

12



Nouvelle Identité Visuelle

Nouvelle Vision

EDITION JUILLET 2004



Cérémonie de dévoilement du logo le 14 novembre 2003 en présence de M. le Ministre de l'Industrie et de l'Energie, M. le Maire de Tunis, le S.G du Comité de Coordination du RCD et un grand nombre de Représentants des Ministères, des Entreprises Nationales, des Médias et du Personnel de la Steg



SOCIETE TUNISIENNE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

38, Rue Kamel Atatürk - Tunis

Tél.: (216) 71 341 311 / Fax: (216) 71 349 981 / Téléc: 13060

DIRECTEUR

Othman BEN ARFA

REDACTEUR EN CHEF

Moncef AMMOUS

(216) 71 341 415

E-mail : mammous@steg.com.tn

COMITE DE DIRECTION

Comité de direction de la STEG

COMITE DE REDACTION

Ahlem INOUBLI

Mahmoud AÏSSA

Chedli JEDDI

Hachemi ESSEBAA

Abderraouf BEN MANSOUR

Ahmed OUNALLI

Mouldi GRAÏRI

VISA : N° 2245

DEPOT LEGAL : N° 2245

Réalisation & Impression

Caractère

23 , Rue Lt.Bejaoui - El menzah V

Tél. : (216) 71 75 57 75 - Fax : (216) 71 75 59 21

Email: caractere@planet.tn

A NOS LECTEURS

Le présent numéro marque le dixième anniversaire de la Revue de l'électricité et du gaz. Depuis sa création en 1994, notre revue s'est donnée une ligne rédactionnelle claire : entretenir un niveau élevé de savoir-faire du personnel de la STEG et diffuser des connaissances utiles pour le développement du secteur électrique et gazier. Partant de là, l'option de la diversification s'imposait d'elle même : diversification des thèmes et des auteurs.

Les lecteurs de la revue ont trouvé, au fil des numéros, des articles à caractère technique, tout comme des articles relatifs à la gestion, aux activités financières, à l'informatique ou aux télécommunications. Les équipes de rédaction qui se sont succédées à la tête de la revue ont certes privilégié les articles de fond, comme l'explication de phénomènes électriques ou gaziers, ou l'analyse d'un nouveau procédé performant. Mais une place de choix était laissée aux articles d'information : compte rendus de séminaires, présentation des nouvelles scientifiques et techniques.

Pour ce qui est des auteurs, le personnel de la STEG reste majoritaire mais nos colonnes sont restées, et demeurent, ouvertes aux spécialistes de l'énergie et aux universitaires, tunisiens et non tunisiens. Par ailleurs d'anciens présidents directeurs généraux de la STEG ont honoré la revue par leurs articles.

La diversification a joué aussi au niveau de la conception des numéros. Parfois, un dossier dominant marquait à lui seul la majeure partie, sinon la totalité d'un numéro, comme ce fut le cas pour la première centrale à cycle combiné ou le projet Qualité. Des numéros spéciaux ont été également édités, comme à l'occasion du quarantième anniversaire de la STEG ou de la participation au Congrès Mondial de l'Energie.

SOMMAIRE

N°12-REVUE SEMESTRIELLE JUILLET 2004

SYNTHESE DES EXPERIENCES
AFRICAINES EN MATIERE
DE REFORMES DANS
LE SECTEUR ELECTRIQUE

8

LA MAINTENANCE : FONCTION
AU COEUR DES STRATEGIES
ACTUELLES & FUTURES

12

EDITORIAL

Nouvelle Identité Visuelle

NOUVELLE ÉTAPE, NOUVELLE VISION,
NOUVEAUX DÉFIS

5

17

APPROCHE POUR LA VERIFICATION
DE LA CONFORMITE D'UN PRODUIT

Le volume des numéros, en nombre d'articles, a varié selon les circonstances. Tournant autour d'une dizaine d'articles par numéro, ce volume a augmenté avec les numéros à dossier dominant ou les numéros spéciaux. Il en est de même pour le nombre d'exemplaires édités afin de répondre à la demande toujours croissante de nouveaux lecteurs, ce nombre est passé successivement de 2500 à 3000, pour arriver à 3500 exemplaires avec le dernier numéro.

La revue est distribuée à 3000 lecteurs réguliers qui sont en majorité des cadres de la STEG; mais un fort pourcentage existe dans les organismes universitaires et les ministères. Les numéros restants sont destinés à la diffusion lors des différentes manifestations organisées par, ou avec, la STEG.

Dès les premiers numéros, nous avons senti le besoin de rester à l'écoute de nos lecteurs. Cette orientation nous a conduits à réaliser des sondages, pour mieux répondre à leurs attentes. D'ailleurs, c'est pour répondre au besoin de certains d'entre eux, qui voulaient accéder aux tous premiers numéros de la revue, que l'équipe de rédaction a entrepris la réalisation d'un site REG au niveau de l'Intranet STEG. Ce site mérite d'être développé davantage, en vue d'un accès plus facile. Dans l'avenir, nous continuerons à solliciter l'avis de nos lecteurs en utilisant également des groupes de discussions.

L'équipe de rédaction s'engage à faire de la qualité du contenu de la revue un objectif constant et lance par ailleurs, un appel à tous lecteurs pour qu'ils soient de plus en plus nombreux à enrichir le contenu de la revue par leur apport en articles.

La Rédaction

23



CONTROLE DES GAZODUCS
DE TRANSPORT GAZ PAR RACLEURS
INSTRUMENTES (INTELLIGENTS)

43

ECHOS TECHNO SCIENTIFIQUE

39

MODE DE PILOTAGE
ET REACTIVITE

LES TRAVAUX SOUS TENSION

30



37

التقييم نصف المرحلي للمخطط العاشر
للتنمية في قطاع الكهرباء
وتوزيع الغاز 2002 - 2006

3

REC



EDITORIAL

Nouvelle Identité Visuelle

NOUVELLE ETAPE, NOUVELLE VISION, NOUVEAUX DEFIS

Othman BEN ARFA
PRESIDENT-DIRECTEUR GENERAL



Le 14 Novembre 2003, j'ai eu l'honneur, lors d'une cérémonie organisée au siège social de la STEG sous l'égide de monsieur le Ministre de l'Industrie et de l'Energie et en présence d'illustres invités, de donner le coup d'envoi à la nouvelle identité visuelle de notre entreprise.

Cette date marquera sans doute et une fois de plus, un tournant important dans l'histoire de la STEG parce que riche en significations et porteuse de défis que la STEG s'apprête à relever au cours des prochaines années.

Dans ce numéro de la REG, un rappel de la genèse de l'ancien logo et un arrêt sur le pourquoi et le comment de son changement est certes nécessaire, ne serait-ce que pour retracer l'évolution de la STEG et témoigner de sa mission menée à bien grâce à la mobilisation de l'ensemble de son personnel.

Le premier logo est apparu durant les années 60, quelques années après la création de la STEG, à un moment où le réseau électrique était embryonnaire : il alimentait la capitale et quelques régions du nord à partir d'une seule centrale, la centrale de Goulette I. La majorité des Tunisiens n'avaient pas encore l'électricité. Il fallait donc très vite mettre en place l'infrastructure électrique nécessaire pour alimenter les villes et permettre le développement de l'économie nationale. L'activité gaz, quant à elle, était très limitée puisque le seul gisement qui alimentait le pays en gaz était celui de Jebel Abderrahmane. Le logo initial de la STEG reflétait donc sa mission première : électrifier le pays.

La STEG est parvenue à atteindre son premier objectif vers la fin des années 70, il consistait à alimenter les zones urbaines en électricité. Parallèlement, l'activité gaz commençait à devenir importante durant les années 70 avec la découverte du gisement d'El Borma au sud, la réalisation par la STEG du gazoduc El Borma- Gabès et la construction de l'usine GPL de Gabès. C'est à cette époque que le logo prit la forme que nous lui connaissons aujourd'hui en intégrant la flamme du gaz parallèlement à l'emblème classique de l'électricité. Il était imposant, sans doute à l'image de la mission dévolue à la STEG. Celle-ci devait en effet se concentrer dorénavant, sur les campagnes qui n'étaient pas encore alimentées en électricité. Un large programme présidentiel d'électrification rurale était mis en place à partir de 1987 avec la contribution financière du fond de solidarité 2626, faisant passer le taux d'électrification rurale de 26 % en 1987 à 95 % aujourd'hui.

En 42 ans, la STEG a réalisé 120 000 km de lignes électriques, 6000 km de conduites gaz et construit une vingtaine de centrales. Elle a alimenté 2 500 000 ménages en électricité et 180 000 en gaz.

A l'issue de ces 4 premières décennies, nous ne pouvons qu'être fiers des résultats obtenus. La STEG se place en effet, parmi les entreprises ayant les taux d'électrification les plus élevés et les tarifs les plus bas. Durant ces quarante années, elle a acquis un savoir-faire des plus recherchés et reconnus. Elle a également un autre atout important : celui d'être demeurée une entreprise intégrée d'électricité et de gaz avec un large potentiel d'optimisation.

Le contexte d'aujourd'hui appelle toutefois la STEG à des défis autrement plus importants. En effet, les clients sont devenus beaucoup plus exigeants à l'égard de la STEG en matière de continuité de fourniture, de qualité de prestations et de respect de l'environnement. Des efforts majeurs doivent être fournis pour regagner la confiance du public, sérieusement affectée suite à l'incident du 30 juin 2002.

La STEG a donc démarré un programme d'amélioration basé sur 7 axes stratégiques :

- renforcer la sécurité du réseau et assurer la continuité de fourniture de l'électricité et du gaz dans les meilleures conditions;
- développer le gaz avec l'objectif de doubler le nombre de clients en cinq ans;
- améliorer la qualité de service afin d'atteindre la vision que la STEG s'est fixée à l'horizon 2007 : se placer parmi les meilleures entreprises méditerranéennes d'électricité et de gaz;
- assurer la protection et le respect de l'environnement;
- maintenir l'équilibre financier de l'entreprise bien que les tarifs d'électricité ne suivent pas l'évolution du prix du combustible, sachant que celui-ci représente plus de 50 % du coût de revient du kWh. Cette question est d'autant plus cruciale que la hausse du prix du baril s'est maintenue pratiquement à 30 \$ durant toute cette dernière période. Les tarifs d'électricité en Tunisie se situent d'ailleurs actuellement parmi les plus bas dans le monde.
- développer les Ressources Humaines et préparer la relève;
- développer l'activité de la STEG à l'international. L'orientation de la STEG à l'heure actuelle est d'évoluer vers la valorisation des compétences et du savoir-faire de l'entreprise par le biais de la participation et la réalisation de projets pour le compte d'entreprises arabes et africaines.

C'est dans ce contexte marqué par des défis majeurs que nous avons, en février 2003, pris la décision de renouveler le logo afin que celui-ci traduise pleinement la vision actuelle de la STEG et son orientation client. Tenant compte du fait que le logo doit exprimer l'image de l'entreprise et de sa volonté, il ne pouvait qu'être le produit du personnel et de son propre choix. Les 10 000 agents de la STEG, avec leurs familles, ont donc été appelés à participer par leurs propositions et ont été ensuite consultés pour le choix, sur le même pied d'égalité que le Conseil d'Administration. La participation était massive et il nous a été difficile de choisir parmi les 900 propositions parvenues. De même, 6500 agents ont participé à la sélection et ont donné leur avis.

Cette participation a été riche en enseignements. En effet, nous avons pu relever que la quasi majorité des propositions avaient maintenu le rouge et le bleu du logo initial et également ses emblèmes : l'arc pour l'électricité et la flamme pour le gaz. De même, au niveau du choix, aussi bien le personnel que le conseil d'administration, ont largement privilégié les logos ayant maintenu nos emblèmes et couleurs traditionnels; ce qui exprime **la fierté d'appartenance à l'entreprise et l'orientation client**, car ce dernier doit pouvoir reconnaître la STEG dans son nouveau logo. Donc malgré la volonté de changement et un regard

turné vers l'avenir, ce choix exprime sans doute le refus de rupture avec un passé porteur de tout un patrimoine.

Elaboré à partir des propositions qui ont obtenu le plus de voix, le logo retenu a conservé par conséquent nos couleurs: le rouge du drapeau national pour le dynamisme, le changement et l'esprit de sacrifice, le bleu méditerranéen pour la sûreté, la sécurité et l'ouverture. De même, le logo a conservé les emblèmes traditionnels, mais avec une différenciation qui fait toute la différence : dans le nouveau logo, il n'y a plus de séparation entre l'électricité et le gaz. C'est un logo ouvert dans lequel ne figurent ni bordures ni séparations caractéristiques de cloisonnement. La forme rectangulaire, symbole d'immobilisme et de statisme, a été abandonnée en faveur de formes dynamiques et ouvertes.

En ce qui concerne le déploiement du nouveau logo, un planning a été arrêté pour une mise en place progressive. Une charte graphique est en cours de mise au point, afin de garantir la standardisation de cette opération et sa pérennité. Toutefois, le plus important, c'est que le public saisisse le message que voudrait véhiculer la STEG par le changement de son identité visuelle. Il est donc essentiel que cette opération soit accompagnée d'actions concrètes et visibles qui traduisent, pour le client la nouvelle vision de la STEG. Ces actions concernent tout d'abord le réseau et ont pour objectif de réduire la fréquence et la durée des interruptions.

Elles concernent des aspects multiples allant de la maintenance et la surveillance du réseau à l'assainissement. De même, dans le cadre de l'amélioration de la qualité de service, plusieurs opérations sont en cours, nous citons à titre non exhaustif le renouvellement de la facture, l'amélioration et la promotion de moyens d'encaissement tels que la domiciliation et la mensualisation, la mise à disposition d'un nouveau tarif basse tension à postes horaires, le lancement de l'opération district témoin à Tunis-Ville, la création du nouveau site WEB de la STEG ... Toutes ces actions ont un objectif commun : celui de répondre aux attentes d'une société qui se développe et se modernise et d'être encore plus proche du citoyen avec pour vision de se placer parmi les meilleures entreprises méditerranéennes de l'électricité et du gaz à l'horizon 2007.

SYNTHESE DES EXPERIENCES AFRICAINES EN MATIERE DE REFORMES DANS LE SECTEUR ELECTRIQUE



Ahmed OUNALLI
Directeur Groupe d'Etudes Stratégiques

I. INTRODUCTION

La restructuration et le financement du secteur électrique constituent les thèmes majeurs et à l'ordre du jour pour l'ensemble des sociétés électriques dans le monde et plus particulièrement pour les sociétés du continent africain. C'est ce qui a amené l'Union des Producteurs et des Distributeurs d'Electricité en Afrique (UPDEA) à organiser une réflexion sur le thème : «Le retour d'expériences en matière de réformes dans le secteur électrique africain et la production indépendante d'électricité» (*).

La réflexion durant cet atelier avait pour objet de :

- 1- tirer les leçons des différentes expériences vécues en Afrique en matière de réformes du secteur électrique incluant la restructuration, la privatisation et la production indépendante d'électricité;
- 2- faire des recommandations sur un cadre permettant de mettre en œuvre un pool énergétique en Afrique de l'Est.

Le présent article se propose de présenter les principaux aspects saillants ayant été discutés durant ce workshop.

II. SYNTHESE DES PRINCIPAUX THEMES DISCUTES

2.1. Expériences des restructurations du secteur électrique en Afrique

Sur la base de trois expériences exposées par ESKOM de l'Afrique du Sud, KPLC du Kenya et

l'UEB de l'Ouganda, il ressort que les restructurations du secteur électrique en Afrique ont porté sur la désintégration verticale du système. Il en est résulté la création de sociétés et d'organismes distincts chargés de gérer de façon autonome les fonctions de production, de transport et/ou de distribution.

Dans la plupart des cas, le secteur de la production est totalement ouvert aux privés, autorisant ainsi l'introduction de la production indépendante et par conséquent la participation du capital privé au développement du secteur.

Au niveau du transport, le caractère de réseau induit la notion d'acheteur unique, voire de monopole, avec toutefois l'obligation de l'accès des tiers au réseau.

Quant à la distribution, elle s'organise en fonction des réalités de chaque pays.

Les participants à l'atelier observent qu'en matière de restructuration, l'Afrique est encore à ses débuts; ils attirent l'attention sur la nécessité d'adaptation des modèles en fonction des caractéristiques de chaque cas et des objectifs que chaque pays se fixe. Ils recommandent fortement que les schémas de restructuration tiennent compte de la taille du marché dans les pays concernés et évitent l'apparition de plusieurs sociétés (si cela n'est pas justifié) entraînant de fait une multiplication des coûts de structure, qui en définitive, pèsent sur le consommateur final.

2.2. Expérience des privatisation des sociétés d'électricité en Afrique

Trois cas de privatisation ont été exposés : le cas de la CIE de la Côte d'Ivoire, le cas de la Tanzanie et le cas de la Guinée/Conakry.

Pour ce qui est de la Côte d'Ivoire, la privatisation intervenue en 1990 sous forme de contrat d'affermage pour une durée de quinze (15) ans, a subi des améliorations par la signature de plusieurs avenants. Le cas de la Côte d'Ivoire montre des résultats probants tant au plan de la disponibilité des capacités de production électrique qu'au plan financier, où des ratios d'exploitation se révèlent proches de ceux obtenus au niveau international. Importatrice d'énergie électrique en 1991, la Côte d'Ivoire est aujourd'hui exportatrice pour plus de 20% de son chiffre d'affaires.

