des effets positifs... ».

L'exemple de la Grande Bretagne est plus marquant : malgré la hausse des prix de l'électricité, les entreprises privées perdent énormément d'argent (2 millions de livres par jour pour BE) d'où un projet de loi de sauvetage de British Energy par l'état lui permettant de « ...procéder à la nationalisation du premier électricien du Royaume-Uni ».

(Revue de l'énergie n°538 / NUS Consulting et Enerpress du 13/01/03)

LA CONVOITISE DES HYDROCARBURES

La répartition des réserves, de la production et de la consommation du gaz et du pétrole entre les régions du monde expliquent l'engouement et la convoitise pour cette « denrée ».

Pour des réserves totales prouvées de 143 Gt et 142 Gtep et une production mondiale de 3,5 Gt et 2,2 Gtep respectivement pour le pétrole en 1998 et le gaz en 1999, la répartition mondiale se présente comme suit :

		Réserves	Production	Consommation
Amérique du Nord	Pétrole	3 %	13 %	30 %
	Gaz	4 %	29 %	29 %
Amérique latine	Pétrole	13 %	15 %	6 %
	Gaz	5 %	5 %	5 %
Europe de l'ouest	Pétrole	2 %	9 %	22 %
	Gaz	4,5 %	11 %	19 %
Ex-URSS	Pétrole	6 %	11 %	5 %
	Gaz	36,5 %	31 %	27 %
Afrique	Pétrole	7 %	11 %	3 %
	Gaz	7 %	5 %	2 %
Moyen Orient	Pétrole	65 %	29 %	6 %
	Gaz	34 %	8 %	7 %
Asie Océanie	Pétrole	4 %	11 %	26 %
	Gaz	9 %	11 %	11 %

Le contraste (ou la complémentarité) est très explicite entre l'Amérique du Nord (le plus grand consommateur) et le Moyen Orient (parmi les plus faibles consommateurs) qui dispose de réserves très importantes d'autant plus que le coût total de production d'un baril (en US\$ pour l'exploration, le développement et les OPEX) est de 3-10 pour l'Amérique du Nord, 7-10 pour l'Europe (mer du nord), 5-10 pour l'Ex-Urss et ... seulement <1-5 pour le Moyen Orient.

(Présentation de Me Fr German/Séminaire MEDA 16-20/12/02 Tunis)

LES SANS-ELECTRICITE

Une récente étude réalisée par l'Agence Internationale pour l'Energie (AIE) relative à l'énergie dans le monde jusqu'à 2030 confirme qu'aujourd'hui 1,6 milliards d'individus dans le monde n'ont pas accès à l'électricité ; l'Inde et l'Afrique Sub-Saharienne sont les plus touchées par le manque d'électricité. Malgré l'accroissement de la prospérité dans le monde, il restera sur la planète 1,4 milliard de personne sans électricité en 2030. Cette population a surtout recours à la biomasse (bois et déchets organiques) pour la cuisine et le chauffage. Selon la même agence, les pays pauvres auraient besoin de 2100 milliards de dollars d'investissement pour développer de nouvelles centrales.

Parallèlement, et en dehors des énormes dépenses militaires, le cinquième de la population mondiale

vivant dans les pays de l'OCDE détient 86% de la production industrielle brute mondiale, 82% des marchés d'exportation mondiaux, 68% des investissements étrangers directs et 91% des usagers d'Internet, et contrôle 71% du commerce mondial ; asymétrie frappante qui est à l'origine d'un défi assez lourd devant la mondialisation économique.

Pour réduire les écarts, il est prévu le triplement de la demande mondiale d'énergie dans les 20 prochaines années alors que le recours aux principales sources de production d'énergie doit diminuer de 12% d'ici 2010 (Protocole de Kyoto). Quelles autres sources développer ? quelles technologies promouvoir ? L'objectif de réduction des niveaux de CO2 résistera-t-il face à «...la crise énergétique qui se manifestera dans les décennies à venir ».