A l'expiration du contrat d'affermage en 2005, on s'attend à ce que le concédant, l'Etat Ivoirien et le concessionnaire fassent valoir, chacun en ce qui le concerne, ses observations et réserves, en vue de faire évoluer la forme et le cadre actuel dudit contrat.

Le cas de la Tanzanie porte sur la restructuration et la privatisation. Les études menées par des consultants internationaux visent à restructurer d'abord le secteur et à le viabiliser afin de faciliter la privatisation. S'agissant de la restructuration, les études prévoient la création de trois sociétés de production, d'une société de transport et de deux sociétés de distribution, l'une au nord et l'autre au sud du pays. Les participants se sont interrogés sur la pertinence du choix de trois sociétés publiques de production et de deux sociétés de distribution pour un marché limité. En tout état de cause, le gouvernement de la Tanzanie n'a pas encore effectué de choix.

Le cas de la Guinée/Conakry a mis en exergue une expérience de privatisation sous forme d'affermage qui a abouti à un échec avec la déchéance du concessionnaire en 2001, après sept ans et demi de fonctionnement. Les partenaires privés de la Guinée sont partis en laissant un secteur électrique guinéen dans un état déplorable et dont les conséquences se font encore sentir aujourd'hui. L'exposé a également souligné les raisons d'un tel échec dont entre autres :

- l'inadéquation du cadre institutionnel existant avec la réforme introduite;
- les insuffisances du contrat signé entre l'Etat et le concessionnaire;
- les mauvaises conditions de mise en place de la société de patrimoine.

Il ressort des discussions menées autour du cas de la Guinée que la mise en place d'un cadre institutionnel clair et l'élaboration d'un contrat de partenariat efficace (affermage concession, etc) sont les conditions de base pour la réussite d'une privatisation. L'expérience guinéenne a suscité des réserves sur

l'affermage au profit d'une concession classique qui définit clairement les responsabilités de l'Etat concédant et du concessionnaire.

En matière de privatisation, les cas de la Guinée et de la Côte d'Ivoire constituent de véritables retours d'expériences. Ils permettent de noter qu'il est impérieux que toute privatisation soit bâtie sur :

- une volonté politique et une détermination fermes des différentes parties prenantes à respecter leur engagement;
- un inventaire et une situation assainie du secteur et/ou des entreprises à privatiser;
- une définition claire du cadre institutionnel.

2.3. Expérience en matière de production indépendante d'électricité en Afrique

Bien qu'à la connaissance de l'UPDEA, il existe de nombreux cas de productions indépendantes d'électricité en Afrique, seuls deux cas ont été présentés, ceux du Kenya et de la Tanzanie. Toutefois, la qualité de ces présentations ont permis de tirer des enseignements utiles pour les participants de l'atelier.

Au Kenya, sur une capacité totale installée de 1172 MW, 16% proviennent de la production indépendante. Quatre opérateurs privés se partagent les 16%, d'entre eux ont signé des contrats de court terme (7ans) et les deux autres, de long terme (20 ans).

Bien qu'un programme d'investissement dans la production d'énergie ait été défini, la suspension de l'aide décidée par les partenaires au développement du Kenya et l'imminence d'un déficit énergétique en 1997-1999 ont conduit le pays à entamer des négociations en vue de l'introduction de la production indépendante de l'électricité dès 1995.

De l'expérience du Kenya en matière de production indépendante de l'électricité, il ressort que :

- 1- le temps de mise en œuvre des projets de production indépendante d'électricité ont été longs;
- 2- la concurrence attendue au travers des appels d'offres a été quasi inexistante;
- 3- les conditions financières (garanties de paiement de factures, lettres de crédit, etc) ont été très contraignantes;
- 4- du fait des coûts de production élevés dans la production indépendante, les tarifs sont restés généralement élevés.

La production indépendante de l'électricité a été introduite comme solution au problème de déficit de capacité mais elle a entraîné des effets négatifs sur les tarifs. Compte tenu de cela, les participants ont proposé que le poids de la production indépendante dans le parc de production nationale soit limité.

En outre, il convenait d'encourager la réalisation de la production indépendante par les nationaux et de ne pas abandonner les autres sources de production telles que l'hydraulique.

2.4. Expériences en matière de pools énergétiques sous-régionaux

La nouvelle vision de l'UPDEA découpe l'Afrique en cinq régions :

- Afrique du Nord
- Afrique de l'Ouest
- Afrique Centrale
- Afrique de l'Est
- Afrique Australe

Dans le cadre de la mise en place du pool énergétique de l'Afrique de l'Est, les présentations suivantes ont été exposées :

- le WAPP (West African Power Pool)
- le COMELEC (Comité Maghrébin de l'Electricité)
- le PEAC (Pool Énergétique de l'Afrique Centrale)
- le SAPP (Southern African Power Pool).

LE WAPP

Les pays suivants sont membres du WAPP: Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée Bissau, Libéria, Mali, Niger, Nigéria, Sénégal, Sierra Leone et Togo.

* *L'Observatoire de l'Energie du WAPP*, récemment mis en place, a comme fonctions principales :

- le suivi des informations sur l'offre régionale d'électricité, et le maintien de la vigilance des membres sur les situations d'urgences,
- la réponse aux besoins supplémentaires de coopération entre les compagnies d'électricité, pour progresser dans la mise en oeuvre d'un système régional d'électricité.

* *Principaux défis au WAPP :*

- le caractère imprévisible des engagements politiques et financiers des Etats membres;
- l'établissement d'un Opérateur du Système (SO) et/ou d'un régulateur pour le WAPP;

- l'insuffisance ou l'absence d'un Opérateur de Système dans les sociétés d'électricité au sein de la sous-région;
- les systèmes de communication inadéquats;
- le besoin d'assurer la stabilité du système électrique et d'établir des outils communs de planification;
- le besoin de définir des tarifs de transport et d'accès au réseau;
- l'instabilité politique et sociale;
- la fiabilité du système et la gestion des incidents.

LE COMELEC

Les pays suivants sont membres du COMELEC : Algérie, Libye, Maroc et Tunisie.

Les principales fonctions du COMELEC sont :

- l'échange permanent d'informations;
- la coordination de la capacité de production;
- la formation;
- le suivi des projets d'interconnexion,
- la promotion de l'intégration industrielle des pays du Maghreb.

Le COMELEC est assuré par deux principaux organes : l'Organe Exécutif et le Secrétariat Général.

• *L'Organe Exécutif :*

- définit les axes de développement stratégique du COMELEC,
- suit la mise en œuvre,
- prend les résolutions à l'unanimité, tenant compte des standards internationaux existants.

• *Le Secrétariat Général :* prépare le travail de l'Organe Exécutif et effectue le suivi de ses décisions et recommandations à travers les quatre principales commissions :

- Commission de la Planification,
- Commission des Ressources Humaines,
- Commission Technique,
- Commission des Interconnexions Inter-Maghébines.

LE POOL ELECTRIQUE DE L'AFRIQUE CENTRALE (PEAC)

Les pays suivants sont membres du PEAC : Angola, Cameroun, Congo, Gabon, Guinée Equatoriale, République de Centrafrique, République Démocratique du Congo, Sao Tome & Principe et Tchad.

Le potentiel hydroélectrique du PEAC est estimé à 653 000 GWh, correspondant à un potentiel de puissance de 75 600 MW (BAD, Programme Énergétique

Africain, 1994), ce qui représente 52% du potentiel total d'hydroélectricité en Afrique. 6% de ce potentiel sont seulement utilisés.

Bien que plusieurs pays soient membres du PEAC, il n'y a pas d'interconnexions majeures entre ces pays.

Les premières réunions relatives au PEAC ont eu lieu en 2002 pour définir les objectifs et la stratégie, la structure du PEAC, l'échéancier de mise en œuvre et les projets prioritaires d'intégration à savoir :

- les interconnexions,
- l'échange d'électricité aux frontières,
- la réhabilitation d'INGA II,
- la construction de la première phase de INGA III (6000MW).

Le PEAC fut officiellement créé en avril 2003, avec siège à Brazzaville.

LE POOL DU SUD DE L'AFRIQUE (SAPP)

Les pays suivants sont membres du SAPP : Afrique du Sud, Angola, Botswana, Lesotho, Malawi, Mozambique, Namibie, République Démocratique du Congo (RDC), Swaziland, Tanzanie, Zambie, Zimbabwe.

Ce pool est le résultat de 4 décennies d'expériences, d'échanges bilatéraux et d'un vaste potentiel hydroélectrique.

En 1993, les sociétés d'électricité de la région ont formé le Comité de Planification et d'Exploitation Intégrées.

En 1995, la Communauté des Pays d'Afrique du Sud (SADC) a signé un accord intergouvernemental créant le SAPP. Un accord similaire a été conclu entre les sociétés d'électricité des pays membres.

En 1999, un Centre de Coordination du SAPP a été établi à Harare (Zimbabwe).

Les arrangements institutionnels suivants ont été établis :

- le droit d'utiliser la capacité disponible de transport,
- des arrangements fermes et non fermes de transit,
- l'établissement de 13 types de contrats avec des jeux agréés de tarifs,
- l'établissement d'un Marché de Court Terme d'Electricité (STEM),
- l'élaboration d'une planification pour l'ensemble du pool avec une définition des priorités pour la séquence de développement de la capacité,

Les économies attendues d'ici 2010 sont estimées à 935 millions de \$.

Cela a eu comme résultat une croissance rapide des échanges d'électricité : un passage de 4000 GWh à 16 000 GWh entre 1994 et 2001 (plus que 40%/an).

Le pourcentage de dépendance des pays à l'importation d'électricité a été de :

- Swaziland	77 %
- Botswana	55 %
- Namibie	46 %
- Zimbabwe	43 %
- Lesotho	10 %
- Afrique du Sud	3 %

LE POOL DES PAYS DE L'AFRIQUE DE L'EST (EAPP)

Ce pool est encore au stade de l'étude préliminaire. Les pays suivants pourraient en devenir membres : Burundi, Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, République Démocratique du Congo (RDC), Ruanda, Somalie, Soudan, Tanzanie et Ouganda.

III. CONCLUSION

Les réformes du secteur électrique et l'introduction de la production indépendante de l'électricité en Afrique visent à assurer l'équilibre offre/demande du secteur et à améliorer la qualité de service.

Les résultats mitigés auxquels les expériences en cours ont abouti, ont amené les participants à souligner l'importance du rôle que l'Etat doit continuer à jouer pour assurer un développement rapide du secteur et l'augmentation du taux d'accès à l'électricité, tant des populations urbaines que rurales.

Par ailleurs, la Banque Africaine de Développement a été mandatée par l'Union Africaine pour mettre en œuvre la composante infrastructure énergétique du programme NEPAD (New Partnership for Africa's Development). Ce programme se propose de définir la stratégie à moyen et long termes des différentes sous-régions africaines en matière d'énergie. Ce qui consiste en particulier à échanger les expériences entre les différents pays et sous-régions dans les différents domaines, en particulier en matière de réforme, d'électrification (en particulier rurale), de développement de l'utilisation du GPL et du gaz naturel.

(*) UPDEA en partenariat avec les sociétés d'électricité du Kenya (KPLC et KenGen) du 28 au 30 mai 2003 à Nairobi.

LA MAINTENANCE : FONCTION AU COEUR DES STRATEGIES ACTUELLES & FUTURES



M. Raouf Ben Mansour - DEP

Pour que l'utilisateur final dispose d'un produit fini, en l'occurrence l'énergie électrique requise, avec la qualité souhaitée et à un prix compétitif, producteurs, transporteurs, distributeurs et autres intervenants se doivent d'être vigilants, d'optimiser les approches aussi bien d'investissement que d'exploitation. Pour cette dernière, l'une des fonctions essentielles et incontournable pour atteindre les objectifs prédéfinis n'est autre que la fonction maintenance. Pour « l'industrie » électrique, on ne peut que constater qu'elle constitue le barycentre des entités de production.

N'est-il pas vrai que l'ingénieur de maintenance, de part son contact avec les machines, de la base des données qu'il entretient et du retour d'expérience dont il dispose, est sollicité par/pour :

- Ses collègues exploitants, son hiérarchie et même les sous-traitants et les constructeurs, pour que le parc de production soit toujours au top de ses performances (meilleur rendement, bonne disponibilité, fiabilité accrue, sécurité garantie, durabilité, ...) ;
- Introduire les modifications et les améliorations nécessaires pour adapter les unités de production à la fonction requise et à leurs environnement immédiat ;
- Etudier et réaliser (ou faire réaliser) les actions nécessaires au maintien de l'équipement en production voire le rallongement de sa durée de vie ;
- Participer à l'élaboration des cahiers des charges, aux dépouillements et aux différents stades de réalisations des nouveaux projets pour disséminer son retour d'expérience afin de mieux garantir l'atteinte des objectifs de la production et de la fourniture du produit final ;
- Apporter son éclairage dans la préparation des budgets et des plans pour tracer des objectifs réalisables avec clarté et précision.

La liste est longue certes, mais c'est simplement pour mettre la Fonction Maintenance dans son vrai contexte et pour comprendre que « pour que ça marche il faut que la maintenance marche ».

N'est-il pas vrai par ailleurs que malgré toute la volonté des agents et des responsables de maintenance, des facteurs inhérents à l'ingénierie et à la conception de l'équipement conditionnent la productivité et limitent le résultat des interventions de maintenance ? A ce titre, la disponibilité opérationnelle d'un bien ne pourrait être satisfaisante si les caractéristiques propres au système ne sont pas elles mêmes acceptables.

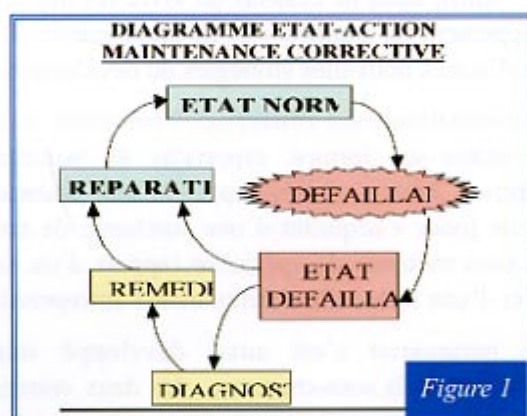
Mais au fait une question ne cesse de heurter nos esprits, question qui fait peur aux uns mais qui motive plus les autres du fait des énormes possibilités de développement qui se présentent. Il s'agit de l'évolution des approches de maintenance et de là de la dynamique de révision des approches de maintenance. Aujourd'hui au delà des approches classiques ou de la TPM (Total Productive Maintenance), la maintenance s'ouvre vers l'extérieur par les contrats cadres, la sous-traitance, la e-maintenance, l'auto diagnostic, etc. Certains pensent que ces nouvelles dynamiques nous font régresser et on y risquerait le peu de professionnalisme et de retour d'expérience ayant permis de centraliser jusque là les différentes étapes du processus de notre métier. Essayons d'analyser la situation.

Les évolutions vécues et en cours

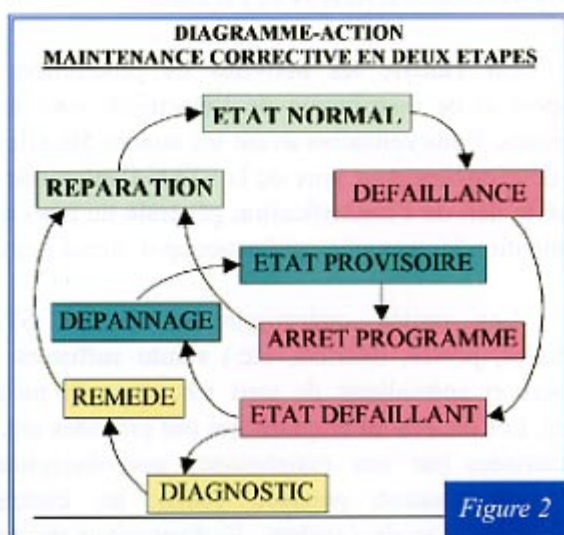
Au départ, la maintenance ne bénéficiait pas du rang d'un métier ou de discipline à part entière dans le monde industriel et de l'enseignement technique supérieur. Ce n'est qu'à la fin des années 60 que les vétérans de l'entretien ont commencé à écrire, à baliser et à normaliser les procédures de maintenance.

La maintenance fût considérée comme tâche improductive et une des définitions la présentait comme étant « une tâche ingrate mais indispensable, qui consiste à maintenir en bon état de fonctionnement ou à perfectionner, si possible, l'ensemble des machines et installations, permettant à la fabrication de produire dans les meilleures conditions de prix, de qualité et de sécurité. » (définition M.Hermann).