(Europe énergie n° 615 du 17/12/2002 – Bulletin AIEA, 44/1/2002 – <http://www.worldenergy.org>.)

CONSEILS AUX UTILISATEURS INFORMATIQUES : MESURES PREVENTIVES DE SÉCURITÉ

- 1- Ne jamais ouvrir une pièce jointe à un mail dont vous ignorez l'origine.
 - 2- Votre mot de passe est strictement personnel. Il doit avoir huit caractères au moins (Ex : 2B5 ≠ N3 \$a), et doit être modifié périodiquement (une fois / trimestre).
 - 3- L'anti-virus VirusScan doit être installé sur votre poste de travail. Il doit être mis à jour périodiquement (au moins une fois / semaine) et automatiquement. (S'adresser à votre correspondant Sécurité Informatique en cas de besoin).
 - 4- Le meilleur moyen de récupérer des fichiers perdus (disque bousillé) est de les sauvegarder N'hésitez pas à sauvegarder vos données critiques.
 - 5- Votre serveur de données doit être placé dans un local sécurisé et fermé à clé.
 - 6- Les sauvegardes des données de votre serveur doivent être conservées dans un endroit sûr, éloigné du serveur.
 - 7- Toute activité suspecte menaçant la sécurité du réseau (LAN & WAN) doit être signalée à l'Equipe du
Projet Sécurité Informatique (Adresse Lotus :DI Maintenance réseau et Internet).
 - 8- Toutes les informations téléchargées depuis des services externes (Internet, partenaires), doivent immédiatement être analysées par le logiciel d'anti-virus (VirusScan).
 - 9- L'accès réseau aux fichiers partagés de votre micro doit être préalablement contrôlé par des mots de passe.
 - 10- Ne jamais partager tout votre disque dur mais uniquement le ou les répertoire(s) voulu(s).
 - 11- L'accès au réseau par carte Fax-Modem (ou Modem) constitue une faille importante de sécurité. Cet accès est formellement interdit.
 - 12- Tous les sondages confirment que plus de 70 % des attaques sur le réseau informatique proviennent des utilisateurs internes de l'Entreprise.
- Agissons ensemble pour renverser la vapeur moyennant une vigilance meilleure.

LES 6 ET 7 MAI 2003 : RÉUNION DES CHEFS DE DISTRICTS

LA RENCONTRE DE L'ANNÉE

Le rendez-vous annuel des chefs de Districts a eu lieu les 6 et 7 Mai 2003. Un Hôtel de la place a abrité cette année les travaux de la rencontre sous la présidence de M. Othman BEN ARFA, Président Directeur Général de la STEG en présence de M. Rabah JERAD, Directeur Général Adjoint, de tout le Comité de Direction, des Chefs de Régions et des Chefs de Districts.

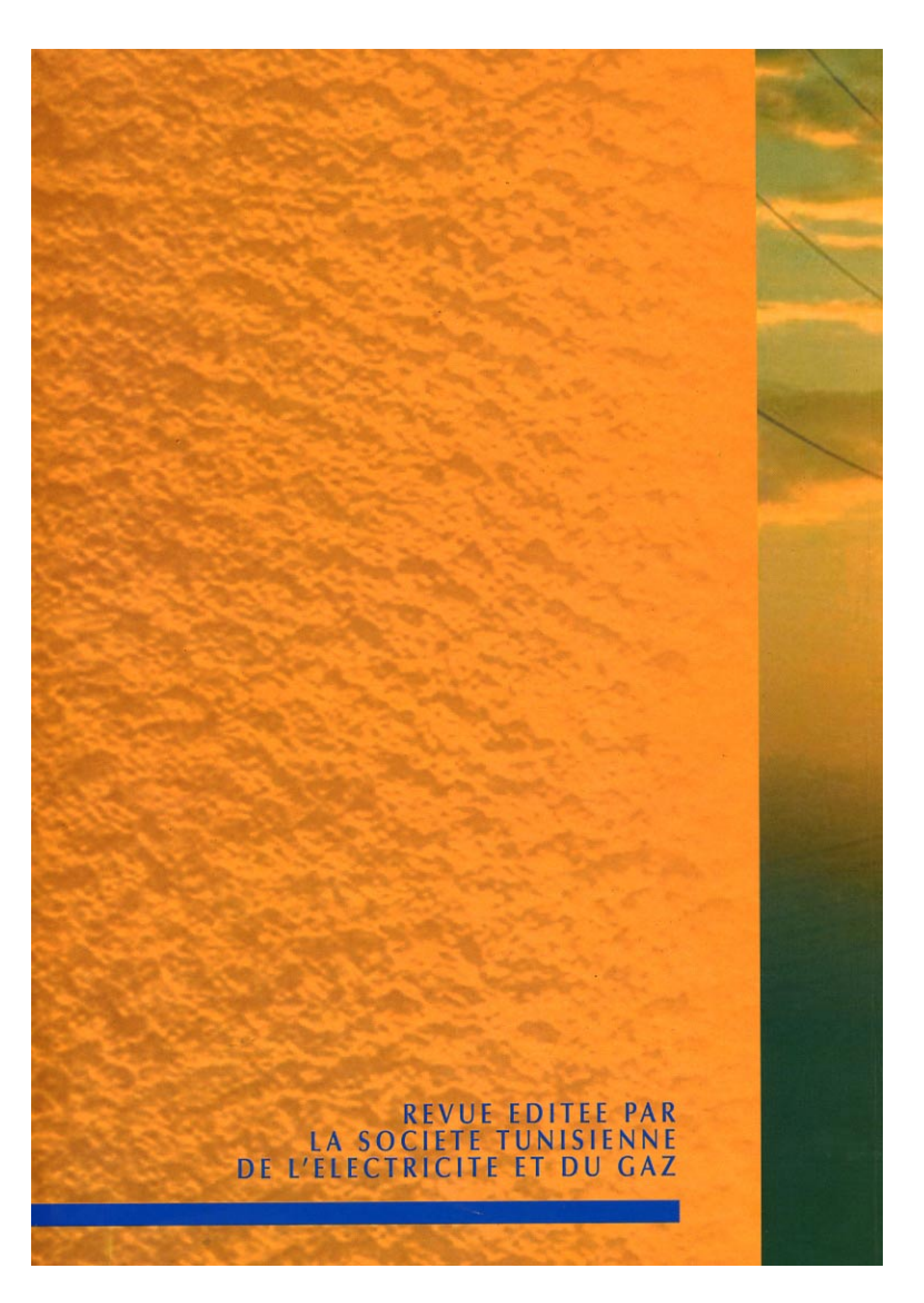
Un tour d'horizon a été fait sur les réalisations, les contraintes et les solutions liées à l'exercice des activités des districts. Des exposés riches et fructueux, des débats francs et enthousiastes ont permis aux participants de faire le tour de questions de haute importance pour l'Entreprise.

De son côté M. le Président Directeur Général a mis l'accent sur la situation actuelle et à venir de la STEG en focalisant sur les problèmes financiers, d'image de marque et d'organisation. Les messages forts ont été les suivants :

- ✓ Accorder la priorité à la continuité de la fourniture de l'électricité et du gaz à la clientèle en minimisant les coupures de courant et en accélérant le rétablissement en cas de panne.
- ✓ Assainir la situation financière : l'appel est lancé à la contribution de tous, et aux districts de manière particulière, par la maîtrise des dépenses, une meilleure gestion des stocks, le recouvrement des impayés, etc.
- ✓ Améliorer la qualité de service et l'image de marque de la STEG



6-7 Mai : Réunion des chefs de distincts



REVUE EDITEE PAR
LA SOCIETE TUNISIENNE
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ