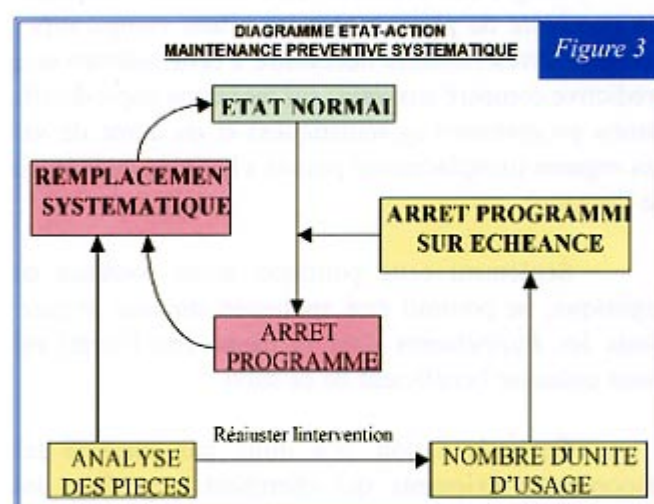
La plus grande partie des interventions étaient subites et les réparations occupaient la majeure partie du temps de maintenance. Assez souvent l'analyse de l'origine de la panne est escamotée et la remise en état est précipitée. Les responsables essayaient, chaque fois que possible, de valoriser les enseignements tirés d'une défaillance pour mieux la réparer en cas de récurrence.



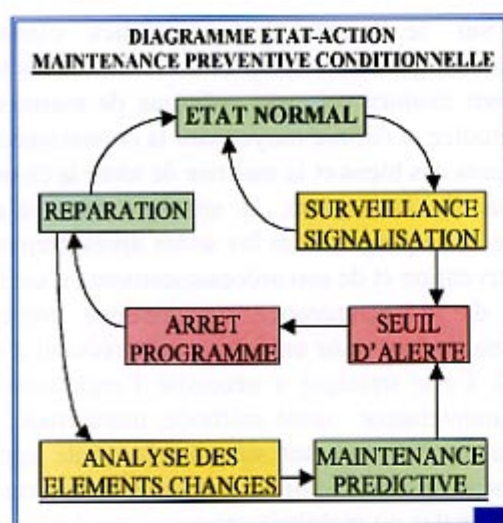
Parfois pour les pannes lourdes, et pour les machines stratégiques, l'urgence de remettre en service l'équipement et minimiser les pertes de production pousse à la pratique d'une maintenance corrective en deux étapes. L'équipement sera programmé pour un deuxième arrêt afin de le réparer définitivement et dans les règles de l'art.



Sur le terrain les approches classiques consistant à réparer les biens et à minimiser les temps d'arrêt ont évolué vers une politique de maintenance mieux étudiée et définie moyennant la connaissance des composants des biens et la maîtrise de toute la chaîne du processus de fabrication, la stratégie étant d'éviter la panne et de programmer les arrêts après préparation de l'intervention et de son ordonnancement : c'est l'avènement de la maintenance systématique préventive (Maintenance basée sur un échéancier préétabli d'intervention). Cette stratégie a nécessité l'organisation de l'unité maintenance : unité méthode, unité étude, unité ordonnancement avec ses sous-unités, unité approvisionnement, atelier, équipes d'interventions (centralisées, régionales ou mobiles), etc.



Les choses ont évoluées depuis la définition de M. Herman, et de la notion d'entretien on est passé à la notion de maintenance telle que définie aujourd'hui par la norme ISO : « Toute activité nécessaire pour empêcher la défaillance et maintenir un élément en état de fonctionnement ». L'évolution est frappante. La Fonction Maintenance prend une nouvelle dimension. Toujours plus exigeants, les responsables acceptaient de moins en moins le préventif et ont cherché une alternative au remplacement de pièces « n'ayant pas consommé toute leur durée de vie ». La réflexion à ce sujet et l'analyse soit du comportement de l'organe, de son état ou des effets qu'il occasionne ont petit à petit donné naissance, pour les machines stratégiques, à la maintenance conditionnelle ou prédictive. Une nouvelle logistique a été développée : des moyens de suivi, d'analyse, d'interprétation mobiles ou intégrés et des compétences humaines d'un haut degré de professionnalisme et d'expertise.

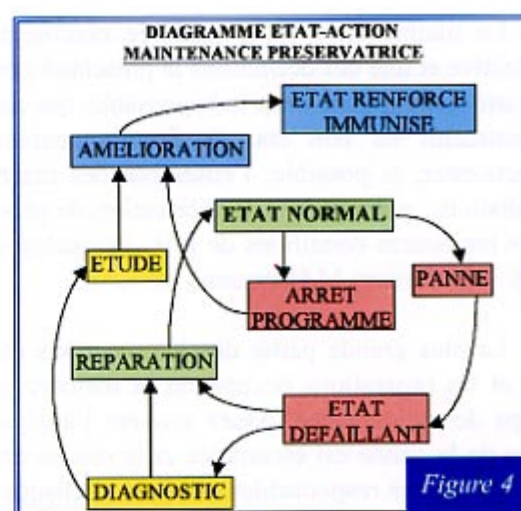


Malgré ces avancées les évolutions continuent. On considère de plus en plus les bilans comparatifs : coût de l'investissement nécessaire à cette maintenance prédictive comparé aux gains sur les temps improductifs (arrêts programmés systématiques) et en durée de vie des organes (remplacement poussé à la limite de la tenue de l'organe).

Seulement cette politique, assez coûteuse en logistique, ne pourrait être appliquée sur tout le parc. Seuls les équipements dont la panne (ou l'arrêt) est assez coûteuse bénéficient de ce suivi.

Cette évolution, n'a donc pas rassasié les responsables exigeants qui cherchent à profiter des apports de la maintenance prédictive pour tout leur parc sans pour autant supporter sa logistique assez coûteuse. Les petites unités sont incapables d'utiliser l'avalanche des informations relevées et/ou enregistrées pour prévoir un incident avant qu'il ne se produise.

Depuis quelque temps décideurs et responsables ont pressenti la notion de compétitivité à plein temps et du coût optimal. La maintenance est de plus en plus liée au «savoir investir» et «savoir exploiter». Le responsable de maintenance se doit désormais d'évoluer en devenant un gestionnaire technique rigoureux : gestion du temps et de l'argent. On essaye de plus en plus de surpasser la durabilité des équipements (durée de vie théorique pour laquelle l'équipement a été conçu). Un nouveau type de maintenance s'est imposé dans tous les domaines : c'est la maintenance préservatrice. On cherche à renforcer les organes de l'équipement et à introduire les améliorations nécessaires pour reporter l'échéance de déclassement ou tout simplement pour rallonger la MTBF (Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement).



Ainsi, nous ne cessons de vivre les impacts du développement du management de maintenance. Il en a résulté d'autres nouvelles stratégies de développement :

- La coopération entre entreprises (rémunérée ou non), sous toutes ses formes, rapproche de nombreuses entreprises. Ainsi s'est développée la sous-traitance de capacité (pour s'acquitter d'une surcharge de travail) et la sous-traitance de spécialité (apport d'un savoir faire et d'une technicité absente dans l'entreprise).
- Le partenariat s'est aussi développé suite à l'évolution de la sous-traitance : les deux entreprises partenaires acceptent le partage des risques et des responsabilités du fait de la coordination des compétences et des ressources.
- Plusieurs autres formes de développement des stratégies organisationnelles touchant la maintenance sont de plus en plus utilisées mais j'en passe ... (coopération, joint-venture, alliance stratégique, ...)

LA MAINTENANCE A LA STEG

En Tunisie les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité sont assez anciennes. Embryonnaires avant les années 50, elles se sont développées pour faire de la STEG l'entreprise qui a levé le défi de l'électrification générale du pays avec une mention bien enviée par beaucoup d'autres pays.

Les unités opérationnelles de la STEG (centrales, postes, districts, etc.) s'auto suffisaient en ouvriers et spécialistes de tous les corps de métiers requis. Les années 60 et celles qui ont précédés ont été caractérisées par une maintenance poly-disciplinaire avec centralisation poussée. Ainsi, les centrales de Goulette I et de Goulette II disposaient de corps

de métier très diversifiés. Des intervenants tels que mécaniciens, électriciens et chaudronniers faisaient partie de l'équipe mais on trouvait aussi les forgerons, les maçons, les menuisiers, etc. corps de métiers que les jeunes et moins jeunes d'aujourd'hui s'étonnent en apprenant qu'ils faisaient partie des effectifs de la STEG.

Tous les travaux des unités étaient étudiés, préparés et réalisés par un personnel in-situ avec, si nécessaire, la supervision de spécialistes étrangers. Se basant sur les données des constructeurs, la maintenance préventive systématique a constitué l'activité principale des équipes. La notion de sous-traitance de main d'œuvre spécialisée ou pour l'acquisition de produits finis, qui pouvaient être fabriqués par les moyens propres de l'unité, était inconnue.

La STEG ne pouvait sous-traiter ses travaux par manque de sociétés de service dans les domaines souhaités d'une part et par absence d'une culture d'ouverture d'autre part (culture dictée aujourd'hui par l'environnement régional et international).

Les effectifs des ateliers, des unités de travaux d'hygiène, de sécurité et des équipes d'intervention directe sur les équipements (en dehors des agents d'exploitation et du staff) représentaient la majeure partie du personnel.

Durant les quarante années de son existence, la STEG a évolué sur plusieurs plans et a expérimenté plusieurs approches, à savoir :

- Les activités « satellites » telles que gardiennage, jardinage, métiers standards, ... ont petit à petit été externalisés. Même le transport de marchandise est en partie géré par contrat-cadre (transport marchandises importées des ports aériens ou maritimes).
- De 1974 à 1984 deux contrats d'entretien avec le constructeur ont couverts les interventions programmées ou fortuites sur les turbines à gaz (bride à bride) de Tunis Sud (2 TG) et de Ghannouch (2 TG). Toutes les interventions lourdes sur ces machines étaient réalisées dans ce cadre.
- Les interventions sur les autres unités du parc turbines à gaz ont toujours été réalisées par une équipe mobile spécialisée et l'effectif nécessaire à l'entretien de ces centrales s'en trouve réduit au minimum.
- Depuis l'introduction des turbines à gaz à cycle simple de grande taille (120 MW) en 1996 et vu le manque de compétence pour cette nouvelle techno-

logie, la STEG a renoué avec les contrats d'entretien avec les constructeurs moyennant un cadre plus à jour que les anciens contrats.

Suivant les directions et les unités de gestion, on trouve différentes formes de maintenance ; assez souvent elles coexistent du fait de la complexité des unités de production par exemple. Ainsi :

- La maintenance curative/corrective continue d'occuper une grande place notamment pour les nouveaux équipements et technologies mais aussi pour les biens en fin de leur durée de vie,
- La maintenance préventive systématique basée sur une échéance préétablie constitue la plus grande part des interventions,
- La maintenance préventive conditionnelle ou prédictive évolue notamment pour les unités et les installations stratégiques (turbo-générateurs, gazoducs, réservoirs combustible, câbles et auxiliaires électrique, etc.

Le chemin parcouru à la STEG est certes louable, mais on ne peut s'empêcher de réfléchir aux nouvelles méthodes de maintenance et d'adapter notre culture à des changements parfois radicaux. On parle d'ores et déjà de machine « intelligente », de « l'auto diagnostic », de la « télé surveillance » ou de « l'e-maintenance ».

DEVELOPPEMENTS ATTENDUS

Les types de maintenance classique sont domiciliés chez les unités opérationnelles concernées et/ou les groupements ou régions.

Bien que suffisamment structurée dans les départements d'expertise et d'appui (les Techniques générales), la maintenance préventive conditionnelle se développe de plus en plus dans les unités opérationnelles qui en sont bénéficiaires. En effet, en plus de sa forme traditionnelle (intervention d'un expert) cette maintenance prend une forme continue et intelligente : il y a automatisation de la collecte et de l'analyse des informations ; de la sorte, le conducteur de la machine dispose en continu d'un outil d'aide à la décision.

Un autre type de maintenance mérite d'être analysé et développé à la STEG : il s'agit de la Maintenance Basée sur la Fiabilité (MBF) normalisée sous le nom de RCM (Reliability Centered Maintenance). Née dans le secteur de l'aéronautique, cette approche est aujourd'hui utilisée dans beaucoup de secteurs industriels stratégiques ; l'objectif étant la compétitivité du produit final (qualité et prix).

Le principe de cette politique de maintenance est d'identifier les matériels dont les modes de défaillance ont des conséquences significatives pour les objectifs de l'entreprise (productivité, sécurité, qualité, coûts ...) et de ne retenir que les tâches efficaces et applicables de maintenance préventive. Il reste entendu que cette méthode est étroitement liée à la collecte d'un retour d'expérience de qualité. Beaucoup d'entreprises industrielles et commerciales ont expérimenté et apprécié les résultats de la MBF.

D'autre part, avec le développement des technologies informatiques, certains biens de nouvelle génération sont prémunis de progiciels et de systèmes d'aide à la décision de nature à faciliter l'application d'une maintenance préventive que ce soit systématique ou conditionnelle (prédictive).

Notons par ailleurs que le recours à la sous-traitance de capacité est de plus en plus pratiquée par le biais d'entreprises locales de main d'œuvre. La sous-traitance de spécialité, quant à elle, a toujours été pratiquée pour les installations de « haute technologie » ; il s'agit le plus souvent d'un marché contracté avec le constructeur pour réaliser une révision programmée ou une réparation suite à un incident.

Malgré tous les efforts consentis, la rapidité des évolutions des technologies entrave une maîtrise satisfaisante de la maintenance des équipements (notamment les unités de production d'électricité). Dans un environnement de plus en plus ouvert à la compétitivité, la prise en charge du risque de manque de performance par la STEG (propriétaire et exploitant du bien) est très discutable. Ceci a favorisé la décision d'a-

chat de contrats de maintenance à moyen terme (jusqu'à 10 ans) avec les nouveaux groupes. Cette approche vise des objectifs tels que :

- responsabiliser le constructeur des machines sur tous les risques techniques encourus y compris la mauvaise prévision des stocks de maintenance ;
- initier notre personnel aux nouvelles technologies et préparer des équipes pouvant prendre en main la gestion et l'intervention sur ces moyens, voire externaliser leur savoir faire pour des utilisateurs tiers.

D'autre part, la mise à profit des avancées de l'informatique dans la gestion technique des équipements promet des retombées appréciables.

Ainsi, en développant un bon logiciel GMAO et une plate-forme générique, on peut lui associer les possibilités de télémaintenance y compris commande des pièces de rechange par le web et l'accès en ligne aux documentations techniques. Cet axe de développement est promu pour un bon avenir d'autant plus que les logiciels GMAO intègrent de plus en plus les architectures Internet.

Le grand avantage de la télémaintenance est l'intervention en temps réel qui est de nature à améliorer considérablement la qualité des opérations de maintenance et donc de la disponibilité des équipements (réduction des temps d'intervention, diminution des pannes récurrentes, amélioration de la sécurité, ...)

Plusieurs instituts, centres spécialisés et universités se mobilisent pour améliorer la maintenance dans les entreprises industrielles et économiques (CNRS, LAB, PREDICT, U.Viscosin, IDTECT, ...)

APPROCHE POUR LA VERIFICATION DE LA CONFORMITE D'UN PRODUIT

BARBOURA Mohamed
ingénieur principal chef de service
Direction Maîtrise de la Technologie /
Centre d'Essais et Mesures



I. Introduction

Les lois de la physique et les théorèmes mathématiques constituent les outils fondamentaux pour comprendre et interpréter un phénomène ou un processus donné. Dans la vie industrielle, en plus de la compréhension et de l'interprétation, nous sommes amenés à décider; en général, une décision n'a jamais été une tâche facile vu qu'un choix ou une orientation sûre et vraie à 100 % n'existe pas et qu'il faut admettre l'existence d'un pourcentage de risque lié à une décision.

Le but de cette étude est de présenter une approche de décision liée à la déclaration de conformité ou de non conformité d'un produit, objet d'une opération de mesure pour vérifier s'il respecte une spécification donnée.

Nous identifierons en premier lieu les intervalles de conformité, de non-conformité et d'incertitude et ce pour trois cas de prescriptions. En deuxième lieu, nous estimerons le risque lié à la déclaration de conformité ou non conformité, si les résultats de mesure se trouvent dans un intervalle d'incertitude.

II. Expression de résultats de mesure

En général, le résultat de mesure, est seulement une approximation ou estimation de la valeur vraie moyennant des instruments ou des équipements de mesure, et de ce fait, il n'est significatif que lorsqu'il est accompagné par une expression de l'incertitude de cette estimation. Donc, le résultat et l'incertitude forment ainsi l'expression du résultat de mesure qui est un intervalle qui devrait comprendre une fraction élevée de la distribution des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées à la grandeur réelle. Quant à l'incertitude de mesure, elle est évaluée selon deux méthodes :

- la méthode de type A, permet la détermination de la composante de l'incertitude de type A (u_A) qui est évaluée par l'analyse statistique de séries d'observations;

- La méthode de type B, permet la détermination de la composante de l'incertitude type B, (u_B) qui est fondée sur le degré de croyance en ce qu'un événement se produise; elle est évaluée par un jugement scientifique suite à l'identification des différentes causes affectant l'opération de mesure, par exemple :

- conditions climatiques (température, pression, hygrométrie),
- historique de l'instrument ou l'équipement de mesure (résultats de mesures antérieures, spécifications de fabricants, données fournies par des certificats d'étalonnage ou autres certificats, etc).
- phénomènes perturbateurs (champ électrique, champ magnétique, vibration mécanique, etc).

L'estimation de cette composante d'incertitude fait appel à la perspicacité fondée sur l'expérience et les connaissances générales.

Ces deux composantes d'incertitude (incertitudes de type A et type B) permettent la détermination de l'incertitude type composée (u_c) qui est égale à la somme quadratique de ces deux composantes :

$$(u_c = \sqrt{u_A^2 + u_B^2}).$$

L'incertitude globale ou l'incertitude élargie (U) est égale à l'incertitude type composée, multipliée par un coefficient d'élargissement (k, $U = k \times u_c$); l'intervalle obtenu par ce facteur correspond à un niveau de confiance donné, c'est-à-dire que le résultat de mesure et l'incertitude élargie définissent un intervalle

supposé contenir la valeur vraie avec un niveau de confiance ou une probabilité donnée.

Exemple : si la loi normale est attribuée à la distribution de variable résultat de mesure, on a :

- pour $k = 1$ qui correspond un niveau de confiance de 68.26%.
- pour $k = 2$ qui correspond un niveau de confiance de 95.45%.
- pour $k = 3$ qui correspond un niveau de confiance de 99.73%.

En général, ce coefficient d'élargissement est fixé à 2.

Soient Y' un résultat de mesure et U l'incertitude élargie relative à une opération de mesure, l'expression de résultat de mesure Y (la vraie valeur) s'énonce de la façon suivante :

$$Y = Y' \pm U$$

Partant de l'interprétation ci-dessus, nous déterminerons dans ce qui suit, les intervalles (zones) de conformité, de non conformité et d'incertitude, et ce pour les trois cas de spécifications suivants :

- 1^{er} cas : vérifier que Y' est dans la zone de tolérance définie par $X \pm \epsilon$ (X valeur spécifiée).
- 2^{ème} cas : vérifier que le résultat de mesure reste au dessous d'une valeur spécifiée ($Y' \leq X$).
- 3^{ème} cas : vérifier que le résultat de mesure reste au dessus d'une valeur spécifiée ($Y' \geq X$).

III. Identification des zones de déclaration

1. Premier cas

L'objectif de ce premier cas est de localiser Y (la vraie valeur) associée à Y' (la valeur mesurée) et U (l'incertitude élargie) lorsque Y' satisfait la condition de spécification définie par $X \pm \epsilon$.

Posons :

$X + \epsilon = LSS$ (Limite de Spécification Supérieure).

$X - \epsilon = LSI$ (Limite de Spécification Inférieure).

Y' qui appartient à la zone de spécification implique que le résultat de mesure vérifie les relations suivantes :

$$Y' \in [LSI \ LSS] \Leftrightarrow LSI \leq Y' \leq LSS \quad (I)$$

et que la vraie valeur vérifie la relation suivante :

$$Y = Y' \pm U \quad (II)$$

(I) et (II) nous permettent d'établir le système d'inéquations suivant : (III)

$$\begin{cases} LSI + U \leq Y' + U \leq LSS + U \\ \text{et} \\ LSI - U \leq Y' - U \leq LSS - U \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} LSI + U \leq Y' + U \leq LSS + U \\ \text{et} \\ LSI - U \leq Y' - U \leq LSS - U \end{cases}$$

La résolution de ce système est schématisée par le graphique suivant :

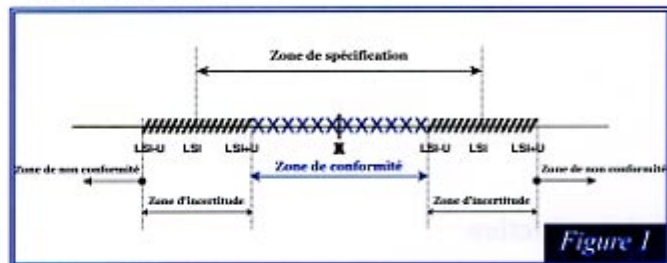


Figure 1

* La zone doublement hachurée représente la solution du système (III), donc on peut conclure que quelle que soit la valeur Y' (valeur mesurée) située dans cette zone, la valeur Y (valeur vraie) (qui est associée à Y' et son incertitude de mesure) respecte la spécification; cette zone est appelée **zone de conformité**.

* Les zones non hachurées ne représentent pas des solutions du système (III), donc toutes valeurs situées dans ces zones sont non conformes à la spécification; ces zones sont appelées **zones de non conformité**.

* Si la valeur mesurée Y' appartient aux zones unies hachurées, nous pouvons remarquer qu'une partie d'intervalle supposée contenir la valeur Y (valeur vraie), se trouve dans des zones de non conformité et une autre partie se trouve dans la zone de spécification, par conséquent un jugement sur la valeur vraie (Y) n'est pas sûr car entaché d'incertitude et ces zones sont appelées **zones d'incertitude**.

2. Deuxième cas

L'objectif de ce deuxième cas est de localiser Y (la vraie valeur) associée à Y' (la valeur mesurée) et U (l'incertitude élargie) lorsque Y' satisfait la condition de spécification définie par $Y' \leq X$.

$$Y' \leq X \quad \text{et} \quad Y = Y' \pm U$$

Ces conditions nous permettent d'établir le système d'inéquations suivant :

$$\begin{cases} Y' + U \leq X + U \\ \text{et} \\ Y' - U \leq X - U \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} Y \leq X + U \\ \text{et} \\ Y \leq X - U \end{cases} \quad (IV)$$

La résolution de ce système est schématisée par le graphique suivant :

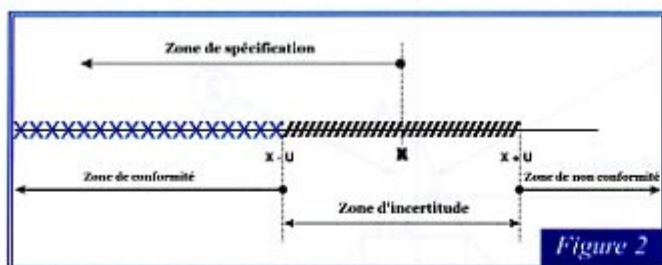


Figure 2

* La zone doublement hachurée représente la solution du système (IV), donc on peut conclure que quelle que soit la valeur Y' (valeur mesurée) située dans cette zone, la valeur Y (valeur vraie) qui est associée à Y' (et son incertitude de mesure) respecte la spécification, cette zone est appelée **zone de conformité**.

* Les zones non hachurées ne représentent pas des solutions du système (IV), donc toutes valeurs situées dans ces zones sont non conformes à la spécification, ces zones sont appelées **zones de non conformité**.

* Si la valeur mesurée Y' appartient aux zones unies hachurées, nous pouvons remarquer qu'une partie d'intervalle supposée contenir la valeur Y (valeur vraie), se trouve dans des zones de non conformité et une autre partie se trouve dans la zone de spécification; par conséquent, un jugement sur la valeur vraie (Y) n'est pas sûr car entaché d'incertitude et ces zones sont appelées **zones d'incertitude**.

3. Troisième cas

L'objectif de cet troisième et dernier cas est de localiser Y (la vraie valeur) associée à Y' (valeur mesurée) et U (l'incertitude élargie) lorsque Y' satisfait la condition de spécification définie par $Y' \geq X$.

Une même démarche que précédemment nous conduit au graphique suivant :

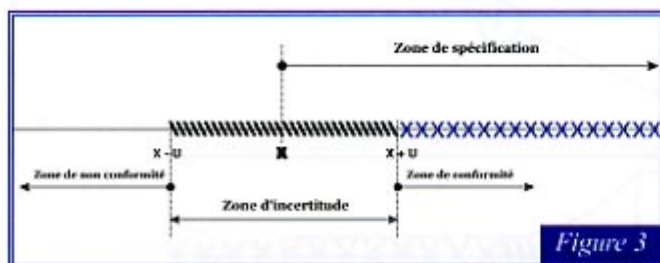


Figure 3

L'interprétation de cette figure est la même que celle de la figure 2.

IV. Estimation de risques liés aux déclarations de conformité et de non conformité

Nous avons présenté dans les graphiques précédents (figure1, figure2, figure3) les zones où la décision est incertaine et qui sont appelées **zones d'incertitude**; si Y' (résultat de mesure) se trouve dans ces zones, nous pouvons déclarer le produit en question conforme ou non conforme selon la position de Y' (résultat de mesure) par rapport aux valeurs centrales (LSI, LSS et X) de ces zones, néanmoins, la décision sur ce produit basée sur Y' comme résultat de mesure, présente certains risques.

Nous présentons dans ce qui suit, une approche permettant d'apprécier ce risque.

Nous rappelons que U est l'incertitude élargie de l'opération de mesure aboutissant à Y' comme valeur mesurée; cette incertitude est déterminée par la formule suivante :

$$U = k \times u_c \quad (k = 2) \text{ où } u_c \text{ est l'incertitude type composée.}$$

Donc, on peut associer à la variable Y' (résultat de mesure) une densité de probabilité $p(Y')$ ayant comme espérance mathématique les valeurs centrales (LSI, LSS et X) des zones d'incertitude et d'écart type u_c .

Soit t variable $\in \{LSI, LSS, X\}$.

$$\text{Soit } z \text{ variable telle que : } Z = \frac{Y' - t}{u_c}$$

z suit une densité de probabilité $p(z)$ de même nature que $p(Y')$ d'espérance mathématique zéro et d'écart type 1; à partir de cette densité de probabilité, on détermine la probabilité associée à cette variable z . Selon la position du résultat de mesure par rapport à la valeur t et la zone de spécification, cette probabilité exprimée en pourcentage représente le risque lié soit à la déclaration de conformité ou non-conformité du produit par rapport à une spécification donnée. Nous présentons ci-dessous une analyse de ce risque dans le cas où cette densité de probabilité suit une loi normale.

Avec l'hypothèse de la normalité pour la distribution de la variable Y' , la variable z suit une distribution normale réduite. Si on superpose les courbes de la densité de probabilité normale réduite sur les graphiques des figures 1, 2 et 3, on aboutit aux graphiques suivants et ce, respectivement pour les trois cas traités précédemment.

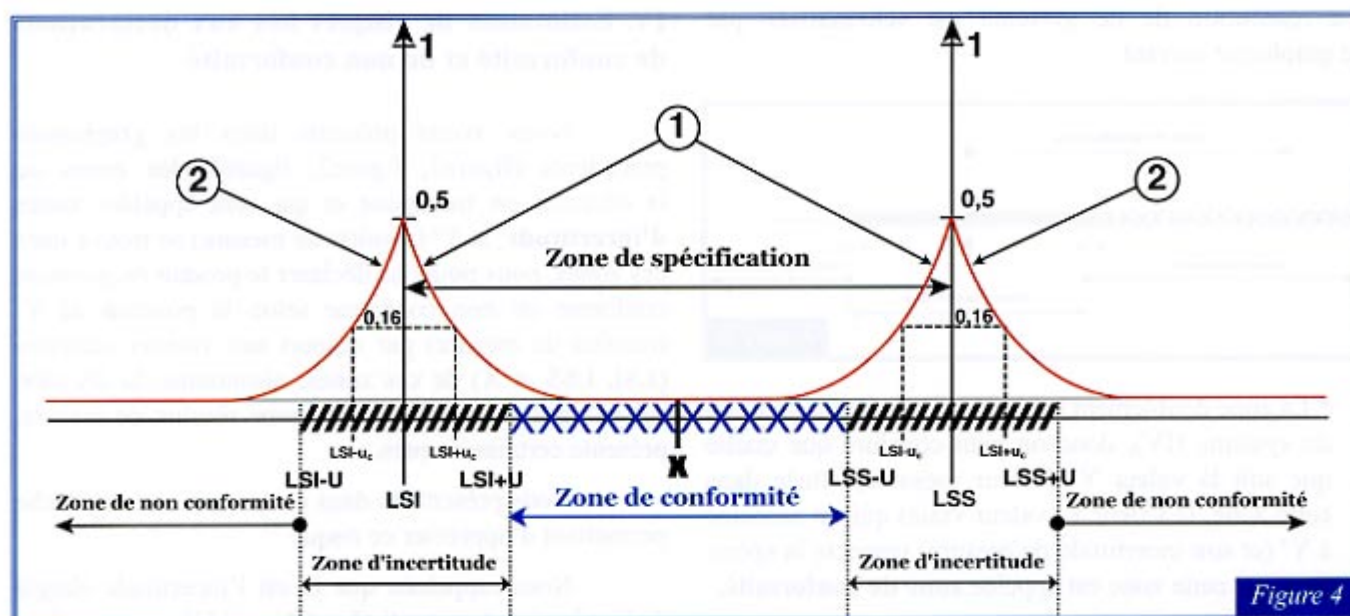


Figure 4

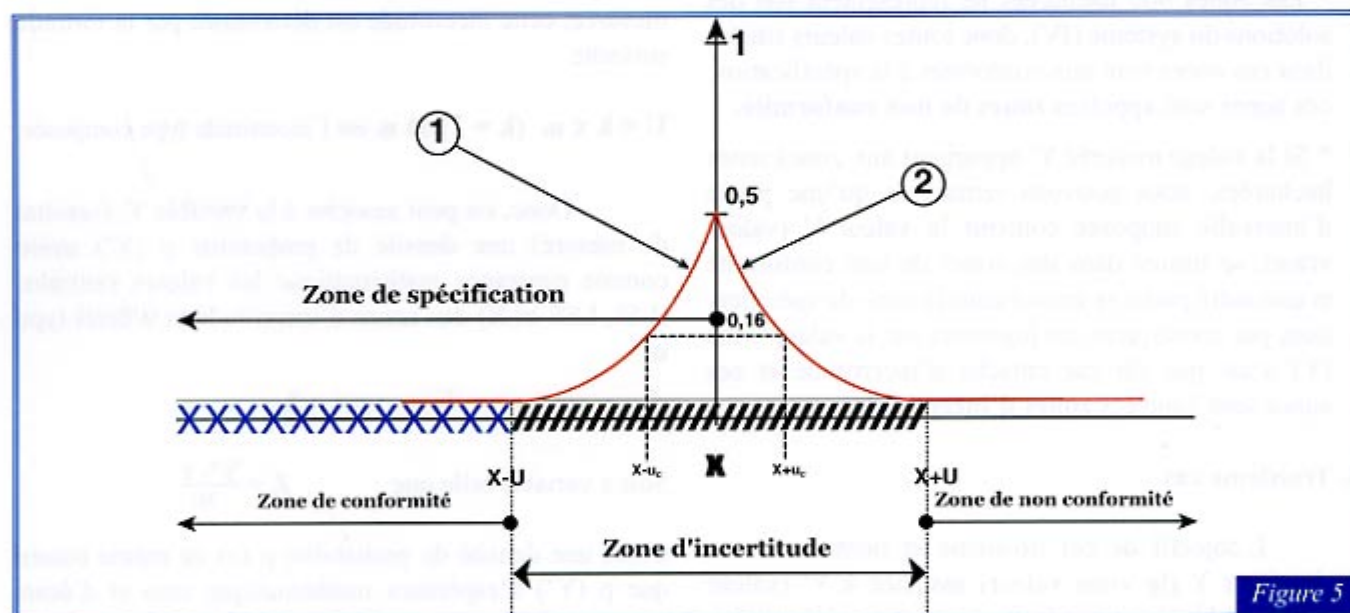


Figure 5

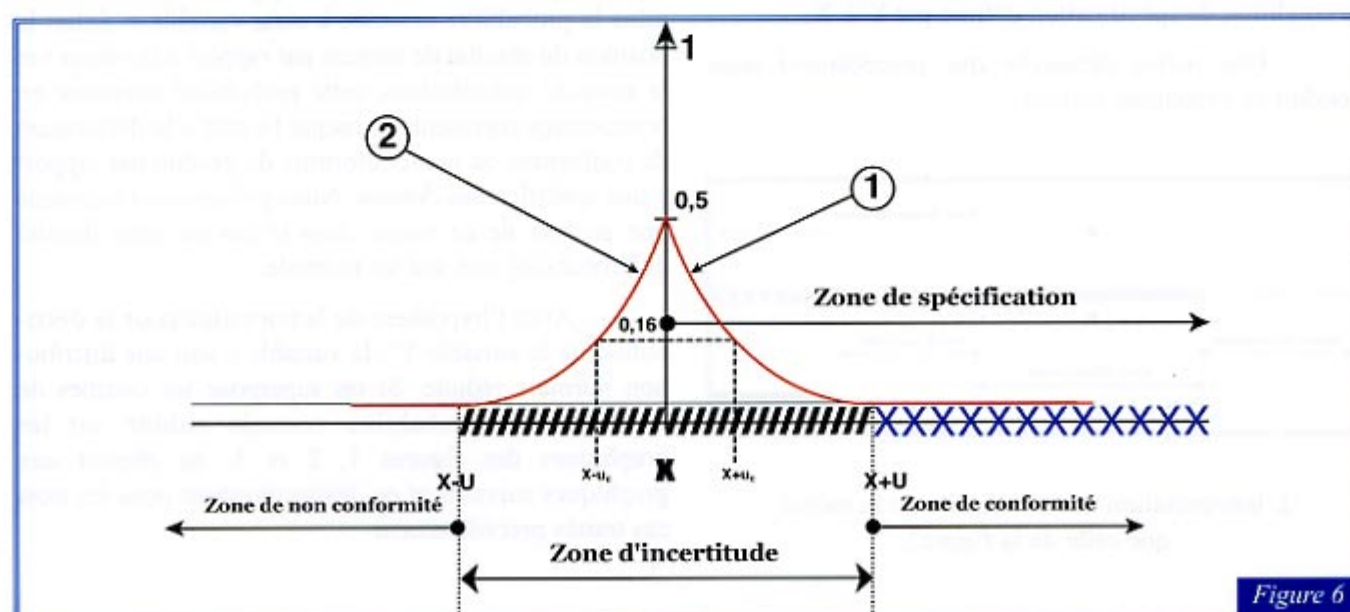


Figure 6

1 : représente la branche de la loi normale réduite qui illustre la probabilité associée au risque lié à la déclaration de conformité.

2 : représente la branche de la loi normale réduite qui illustre la probabilité associée au risque lié à la déclaration de non conformité.

Nous avons représenté sur ces graphiques la probabilité associée à la valeur de Y' lorsque celle-ci est égale à $t + u_c$ ou $t - u_c$. La valeur de z devient alors égale à 1 ou -1, la lecture d'une table de loi normale réduite permet d'associer une probabilité de 0.16 (16%) à cette valeur; on peut donc conclure que; selon la position de Y' par rapport à la valeur t et la zone de spécification, deux cas de déclaration se présentent :

- * en se plaçant dans le premier cas (voir aussi figure 4), si t égale LSI et Y' égale à $t + u_c$, on peut déclarer le produit conforme avec un risque de 16%; si Y' égale à $t - u_c$, on peut déclarer le produit non conforme avec un risque de 16%. Si t égale LSS et Y' égale à $t + u_c$, on peut déclarer le produit non conforme avec un risque de 16%; si Y' égale à $t - u_c$, on peut déclarer le produit conforme avec un risque de 16%;

- * en se plaçant dans le deuxième cas (voir aussi figure 5), si t égale X et Y' égale à $t + u_c$, on peut déclarer le produit non conforme avec un risque de 16%; si Y' égale à $t - u_c$, on peut déclarer le produit conforme avec un risque de 16%;

- * en se plaçant dans le troisième cas (voir aussi figure 6), si t égale X et Y' égale à $t + u_c$, on peut déclarer le produit conforme avec un risque de 16%, si Y' égale à $t - u_c$, on peut déclarer le produit non conforme avec un risque de 16%.

Dans le cas où le résultat de mesure Y' est respectivement égal à $t \pm 4/3 u_c$ et $t \pm 5/3 u_c$ la variable Z devient alors respectivement égal à $\pm 4/3$ et $\pm 5/3$; la lecture d'une table de la loi normale réduite permet d'associer respectivement une probabilité d'environ 10% et 5% à ces valeurs.

On peut donc conclure que, selon la position de Y' par rapport à la valeur t et la zone de spécification, deux cas de déclaration se présentent : dans le premier cas, on peut déclarer le produit conforme avec un risque respectivement de 10% et 5% et dans le deuxième cas, on peut déclarer le produit non conforme avec un risque respectivement de 10% et 5%.

Les courbes présentées sur les figures (4, 5 et 6)

montrent ainsi l'évolution du risque lié à la déclaration de conformité et de non conformité lorsque Y' se trouve dans une zone d'incertitude.

V. CONCLUSIONS

Dans cet article, nous avons tenté d'abord de présenter la méthode permettant le découpage en zones qui nous permet de décider, non en fonction de la valeur mesurée mais en fonction de la valeur réelle qui ne peut être déterminée par méconnaissance de plusieurs facteurs ; néanmoins, cette valeur a pu être localisée en associant à la valeur mesurée son incertitude. Ce découpage nous a permis d'identifier trois zones :

- * zone de conformité quelle que soit la valeur mesurée située dans cette zone, la vraie valeur respecte la spécification, le produit est déclaré conforme;

- * zone de non conformité quelle que soit la valeur mesurée située dans cette zone, la vraie valeur ne respecte pas la spécification, le produit est déclaré non conforme;

- * zone d'incertitude si la valeur mesurée se trouve dans cette zone, la vraie valeur peut se retrouver soit à l'intérieur soit à l'extérieur de la zone de spécification; des risques sont associés à la déclaration de la conformité ou de la non-conformité.

Ensuite, nous avons présenté une approche, permettant d'apprécier le risque lié à la déclaration de conformité ou de non conformité de produit par rapport à une spécification donnée; l'idée dans cette approche, a été d'associer à la valeur mesurée une probabilité; cette probabilité a été déterminée à partir de l'estimation de la distribution de la variable résultat de mesure; dans notre cas, la normalité de la distribution de la valeur mesurée nous a permis d'utiliser la loi normale pour apprécier ce risque.

Dans notre présentation ci dessus, il est possible de remarquer que la zone de conformité dépend de la tolérance ou/et de l'incertitude. Pour avoir une zone d'incertitude raisonnable, la norme NF EN 02-204 définit un rapport entre l'incertitude type (incertitude composée) et la tolérance; ce rapport doit être inférieur ou égal à 1/16. Si cette condition est respectée et que la valeur mesurée se trouve dans une zone d'incertitude, des solutions peuvent être trouvées à savoir :

- * soit recommencer la mesure en utilisant un instrument d'incertitude plus faible et qui permette peut être, de se retrouver dans une zone où la décision peut être prise;

* soit adopter au cours de la conception du produit, des tolérances plus faibles que les tolérances exigées par les clients.

Le domaine d'application est à large spectre, qu'il s'agisse de contrôle en cours de fabrication, d'essais de réception de matériels ou d'ouvrages, de contrôle dans le cadre de la maintenance d'ouvrages, de comptage d'énergie, etc.

Il s'agit de lancer une réflexion qui doit être poursuivie et approfondie au sein de la STEG et qui devrait déboucher sur l'identification de procédures pratiques à appliquer lorsque l'on est en présence d'un résultat de mesure qui doit servir de base à une décision.

Savoir tenir compte des paramètres déterminants d'une valeur mesurée et évaluer le risque de pren-

dre une mauvaise décision, représentent un enjeu technico-économique.

Bibliographie

Technique de l'ingénieur "mesure et contrôle" volume R1.

La norme NF EN 02-204 "déclaration de conformité".

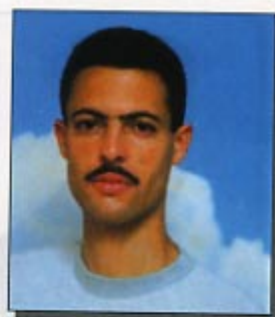
La norme ISO 14253-1

"Spécification géométrique des produits (GPS) - Vérification par la mesure des pièces et des équipements de mesure - Partie 1 : Règles de décision pour prouver la conformité à la spécification".

La norme NF XP X 07-020 "Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure".

CONTROLE DES GAZODUCS DE TRANSPORT GAZ PAR RACLEURS INSTRUMENTES (INTELLIGENTS)

OUANES Maher
DGZ



Dans le souci d'assurer une sécurité permanente des ouvrages de transport gaz et du personnel de l'exploitation et afin de maîtriser le comportement mécanique et physico-chimique des matériaux de construction de ces ouvrages d'une part et dans le but de créer des banques de données relatives à l'état des gazoducs d'autre part, la STEG a décidé de procéder au contrôle du réseau de transport gaz par la technique de raclage à haute résolution magnétique.

I. Typologie des défauts - Définitions

Les défauts qui peuvent affecter un gazoduc de transport gaz sont des :

- défauts de revêtement;
- enfoncements;
- rayures;
- fissures;
- corrosion;
- défaut de soudures.

Les défauts constatés peuvent être une combinaison de ces différents types de défauts.

1.1. Défaut de revêtement

Les canalisations enterrées sont enrobées d'un revêtement externe (bandes appliquées à froid, produits thermo rétractables, polyéthylène mono, bi ou tri couches).

Les défauts de revêtement qui se présentent comme détériorations locales de la bande, peuvent avoir des conséquences sur les risques de corrosion externe en fonction de leur morphologie.



Défaut de revêtement causant la corrosion de la conduite (El Borma - Gabès)

1.2. Enfoncements

Un enfoncement est une déformation localisée du tube, modifiant sa circularité mais sans enlèvement de matière.

1.3. Rayures

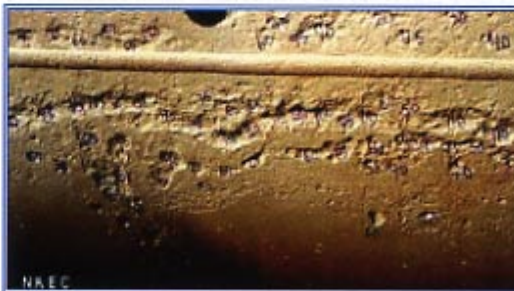
Une rayure est un défaut longiligne, avec enlèvement mécanique de matière et réduction de l'épaisseur. Ce type de défaut peut entraîner des fissures.

1.4. Fissures

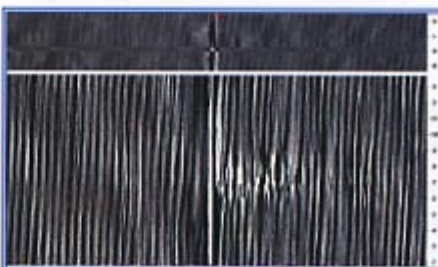
Une fissure est un défaut plan d'origine purement mécanique (fatigue pure) ou partiellement physico-chimique.

1.5. Défauts de corrosion

Une corrosion est une perte de métal, interne ou externe, consécutive à un phénomène d'oxydation du métal au contact du milieu physico-chimique environnant. Dans les conditions de fonctionnement d'une canalisation de transport gaz, les phénomènes de corrosion sont de nature électrochimique et sont déclenchés par la présence d'une phase aqueuse (eau ou sols) contenant une ou plusieurs espèces oxydantes (O_2 , CO_2 , H_2S éventuellement créé par développement de bactéries sulfato-réductrices).



Corrosions externes regroupées

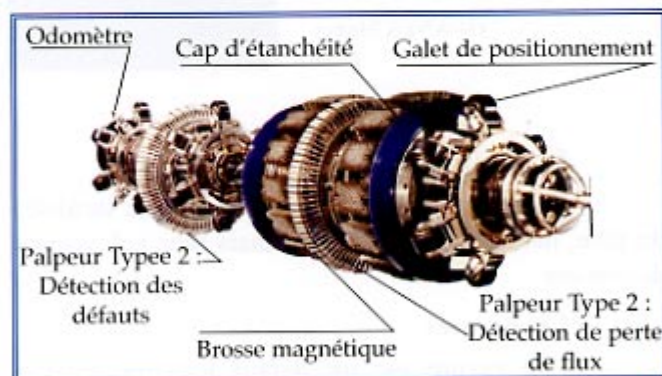


Signature numérique d'un défaut interne

1.6. Défauts de soudage

Ce sont des défauts introduits dans le métal déposé ou dans la zone affectée thermiquement (ZAT) lors des opérations de soudages.

II. Racleurs instrumentés



Les outils d'inspection interne sont appelés racleurs instrumentés ou racleurs intelligents. Ces appareils sont propulsés à l'intérieur du pipeline par le gaz. Ils sont insérés et retirés du pipeline au moyen de sas appelés gares de racleur.

Tous les outils d'inspection sont constitués d'un ou plusieurs modules, suivant leur complexité, ils sont reliés entre eux par cardans. Ils comprennent en général les sous-ensembles suivants :

- les capteurs de mesure (sensors),
- un dispositif électrique de traitement de données et de stockage,
- une alimentation électrique autonome constituée de batteries (ou piles).

Ces outils ont l'avantage de permettre une inspection de la canalisation sur toute sa longueur contrairement aux moyens de contrôles non destructifs classiques menés depuis l'extérieur du tube et qui nécessitent la réalisation d'excavations. Ces outils sont autonomes et collectent des données tout au long de leurs parcours dans la canalisation. Les données sont récupérées et traitées, après retrait de l'outil de la canalisation pour être ensuite interprétées.

Les racleurs existants permettent l'inspection de pipelines de diamètre de 4" à 60". Leur longueur peut atteindre plusieurs mètres et leur poids plusieurs tonnes selon les modèles.

Les racleurs instrumentés, mis en œuvre pour l'inspection en ligne, concernent les domaines suivants:

- le contrôle de géométrie;
- la détection de pertes de métal;
- la détection de fissure;

- la détection de fuite;
- la cartographie.

Outils pour la détection des manques de métal, basés sur la mesure de fuite de flux magnétique

Les pertes de métal qu'elles soient provoquées par une corrosion, un frottement, une griffure, un arrachement ou tout autre cause, sont les types de défaut le plus fréquemment recherchés.

Deux principes physiques sont utilisés : la fuite de flux magnétique et les ultrasons.

A - Principe des outils à haute résolution magnétique

Le principe physique mis en œuvre sur les outils à fuite de flux magnétique est présenté sur la figure ci-après. Un flux magnétique longitudinal est induit dans l'épaisseur de la paroi entre les pôles d'un aimant. Tout manque de métal survenant dans la paroi des tubes, provoque une distorsion des lignes de champ à l'extérieur de la paroi du tube; cette fuite du flux magnétique est détectée par un capteur qui génère alors un signal électrique indiquant la perte de métal. Ces signaux sont traités par des systèmes électroniques sophistiqués et les données résultantes sont stockées pour une analyse informatique postérieure détaillée, en vue de l'établissement du rapport d'inspection.

Les critères prépondérants pour le choix d'un racleur instrumenté MFL (Magnetic Flux Leakage = Fuite de Flux magnétique) sont :

- la magnétisation;
- les capteurs et la résolution.

B -La magnétisation

Les racleurs MFL sont équipés de « systèmes » magnétiques consistant le plus souvent en l'assemblage d'aimants permanents et de brosses. La combinaison de ces systèmes avec la paroi du tube constitue le circuit magnétique.

La résistance magnétique, appelée réluctance, dans le circuit magnétique doit être aussi faible que possible dans le but d'obtenir une haute densité de flux magnétique et de là un bon niveau de magnétisation à travers la paroi du tube.

La minimisation de la réluctance s'obtient par l'optimisation du calcul du système magnétique en utilisant des matériaux à perméabilité magnétique élevée.

Le calcul du circuit magnétique est fortement dépendant du diamètre du tube et de la flexibilité nécessaire au racleur pour passer les coudes à court rayon, ainsi que les réductions de diamètre interne.

Les racleurs MFL sont souvent équipés de systèmes magnétiques montés sur ressorts pour améliorer la flexibilité. Quelquefois, particulièrement pour les petits diamètres, le système magnétique reste rigide, mais les brosses comportent de longs poils.

La magnétisation de la paroi du tube dépend de l'épaisseur et du matériau de celle-ci, ainsi que de la vitesse du racleur, en plus de la conception du système magnétique.

Le niveau de magnétisation doit être adapté à l'utilisation recherchée; des niveaux de magnétisation trop faibles ou trop élevés peuvent conduire à sous-estimer ou à surestimer le nombre et l'importance des indications.

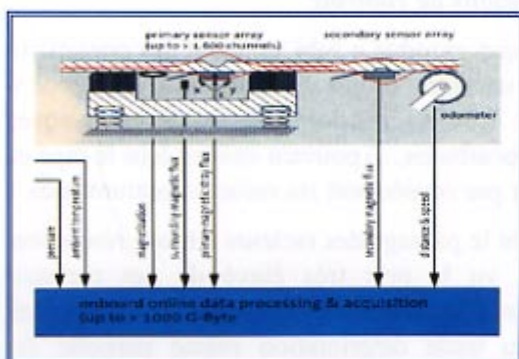


Schéma de fonctionnement du racleur intelligent



Lancement du racleur MFL dans la conduite Mornag-Radès

C - Capteurs et résolution

La plupart des sociétés de contrôle utilisent des racleurs équipés de capteurs à effet « Hall » où toute fuite de flux génère un signal électrique. Ces capteurs sont sensibles et de taille réduite.

Les racleurs équipés de capteurs à effet « Hall » n'ont pas de spécification de vitesse minimale.

La méthodologie des contrôles par racleurs instrumentés revient à réaliser un « quadrillage virtuel » de mesures dans le sens axial et le sens de la circonférence. La dimension de la maille joue un rôle important dans la capacité à détecter et à dimensionner les petits défauts.

Dans le sens de la circonférence, le pas de la maille est déterminé par l'espacement des capteurs (de quelques mm à 100 mm) et dans les sens axial par le pas de mesure (de quelques mm).

Les racleurs MFL peuvent être équipés de capteurs additionnels pour réaliser la discrimination entre les défauts internes et externes (ces capteurs sont seulement sensibles aux défauts internes).

III. Norme ASME B 31 G

III.1. Graphe ERF

Tous les points de corrosion détectés par le racleur à haute résolution magnétique sont placés sur le graphe ASME B 31, en fonction de la profondeur de la corrosion comme ordonnée et de la longueur de la corrosion comme abscisse.

La courbe $ERF=1$ (Estimate repair factor) est tracée pour les points dont la pression maximale de service d'un point de corrosion (calculée par la méthode ASME) est égale à la pression de conception du pipe.

Tous les points qui se situent au dessus de la courbe ne peuvent pas supporter une pression de service supérieure à la pression de conception du segment majeur du pipe. Ces points possèdent en réalité un $ERF>1$, ils doivent être par conséquent réparés.

L'ERF de chaque point est calculé par un ensemble d'équations de l'ASME B 31 G en fonction de la profondeur de la corrosion, de sa longueur et des paramètres de conception du tronçon du pipe.

Les points qui se situent sous la courbe sont acceptables en l'état ($ERF<1$) mais leurs migrations vers la courbe doivent être contrôlées systématiquement.

III.2. Evaluation de l'état d'un défaut suivant ASME B 31 G

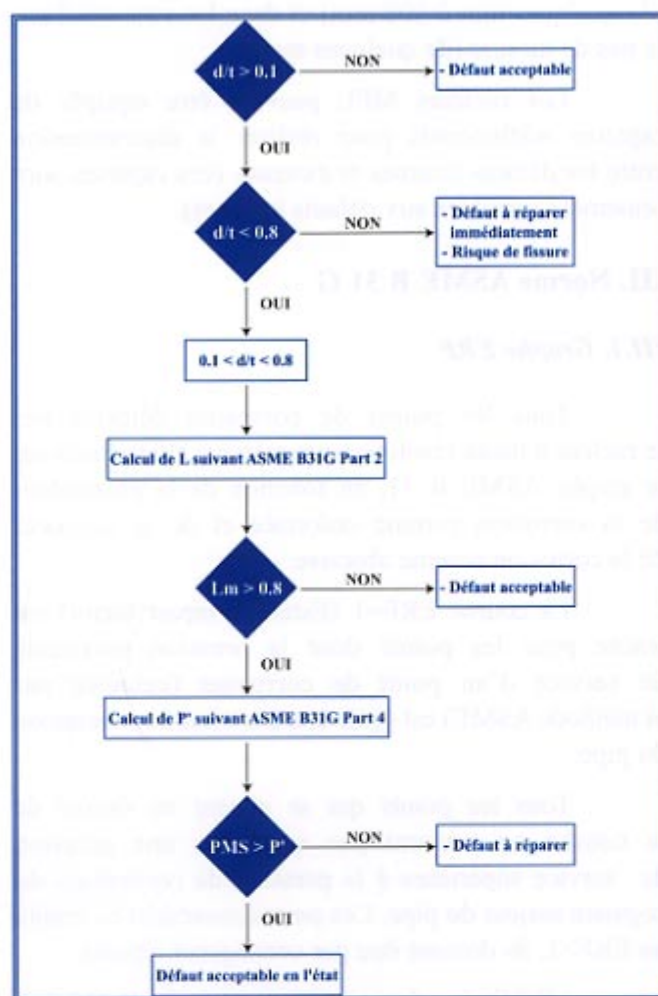
A - Paramètres mesurés

- d : profondeur max. du défaut;
- t : Epaisseur nominale du pipe sans tenir compte des surépaisseurs;
- Lm : Longueur max. du défaut;

B - Paramètres calculés

- L : Longueur maximale acceptable du défaut suivant ASME B 31 G;
- P' : Pression maximale acceptable du défaut suivant ASME B 31 G;

C – Méthode ASME pour l'évaluation de la gravité des défauts



IV. Projet de contrôle de gazoducs de transport gaz par racleurs à haute résolution magnétique

Le projet de contrôle des gazoducs de transport a été lancé dans le but de :

- vérifier l'état mécanique des gazoducs;
- identifier le comportement des gazoducs STEG, en fonction des conditions d'exploitation (pression, débit, température, composition des gaz,...etc.);
- contrôler l'évolution des corrosions dans les gazoducs;
- localiser, sur chaque gazoduc, les défauts susceptibles de créer un danger quelconque pour l'exploitation;
- créer une banque de données relative à chaque gazoduc, contenant notamment : les défauts de fabrication, les défauts de corrosions, les déformations mécaniques, le comportement sous contraintes, etc.
- préparer le planning d'intervention sur les gazoducs de transport;
- vérifier la possibilité d'une éventuelle augmentation de production notamment pour les conduites 10".

Le coût du projet s'est élevé à 1500 MD soit une moyenne de 2.4 DT par mètre de pipe contrôlé.

IV.1. Gazoducs contrôlés

N° Gazoduc	Diamètre	Longueur	Type de fabrication des tubes
1 - Borma - Pk 112	10"	112 Km	Etré sans soudure
2 - Pk 112 - Gabès	10"	183 Km	Etré sans soudure
3 - Nakta - Ben Sahloun	20"	16 Km	Soudure spirale
4 - Ben Sahloun - Sfax	20"	28 Km	Soudure spirale
5 - Ben Sahloun - Gabès	20"	105 Km	Soudure spirale
6 - M'saken - Zriba	20"	69 Km	Soudure longitudinale
7 - Zriba - Tunis	20"	55 Km	Soudure longitudinale
8 - Mornag - Radès	20"	12.5 Km	Soudure spirale
9 - Nabeul - Tunis	24"	45 Km	Soudure spirale

IV- 2- Opérations de contrôle

Chaque gazoduc a subi au début des opérations de contrôle, une série d'opérations de nettoyage pour y enlever tout type de résidus (eau, pièce mécanique, rouille, hydrocarbures,...) pouvant exister dans le pipe et endommager par conséquent les racleurs instrumentés.

Avant le passage des racleurs à haute résolution magnétique, vu le prix très élevé de ces racleurs et pour éviter tout risque de blocage à l'intérieur des conduites ou toute détérioration même partielle du racleur, nous avons procédé à une série d'opérations de calibrage et de nettoyage des gazoducs à contrôler, à savoir :

A - passage d'un racleur à mousse en polyéthylène

C'est un racleur à mousse haute densité enrobé d'une bande épaisse en polyéthylène, sur lequel est fixée une plaque calibreuse en aluminium dur; ce racleur permet la détection et le nettoyage des liquides à l'intérieur du pipe. La plaque détecte la présence d'enfoncements qui dépassent 10% du diamètre nominal du pipe;



B - passage d'un racleur magnétique

Ce racleur possède plusieurs modules dont chacun est muni de quatre aimants puissants qui fixent lors de son passage les pièces mécaniques résiduelles dans la conduite;

C - passage d'un racleur à disques

C'est un racleur équipé de plusieurs disques de différents diamètres en polyamides ou en polyéthylène HD ; son rôle est le nettoyage de la conduite de toute présence de liquides ou de poudre;

Ces trois opérations ont été répétées plusieurs fois jusqu'au nettoyage parfait de la conduite;



D - passage d'un racleur mécanique (profil)

Ce racleur possède pratiquement les mêmes dimensions qu'un racleur intelligent. Il est équipé de plusieurs plaques calibreuses et de trois rangées de galets pour détecter les restrictions du pipe et les coudes de diamètres réduits;

E - passage du racleur intelligent

Après réception du racleur mécanique et si son état s'avère satisfaisant, on procède au lancement du racleur intelligent.

Chaque opération de lancement et de réception d'un racleur intelligent doit s'accompagner d'une très grande vigilance. Les procédures de lancement

et de réception ont été élaborées avec soin à l'avance pour chaque gare de racleur; la manipulation des ouvrages de lancement et de réception se fait en présence de la société prestataire, de l'équipe de projet et des exploitants.

Avant lancement de ce racleur, on procède à l'emplacement le long du pipe de capteurs magnétiques qui détectent le passage du racleur intelligent (chaque Km). Ces capteurs sont programmés à l'avance et permettent de localiser le racleur en cas de blocage, comme ils permettent de localiser les défauts détectés puisqu'ils sont pris comme indices de localisation.

Au cours du mouvement du racleur, l'équipe du projet contrôle sa vitesse liée directement au flux du gaz et les pressions en amont et en aval, permettant ainsi de garder une vitesse réelle du racleur dans la fourchette contractuelle admissible.

Après réception du racleur intelligent, les données enregistrées sont traitées et présentées à la STEG sous forme de rapport contenant des tableaux et des graphes normalisés.

IV.3. Résultats des opérations de contrôle

Ce projet de contrôle qui a duré une année a permis de tracer la carte des défauts de tous les gazoducs contrôlés; de même, nous avons détecté tous les défauts de revêtement, les défauts de soudures, les enfoncements, les ovalisations et les modifications géométriques des gazoducs contrôlés.

A - Répartition des défauts par ERF

N° - Gazoduc	Nombre de défauts Avec ERF > 1
1- Borma - Pk 112	285
2- Pk 112 - Gabès	1339
3- Nakta - Ben Sahloun	0
4- Ben Sahloun - Sfax	1
5- Ben Sahloun - Gabès	0
6- M'saken - Zriba	6
7- Zriba - Tunis	9
8- Mornag - Radès	0
9- Nabeul - Tunis	2

B - Etat des gazoducs

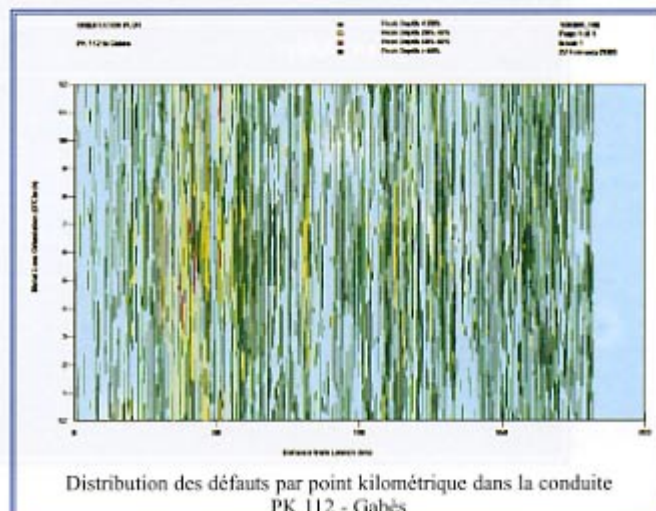
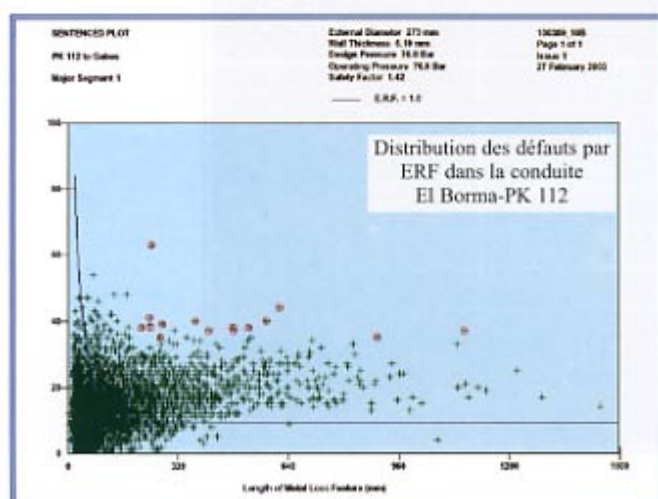
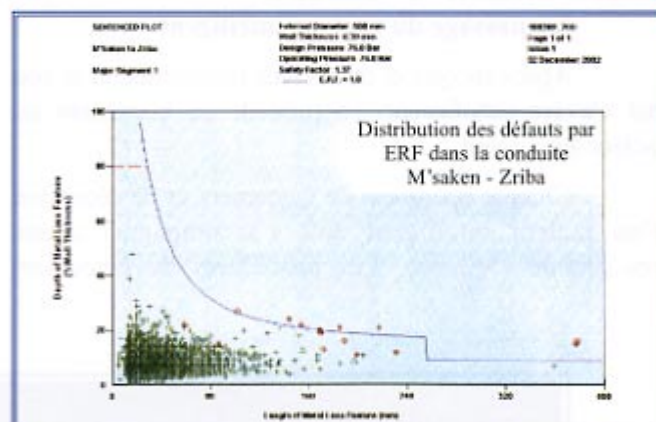
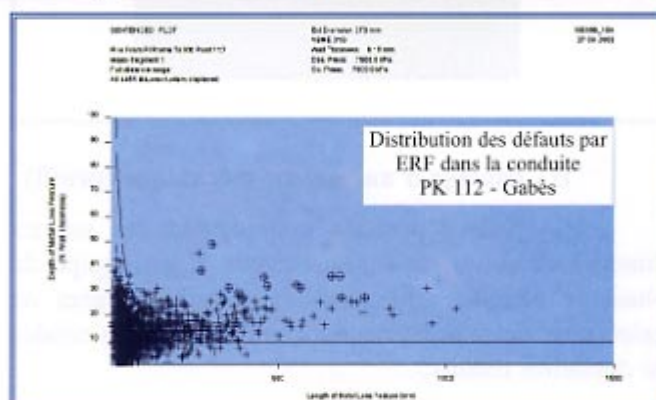
N° - Gazoduc	Année de construction	Etat	Nbr de points à réparer
1- Borma - Pk 112	1972	Nécessite réparation	150
2- Pk 112 - Gabès	1972	Nécessite réparation	1300
3- Nakta - Ben Sahloun	1992	Bon	0
4- Ben Sahloun - Sfax	1992	Bon	1
5- Ben Sahloun - Gabès	1992	Bon	2
6- M'saken - Zriba	1980	Normal	12
7- Zriba - Tunis	1980	Normal	15
8- Mornag - Radès	1999	Bon	3
9- Nabeul - Tunis	1997	Bon	0

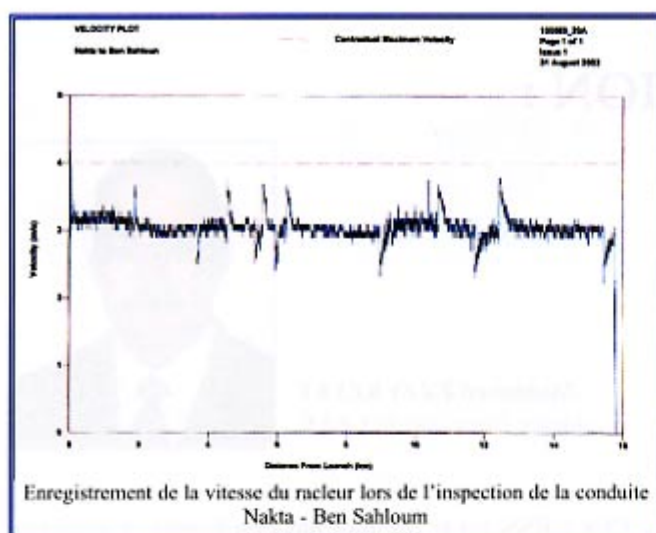
C - Rapports d'inspections

Chaque gazoduc contrôlé a fait l'objet d'un rapport d'inspection explicitant et localisant toutes les caractéristiques du gazoduc à savoir notamment :

- emplacement des soudures,
- longueurs des spools (Tube entre soudure),
- emplacement des piquages et tés,
- emplacement des vannes de sectionnement,
- localisation et listing de tout type de défaut,
- localisation des pièces mécaniques agressant le pipe par l'extérieur,
- classement des défauts par gravité,
- sélection des défauts à réparer,
- enregistrement des paramètres réels d'exploitation au cours de l'inspection (pressions, températures, vitesse du gaz, ...),
- identifications des accessoires des pipes,
- identification des zones de vibration.

Un échantillon des rapports d'inspection est présenté ci-dessous





D - Constatations

Les résultats du contrôle ont montré un état satisfaisant de la plupart des conduites à l'exception des deux conduites El Borma – Kamour et Kamour – Gabès. Les conduites récentes favorisées par une protection mécanique épaisse en polyéthylène appliquée à chaud en usine et d'une protection cathodique performante, ne présentent pratiquement pas de risques de corrosion tandis que les deux conduites M'saken Zriba et Zriba – Tunis moins, récentes et bénéficiant des mêmes avantages de protection sont affectées par un très grand nombre de points de corrosions de petites tailles; ceci est dû à un dépôt de poudre noire (mélange d'eau, de terre et de rouille) cumulé depuis la construction et aggravé durant la première période d'exploitation du champs Miskar. Ces deux derniers gazoducs ont fait l'objet

au cours de ce projet d'une minutieuse campagne de nettoyage qui a permis d'en extraire le dépôt corrosif. Les deux conduites El Borma – Kamour et Kamour – Gabès, construites en 1972 en acier Grade B (gamme tendre), protégées mécaniquement à froid par une bande protectrice peu efficace et ne bénéficiant pas de protection cathodique adéquate à cause de la résistivité du sol et de la fragilité de la protection électrique (qualité similaire à la protection mécanique), présentent un très grand nombre de corrosions externes. Ces deux conduites vont faire l'objet d'un projet de réparation et de réhabilitation.

V - CONCLUSION

Ce projet de contrôle des conduites de transport du gaz par racleur à haute résolution magnétique a montré la nécessité d'adopter au sein de la STEG un plan de contrôle périodique à toutes les conduites, afin d'optimiser leur durée de vie, d'adapter les paramètres d'exploitation à l'état des gazoducs et de maîtriser l'évolution des corrosions et de même il est nécessaire de procéder dès la construction d'une nouvelle conduite à son contrôle magnétique pour constituer une banque de données qui serve par la suite à l'élaboration des fonctions d'évolution des défauts.

La réalisation et les résultats de ce projet ont également permis de revoir quelques aspects de conception des postes de lancement et de réception de racleurs et d'évaluer les différentes protections des conduites de transport gaz.

LES TRAVAUX SOUS TENSION : EXPERIENCE DE LA STEG



Mohamed EZZERELLI
Ancien Directeur du CFPK

I. INTRODUCTION

L'énergie électrique, par ses qualités (propre, discrète, modulable, transformable etc.) n'a pas cessé de se développer et de pénétrer de plus en plus dans tous les secteurs d'activités (industrielle, artisanale...) ainsi que dans les foyers domestiques. La vie moderne aussi bien en milieu urbain qu'en milieu rural est devenue fortement dépendante de la disponibilité de l'énergie électrique. Cette dépendance rend le client de plus en plus sensible aux coupures du courant quelle qu'en soit l'origine bien que certaines soient causées par des incidents externes (tempête, chantier, objets jetés sur réseau...) mais beaucoup d'autres sont volontaires et décidées par le fournisseur d'énergie électrique pour lui permettre l'entretien des réseaux, le raccordement des nouveaux ouvrages etc...

Il est évident que pour améliorer la qualité et la continuité de la fourniture de l'énergie électrique le distributeur doit disposer de moyens appropriés pour :

- 1) réduire au maximum les coupures causées par des incidents externes;
- 2) réduire à zéro les coupures volontaires, ce qui revient à dire qu'il faut faire les interventions volontaires sur l'ouvrage électrique en le maintenant sous tension : c'est ce qu'on désigne par la **technique des travaux sous tension (T.S.T.)**.

II. APERÇU HISTORIQUE DES TRAVAUX SOUS TENSION

La méthode de travail sous tension est apparue aux Etats-Unis d'Amérique en 1913. Les premières opérations étaient simples et consistaient à ouvrir des sectionneurs avec des bâtons en bois. Cette technique s'est imposée progressivement dans différents pays pour des raisons propres à chaque pays :

- l'Ex URSS fut le premier pays en Europe à introduire les travaux sous tension pour maintenir la fourniture d'énergie à ses usines d'armement pendant la seconde guerre mondiale car en raison de l'effort de guerre, la construction des lignes de secours était très coûteuse et aurait pris trop temps;

- la Suède a adopté cette technique en raison des grandes distances entre les centres de production situés dans le Nord et les centres de consommation situés dans le sud du pays;

- la France a adopté les travaux sous tension dans les années soixante en vue de l'amélioration de :

- la continuité de service;
- la sécurité du personnel;

- la STEG a introduit la technique des travaux sous tension en 1973 suivie par l'ONE (le Maroc) en 1978 et SONELGAZ (l'Algérie) en 1994.

Actuellement la technique des travaux sous tension est introduite et pratiquée dans la plupart des pays à travers le monde. Depuis son apparition, elle n'a cessé de se répandre et de se développer aussi bien en méthodes du travail qu'aux niveaux des tensions : basse, moyenne, haute et très haute tension (730.000 volts).

III. SPECIFICITES DES TRAVAUX SOUS TENSION

A) les risques électriques

Les risques d'origine électrique, pour un opérateur qui intervient sur un ouvrage sous tension, peuvent être :

- 1) un risque d'électrisation auquel l'opérateur s'expose lorsqu'il intervient sur un conducteur ou une pièce métallique portée à un potentiel différent du sien;

2) un court circuit que l'opérateur peut provoquer lorsqu'il intervient sur un conducteur sous tension à proximité de pièces métalliques reliées soit à la terre, soit au potentiel d'une autre phase.

La pratique des travaux sous tension doit donc garantir et satisfaire la double condition de :

- a) protéger l'opérateur contre les risques d'électrisation.
- b) empêcher les courts circuits entre conducteurs et pièces à potentiels différents.

Pour se prémunir contre ces risques, des méthodes, des outils et des règles ont été élaborés. Cet ensemble repose sur les points fondamentaux suivants :

- ♦ la formation du personnel suivant des programmes appropriés;
- ♦ la mise en œuvre d'outils bien adaptés;
- ♦ l'élaboration de fiches techniques et de modes opératoires relatifs aux outils utilisés;
- ♦ l'élaboration d'un document précisant les Conditions d'Exécution du Travail (C.E.T). Ce document doit apporter à la fois la rigueur indispensable à une bonne sécurité et la souplesse nécessaire aux interventions sur des ouvrages très divers, ce qui préserve l'initiative des agents mais nécessite la préparation soignée des travaux.

B) les méthodes des travaux sous tension

Pour travailler sur un ouvrage sous tension, trois méthodes sont utilisables :

1) Le travail à distance

L'opérateur doit se tenir constamment à une distance suffisante des pièces nues sous tension et n'utiliser que des outils isolants ou isolés. (Photo : 1)

2) Le travail au contact

L'opérateur est protégé du contact direct de la tension par ses protections individuelles tel que gants en caoutchouc, manchettes... mais s'il y a un risque de contact entre les parties non protégées de l'opérateur et les masses ou la terre, des protections complémentaires telles que les nappes isolantes sont mises en œuvre. (Photos : 2 et 5).

3) Travail au potentiel

L'opérateur se met au contact direct et au même potentiel que le conducteur. Il doit être de ce fait suffisamment isolé de la terre et des autres structures dont le potentiel est différent de celui du conducteur objet d'intervention. C'est l'image d'un oiseau perché sur un conducteur, pouvant avoir une tension de

730.000 volts, en train de se reposer ou de se faire une toilette ! (Photos : 3 et 4).

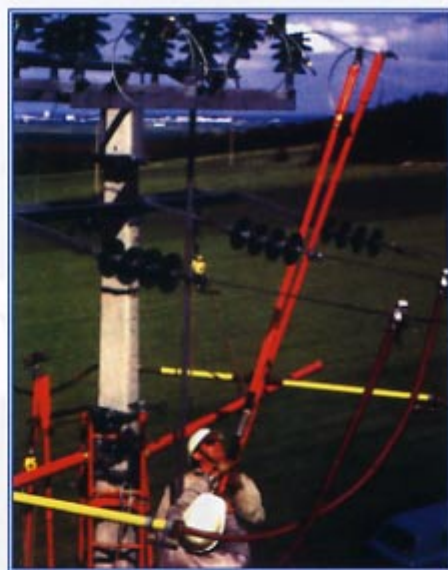


Photo1 : Travail à distance en MT



Photo 2 : Travail au contact en MT



Photo 3 : Travail au potentiel en MT



Photo 4 : Travail au potentiel en HT



Photo 5 : Travail au contact en BT



Photo 6 : laboratoire de contrôle et d'essais du matériel TST/MT du Centre de Formation à Khlédia

Désignation	Ouvrages		
	BT	MT	HT/THT
Méthodes			
- à distance	X	X	X
- au contact	X	X	—
- au potentiel	—	X	X
Accès au poste du travail			
- grimpettes	X	—	—
- échelles	X	X	X
- nacelles	X	X	—
- hélicoptère	—	—	X
- robot (Japon)	—	X	X
- support métallique	X	X	—

C) La continuité du service

Les exigences du client ont considérablement évolué tant dans la continuité que dans la qualité du courant distribué, ce qui a incité les fournisseurs d'énergie électrique à introduire et généraliser la technique des travaux sous tension. En effet cette technique, à tous les niveaux de tension, contribue inéluctablement à l'amélioration de la continuité du service en réduisant aussi bien les coupures pour travaux que les coupures causées par des incidents, car elle offre des possibilités d'entretien préventif programmé.

D) La sécurité du personnel

L'analyse des accidents d'origine électrique montre que la plupart d'entre eux sont dus à une fausse manœuvre, une consignation incomplète, une erreur d'appréciation etc... La technique des travaux sous tension élimine d'emblée ce risque puisque l'opérateur travaille avec la certitude de la présence de la tension. Il dispose même d'un appareil accroché au réseau qui émet un signal sonore en cas de disparition de la tension.

L'expérience a prouvé qu'il est moins dangereux de travailler en sachant que l'ouvrage est sous tension et en prenant les précautions nécessaires, que de travailler sur un ouvrage supposé hors tension et consigné. En fait, l'amélioration de la sécurité ne résulte pas de la présence de la tension elle-même mais de tous les facteurs réunis dans le cadre des méthodes des travaux sous tension :

- ♦ la formation du personnel,
- ♦ l'outillage de qualité,
- ♦ la préparation du travail,
- ♦ le contrôle, etc.

Remarque

Le choix de la méthode de travail sous tension, outre la formation et l'habilitation de l'opérateur dépend :

- a) du niveau de tension (BT, MT, HT, THT);*
- b) de la nature de l'intervention;*
- c) des moyens appropriés disponibles;*
(voir tableau récapitulatif)

Remarque importante

Conformément aux prescriptions de la norme (l'UTE C18-520) le matériel et l'outillage utilisés dans les travaux sous tension, doivent être soumis à des contrôles et des essais périodiques conformément aux modalités fixées par les fiches techniques. (photo :6)

E) L'organisation du travail

Bien que cet aspect n'ait pas été essentiel dans les objectifs initiaux, l'expérience montre que les travaux sous tension contribuent à une meilleure organisation du travail du fait que toute intervention sur un ouvrage doit être précédée par une visite du site par le contre maître.

La nature des opérations à effectuer est étudiée et analysée par l'ensemble de l'équipe et du contre maître afin d'arrêter la méthode et préparer les moyens à mettre en œuvre pour réaliser l'intervention dans le respect des règles générales spécifiques aux travaux sous tension (C.E.T.).

F) L'organisation fonctionnelle de l'activité T.S.T

Compte tenu des spécificités des travaux sous tension, l'activité est supervisée par un organe appelé Comité des travaux sous tension, dont les membres représentent pratiquement toutes les directions de l'entreprise. Ce comité qui a réalisé l'étude de faisabilité et d'adoption des travaux sous tension dans l'entreprise, a pour mission de promouvoir et développer l'activité T.S.T en fonction des besoins, des moyens et des objectifs de l'entreprise.

IV. EXPERIENCE DE LA STEG**1) Les travaux sous tension en MT****a) Les travaux à distance**

Les responsables de la STEG, sensibles à tout progrès prouvé dans le domaine de l'exploitation des réseaux électriques permettant d'améliorer la qualité de la fourniture d'énergie à sa clientèle, ont envisagé

d'introduire et de développer la technique des travaux sous tension en moyenne tension depuis 1972.

Un Comité "Travaux Sous Tension" a été constitué et a eu pour mission l'étude technico-économique de cette nouvelle méthode du travail.

C'est en 1973, que la première équipe de travaux sous tension, par la méthode à distance, a exécuté pour la première fois ce genre de travaux sur les réseaux moyenne tension de la Région de Tunis.

La formation du personnel aux travaux sous tension a débuté en 1973, au Centre d'Ottmarsheim d'Electricité de France; elle s'est poursuivie jusqu'à 1981. La durée de la formation est de 11 semaines dont 9 au Centre; les deux autres semaines sont consacrées au "lancement" de l'équipe qui, en présence du formateur, démarre les travaux sur le réseau de son district. Chaque agent reçoit l'habilitation spécifique à son poste de travail.

Au cours de cette période, 81 agents ont bénéficié de cette formation et 8 districts ont été dotés d'équipes de travaux sous tension en moyenne tension par la méthode à distance.

Les agents formés ont été préalablement sélectionnés parmi les meilleurs monteuses de lignes qui ont prouvé leur maîtrise des travaux d'exploitation et de construction des réseaux de distribution par la méthode classique.

Durant ces huit ans, les exploitants ont pu évaluer l'apport technique et économique des travaux sous tension et surtout leur contribution dans l'amélioration de la continuité de la fourniture de l'énergie à la clientèle.

Sur le plan professionnel, cette technique est perçue par le personnel exploitant comme un travail valorisant qui apporte beaucoup de satisfactions aux agents qui la pratiquent et constitue une motivation aussi bien morale que matérielle. En effet, le monteur de ligne formé aux travaux sous tension, bénéficie d'une catégorie exceptionnelle à sa confirmation.

Le bilan positif, l'expérience acquise et le savoir faire des équipes des travaux sous tension ont été déterminants et encourageants pour la Direction Générale qui a décidé, en vue de consolider et développer la pratique de la technique des travaux sous tension, de créer une infrastructure de formation au Centre de la STEG à Khlédia.

Cette décision louable a permis, en plus de la réduction du coût de formation par agent formé, de :

- ♦ concevoir une formation adaptée et conforme à la configuration du réseau de distribution de la STEG qui diffère du réseau classique d'Electricité de France (3 fils) par la présence du quatrième fils qui joue le rôle du neutre au système MALT;
- ♦ avoir une autonomie de formation.

La structure de formation aux travaux sous tension moyenne tension, créée au centre de Khlédia, a été réalisée avec l'assistance d'Electricité de France (EDF). Elle comprend :

- ♦ une salle de cours dotée des équipements pédagogiques (documents techniques, maquettes etc...);
- ♦ un réseau pédagogique 30 KV autonome et comportant pratiquement toutes les configurations des réseaux de distribution de la STEG;
- ♦ un laboratoire de contrôle et de maintenance des outils et du matériel des équipes de travaux sous tension. En effet, chaque dotation doit subir un contrôle périodique annuel obligatoire conformément à la norme (UTE C18-520) et aux fiches techniques spécifiques à chaque matériel;
- ♦ un véhicule spécialement aménagé et équipé d'une dotation complète. Il est identique à ceux utilisés par les équipes des districts.

La première équipe formée aux travaux sous tension à distance est sortie en 1983 du Centre de Khlédia.

b) Travaux aux trois méthodes

La méthode de travail sous tension à distance en moyenne tension est relativement lourde à mettre en œuvre et elle nécessite un effort physique important des opérateurs. Elle constitue la formation de base de la technique des T.S.T, mais elle ne permet pas d'exécuter certaines opérations tel que le manchonnage des conducteurs en milieu des portées, les interventions sur les postes aériens MB/BT etc. Les deux autres méthodes, présentées, à savoir le travail au contact et le travail au potentiel, ont été conçues et développées pour compléter et élargir le champs d'action des opérations d'exploitation et de maintenance des réseaux électriques au moyen des travaux sous tension.

Ces deux méthodes nécessitent une formation complémentaire de quatre semaines, au Centre, des agents ayant reçu une formation de base et acquis une solide expérience pratique dans le domaine des travaux sous tension par la méthode à distance.

La pratique de ces deux méthodes, en moyenne tension, nécessite aussi l'utilisation d'un engin, généralement un camion à nacelle dont le bras est

électriquement isolant. L'opérateur exécute le travail avec des outils légers, non encombrants, sans effort physique excessif et dans des conditions nettement plus confortables que le travail à distance.

La formation au travail par la combinaison des trois méthodes a eu lieu au Centre de Formation de Khlédia. Elle a été assurée par des enseignants du Centre qui avaient suivi, au préalable, un stage spécifique de quatre semaines en 1988 à Electricité de France. La première équipe formée en était sortie en 1989.

Depuis l'introduction en 1973 des travaux sous tension en moyenne tension et jusqu'à la fin de l'année 2002, le nombre d'agents STEG formés a été de 218 agents habilités au travail à distance, parmi lesquels 61 agents ont accédé à la formation au travail par la combinaison des 3 méthodes.

Actuellement, la STEG compte 16 districts dotés d'équipes de travaux sous tension moyenne tension, en plus des Unités de Maintenance des Régions de Tunis et de Sfax qui en ont 2 chacune.

2) Les travaux sous tension en BT

La technique des travaux sous tension en basse tension a été introduite en 1978 à la STEG, soit 12 ans après Electricité de France (EDF). La mise en place de cette technique a nécessité d'importants efforts de coordination entre les différentes structures de l'entreprise afin d'organiser :

a) la formation du personnel, confiée au Centre de Khlédia, qui a nécessité :

- ♦ l'aménagement et l'équipement de 2 salles en moyens permettant d'illustrer des méthodes de travail au contact et au potentiel. (la méthode à distance n'est pas utilisée en BT);
- ♦ la construction d'un réseau d'entraînement comportant la majorité des configurations existantes en exploitation;

b) la normalisation du matériel et de l'outillage utilisés par les exploitants des réseaux BT.

Les sessions de formation ont touché progressivement tout le personnel technique des unités d'exploitation de la basse tension aussi bien les cadres que les agents de maîtrise et d'exécution selon 3 programmes spécifiques à chaque type de population.

Actuellement et dans le cadre de la généralisation des interventions sous tension en BT, cette discipline est incluse au programme de formation des jeunes monteurs de lignes ainsi qu'aux sessions de « sécurité distribution » pour les autres catégories du personnel exploitant des réseaux BT.

3) Travaux sous tension en HT

Poursuivant sa politique de faire plus et mieux en matière de qualité de la fourniture de l'énergie électrique, la STEG a commencé à réfléchir à l'opportunité de l'introduction des travaux sous tension en haute tension au début des années 90.

Bien que le réseau de transport d'énergie électrique soit relativement maillé, son exploitation commence à poser certaines difficultés, eu égard :

a) à l'évolution de la charge au rythme moyen de 7% par an. Certaines lignes commencent à avoir des charges proches des valeurs nominales, ce qui rend leur utilisation limitée en régime de secours;

b) à l'âge de certaines lignes qui nécessitent un entretien plus fréquent et plus lourd;

c) à l'existence de certaines lignes à double terna. Cette structure a l'avantage d'être plus économique et moins encombrante que deux lignes séparées mais elle nécessite la mise hors tension des 2 lignes en cas d'intervention sur l'une d'elles par la méthode classique;

d) aux différents problèmes de pollution et agressions extérieures.

Par ailleurs, le réseau de transport a une configuration géographique qui rend l'accès difficile aux lignes qui passent à travers champs, collines et montagnes. Par conséquent, le temps du trajet mis par l'équipe d'entretien de sa base d'attache au pied d'œuvre, est long comparé au temps net de l'intervention proprement dite.

Du point de vue de l'exploitant, ces données sont suffisantes pour opter et introduire la technique des travaux sous tension en haute tension mais compte tenu du montant à allouer à ce projet, pour l'acquisition des équipements spécialisés et la formation du personnel, la décision a été prise sur la base d'une étude technico-économique comparative et chiffrée de plusieurs variantes.

La première équipe qui a été habilitée aux travaux sous tension sur les lignes haute tension par la méthode à distance, a été formée en 1998 au Canada par Hydro-Quebec qui lui a aussi fourni les équipements nécessaires.

En plus de la formation des 7 monteurs de lignes de l'équipe, 4 formateurs pratiques et 2 formateurs théoriques ont pu bénéficier de cette formation. Une deuxième équipe de 7 monteurs de ligne

a été formée en 1999 au Centre de Khlédia par des formateurs STEG avec la supervision d'Hydro-Quebec International.

V. EXPERIENCE DE LA STEG AU SERVICE DES TIERS

L'expérience acquise, la compétence du personnel, leur savoir-faire et l'infrastructure de formation dans le domaine des travaux sous tension ont donné à la STEG une image d'école en la matière.

Cet acquis reconnu par des responsables des sociétés étrangères d'électricité s'est concrétisé par la réalisation d'un certain nombre d'actions et de prestations de service au profit de leurs personnels.

1- Actions de formation

a) Formation d'une équipe de 9 agents, habilités aux travaux sous tension par la méthode à distance en moyenne tension pour le compte de l'Office National d'Electricité du Maroc (ONE). La formation a eu lieu en 1993.

b) Formation de 4 équipes totalisant 36 agents, habilités aux travaux sous tension par la méthode à distance en moyenne tension pour le compte de la Société Nationale d'Electricité et du Gaz d'Algérie (SONELGAZ) en 1994 - 1995 et 1996.

2- Organisation de séminaires

Quatre séminaires d'information sur les travaux sous tension ont été organisés au profit de 40 cadres de SONELGAZ, qui occupent des postes de responsabilité technique dans les 4 régions qui ont eu des équipes de travaux sous tension.

3- Contrôles et essais des équipements et des outils TST

En plus de la formation du personnel, SONELGAZ a confié à la STEG le contrôle et les essais des dotations des équipes de travaux sous tension. En effet la réglementation stipule qu'avant utilisation, même à l'état neuf, les équipements et les outils de travaux sous tension doivent subir le contrôle et les essais diélectriques conformément aux spécifications et aux fiches techniques de chaque outil.

Le déroulement des essais de chaque dotation, a été programmé et réalisé en fonction des périodes de formation de chaque équipe.

Toutes ces actions ont été réalisées au Centre de Formation et de Perfectionnement de la STEG à Khlédia.

VI. CONCLUSION

L'engagement dans la technique des travaux sous tension, pris et suivi depuis des années par la STEG, constitue l'une des principales composantes de la stratégie choisie par l'Entreprise pour atteindre en 2007 le niveau de performance des Sociétés d'Electricité dans les Pays de la rive nord de la Méditerranée en matière de qualité de service.

En effet, avec des taux d'électrification urbaine de 100%, rurale proche de 90% et la sous traitance des travaux neufs, l'activité technique de l'Entreprise, en matière de transport et de distribution de l'énergie électrique, est orientée essentiellement vers les travaux

d'exploitation, de maintenance et d'entretien des réseaux afin d'assurer à la clientèle une continuité et une meilleure qualité de la fourniture de l'énergie électrique.

La contribution de la technique des travaux sous tension à tous les niveaux de tension (BT, MT, HT) est importante voire incontournable à condition que son emploi soit : judicieux, continu et soutenu afin d'éviter les dérives.

Finalement l'objectif "zéro coupure" ciblé par certaines sociétés d'électricité n'est plus utopique : il est réalisable, du moins pour les coupures volontaires, grâce à la technique des travaux sous tension à condition d'avoir le réflexe et d'intervenir au bon moment.

التقييم نصف المرحلي للمخطط العاشر للتنمية

في قطاع الكهرباء وتوزيع الغاز 2002 - 2006



جمعة السويدي

رئيس قسم مكلف بالتنسيق بين أقسام

دائرة طلب الكهرباء إدارة الدراسات والتخطيط

♦ مراجعة عدّة مشاريع جديدة لنقل الكهرباء تماشياً مع إمكانيات الشركة المالية لإنجاز جميع المشاريع.

♦ إرجاء إستثمارات تحسين شبكة توزيع الكهرباء نتيجة تأخير في إنهاء كراس الشروط والحصول على الموارد المالية من قبل الممول للمشروع، لهذا فقد تم تمديد إنجازها إلى سنة 2008.

♦ تأجيل إنجاز تأهيل وتوسعة محطة غاز البترول السائل بفابس نتيجة تواصل دراسة الجدوى الاقتصادية وتأجيل تسليم العروض بطلب من المتعهدين إلى موفى جانفي 2004.

♦ تأخير إنجاز أنبوب الغاز التونسي الليبي نظراً للتأخير في تكوين الشركة.

ويمكن تفصيل الفارق بين المجموع العام المبرمج ومجموع

الإنجازات والتوقعات لـ 2002 و 2003 و 2004 كما يلي :

جدول الاستثمارات

مليون دينار			
الفارق	الإنجاز والمتوقع 2004-03-02	المبرمج 2004-03-02	
-99,9	270,2	370,1	إنتاج الكهرباء
-189,9	233,9	423,8	نقل الكهرباء
-94,8	253,4	348,1	توزيع الكهرباء
-51	100,9	151,9	الغاز
-29,8	20,6	50,4	اللوجستية
+7	63,7	56,7	الإستثمار الخاص
+407,4	942,7	1401	المجموع العام

وبالرجوع إلى جدول الإستثمارات المرفق يمكن الإطلاع على كل التفاصيل.

بعد مرور سنتين من المخطط العاشر للتنمية ومع بدء السنة الثالثة نلاحظ أن المجموع العام للإستثمارات خلال هذه الفترة تراجع بما قدره 465,4 م.د بإعتبار ما تم إقراره من إنجازات خلال الثلاث سنوات إذ أن البرمجة الأولية قدرت هذا المجموع بما قيمته 1401 م.د أنجز منه 540 م.د سنتي 2002 و 2003 ويتوقع إستثمارا قيمته 402,4 م.د. سنة 2004.

والجدير بالذكر أن هذا الفارق نتج عن تعديل أو تأخير بعض المشاريع لآخر المخطط العاشر أو المخطط الحادي عشر مع الحرص على إعطاء الأولوية للمشاريع الأكثر جدوى وملائمتها مع السياسة العامة للبلاد كما أنه لم يقع إدراج الإستثمار الخاص في ميدان إنتاج الكهرباء نظراً لغياب معطيات مفصلة عنه.

وشهدت السنة الثانية من المخطط سنة (2003) أكبر تراجع في قيمة الإستثمارات الجمالية إذ أصبح المجموع العام المنجز 255 م.د عوضاً عن 621 م.د مبرمجة عند بدء المخطط مع العلم أن إنجازات 2003 فاقت بـ 13 م.د المجموع العام المحين لنفس السنة والوارد في المتابعة الأولى للمخطط.

ومن بين المشاريع المحينة التي أثرت على مراجعة المجموع العام نخص بالذكر :

♦ تأخير إنجاز التربينات الغازية لإنتاج الكهرباء نظراً لإستعمال مولد تربية حلق الوادي لإصلاح الدورة المزدوجة بسوسة إثر حادث من ناحية ولملائمة بدء التشغيل مع تطور طلب الطاقة الكهربائية من ناحية أخرى.

♦ إرجاء إنجاز المحطة الهوائية بجبل عبد الرحمان إثر طلب الإهتمام الذي صدر عن وزارة الإشراف لإنجازها من قبل الخواص عن طريق لزمة إنتاج.

الطلب من المنتظر أن تبلغ 2140 ميغاوات أي بنسبة زيادة بـ 130 ميغاوات.

وفي ما يخص توزيع الكهرباء فقد تم ربط 105 760 مشترك في كلى الوسطين البلدي (الحضري) وغير البلدي (الريفي) سنة 2002 و 90 089 مشترك (65000 حريف في الوسط البلدي و 25 089 حريف في الوسط غير البلدي) سنة 2003 مما رفع نسبة التوزيع العام إلى 96,3 % أي بنسبة 98,7 % في الوسط البلدي و 95,1 % في الوسط غير البلدي.

وفي مجال الصناعة و الخدمات، تم ربط 600 مشترك جديد بالشبكة الكهربائية سنة 2002 و 1150 سنة 2003. أما عدد المنتفعين بالربط الكهربائي سنة 2004 فسوف يكون 88 500 منتفع منهم 23 000 بالوسط غير البلدي وفي مجال الغاز عرفت الكميات المتاحة من الغاز الطبيعي إنخفاضاً بنسبة 8% مقارنة مع التوقعات الأولية للمخطط مردّه أساساً توقف محطة تصفية غاز ميسكار للصيانة مدة شهر تقريباً حيث سجلت الكميات المتوقعة نقصاً بحوالي 427 ألف طن من وتأجيل دخول حقل الشرقي طور الإنتاج إلى غاية سنة 2005 و إنخفاض كميات الغاز الجبائي نتيجة تقلص كميات الغاز الجزائري العابر للبلاد التونسية بنسبة 17%.

هذا وسجل الطلب الجملي للغاز الطبيعي خلال السنتين الأوليين إنخفاضاً بنسبة 1,9% مقارنة بالتوقعات الأولية للمخطط ليبلغ 7,04 مليون طن من. ويعزى هذا أساساً إلى التراجع بنسبة 2,9% للطلب الأقصى للغاز الطبيعي لتوليد الكهرباء وزيادة بنسبة 2,3% في قطاع الصناعة والقطاع المنزلي والخدمات. وفي مجال توزيع الغاز تم ربط 27 000 مشترك جديد بشبكة الغاز سنة 2002 و 26 000 سنة 2003 عوضاً عن 30 000 كل سنة. وينتظر ربط 30 000 مشترك جديد سنة 2004.

هذا ونشير إلى بدء تشغيل القسط الثاني من المحطة الهوائية بسيدي داود في سبتمبر 2003 وبذلك تعززت القدرة الهوائية المركزة بـ 8,7 ميغاوات.

وينتظر تشغيل التربينات الغازية بطينة من ولاية صفاقس خلال سنة 2004 وتكون هذه الأخيرة أول المحطات تشغيلاً من بين المحطات الثلاث (التربينات الغازية) المبرمجة خلال المخطط.

ونذكر أيضاً ببدء التشغيل النصف صناعي لمحطة بوهترمه في شهر أفريل 2003 وانجزت كذلك التجارب بمحطة سجنان في جوان 2003.

وفي نطاق بقية إنجازات مشاريع نقل الكهرباء للمخطط التاسع تم خلال سنة 2003 تشغيل محطات تقليدية ونهاية تركيب محطات مصفحة ودخول سير العمل لـ 3 خطوط تحت أرضية.

ومن ناحية الطلب على الطاقة الكهربائية تراجعت نسبة النمو خلال السنتين الأولتين للمخطط العاشر وذلك بالمقارنة مع التقديرات الأولية للمخطط العاشر فلم تتطور نسبة الإستهلاك إلا بـ 3,8 % سنة 2002 و 5,1 % سنة 2003 عوضاً عن 8,4 % و 8,2 % مبرمجة في المخطط. وكان الإنتاج على التوالي 10346 ميغاوات ساعة و 11610 ميغاوات ساعة.

وبلغ حمل الطلب ذروة سنوية قدرها 1835 ميغاوات سنة 2002 و 2010 ميغاوات سنة 2003 عوضاً عن 1840 ميغاوات و 1980 ميغاوات كما كان متوقعاً. سجلت هذه الذروة يوم 23 جويلية بالنسبة لسنة 2002 و 17 جويلية بالنسبة لسنة 2003.

ومن المتوقع أن يبلغ إنتاج الكهرباء سنة 2004 11480 ج.و.س عوضاً عن 12530 ج.و.س مما يجعل الإستهلاك الجملي في حدود 10 070 ميغاوات ساعة عوضاً عن 12530 ج.و.س أي بنسبة تطور تتأخر 6,1 % لسنة 2004. أما الذروة السنوية لحمل

MODE DE PILOTAGE ET REACTIVITE

Abdelhamid GAABAB

Institut Supérieur de Gestion de Gabès

L'événement est un élément essentiel du pilotage dans les entreprises [Ansoff 84, Avenier 98]. La maîtrise de la performance pour survivre et la création de la valeur pour se développer sont le souci de tous les opérateurs dans l'entreprise et sont donc à mener à tous les niveaux de l'entreprise. Dans ce sens, nous proposons une représentation du pilotage en trois modes qui permet de décrire les transitions entre maîtrise et développement des performances dans l'entreprise.

1. La maîtrise des performances

La maîtrise des performances est obtenue à l'aide de deux modes de pilotages. L'un permet de réagir aux événements sans tendance, l'autre permet de réagir en présence d'événement avec tendance.

Le pilotage arithmétique

Certains événements probables, engendrent des perturbations de faible amplitude. Des indicateurs de performances, réunis dans un tableau de bord, permettent de les repérer et de juger quand agir. Un manuel opératoire, qui couvre une large gamme des états possibles de fonctionnement, propose comment agir. La finalité d'une telle action est d'assurer la stabilité de fonctionnement.

Il s'agit d'automatismes simples de régulation déterministe dans un environnement prédéterminé que nous désignons par pilotage arithmétique (Figure 1). L'autonomie de l'acteur y est restreinte à l'application des règles disponibles. Son expérience porte sur les modalités pratiques du fonctionnement. Une partie de ce pilotage, particulièrement dans les entreprises industrielles et de plus en plus dans les entreprises de services, se trouve intégrée à des mécanismes

automatiques en tant que boucles de régulation ou à des logiciels en tant qu'outils d'assistance pour guider l'acteur dans le choix de l'action qui s'applique.

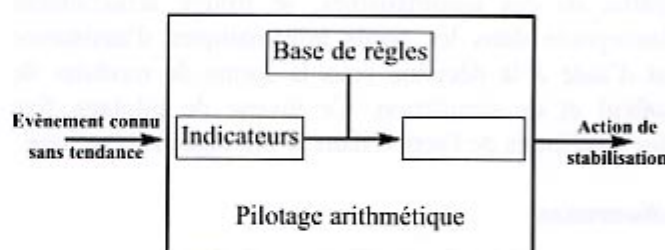


Figure 1 : Représentation du pilotage arithmétique

Malgré cette tendance à la robotisation du pilotage arithmétique animée par le caractère déterministe de ses règles, nous avons pu constater qu'il a contribué à produire du savoir. Ainsi, des installations et des procédures ont été améliorées pour tenir compte de facteurs n'ayant pas été prévu par le concepteur. C'est par exemple le cas de l'insertion de cribles pour arrêter des corps étrangers acheminés avec une matière à broyer.

Le pilotage algorithmique

Certains événements rendent les règles du manuel opératoire incapables d'assurer les performances recherchées et liées à la stabilité de fonctionnement. Une telle situation se produit principalement lorsque le fonctionnement actuel ne se situe plus à l'optimum ou lorsque le modèle en vigueur ne permet plus de le représenter. Il est ainsi nécessaire de réviser soit les paramètres de marche soit le modèle afin de stabiliser le fonctionnement.

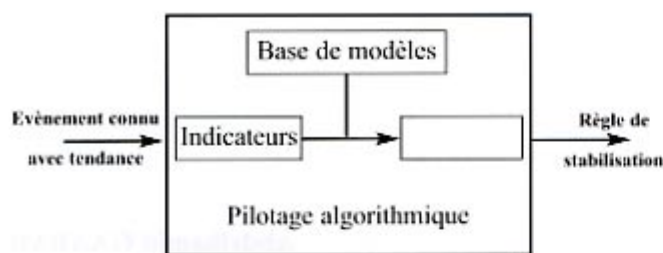


Figure 2 : Représentation du pilotage algorithmique

Il s'agit d'automatismes flexibles de régulation déterministe dans un environnement prédéterminé que nous désignons par pilotage algorithmique (Figure 2). Dans de telles situations, l'acteur doit être capable : d'organiser des campagnes de mesure, de calculer et de modéliser. Il doit aussi disposer d'une autonomie qui lui permet de prescrire de nouvelles consignes. Une bonne partie de ces automatismes, se trouve actuellement incorporée dans les outils informatiques d'assistance et d'aide à la décision sous la forme de modules de calcul et de simulation. Ce niveau de pilotage fixe les conditions de l'action dans le pilotage arithmétique.

illustration

Un système producteur d'énergie, fournit diverses utilités, particulièrement de la vapeur et de l'électricité. Des chaudières consomment du gaz naturel et produisent de la vapeur qui est distribuée sous différentes pressions. Des groupes turboalternateurs (à contre pression et à condensation) consomment de la vapeur haute pression pour produire de l'électricité. Les autres installations consomment de la vapeur sous moyenne et basse pression. Le principe de la cohérence conduit à modéliser le fonctionnement des chaudières et des groupes turboalternateurs pour trouver le point de fonctionnement qui satisfait aux objectifs technique et économique. Les procédures de recours en cas de perturbation sont définies pour maîtriser le fonctionnement des installations.

Les opérateurs qui commandent les chaudières et ceux qui commandent les groupes turboalternateurs suivent les indicateurs de contrôle et appliquent les règles qui sont mémorisées par les manuels opératoires. Une modification progressive des objectifs de production, entraîne l'apparition d'écarts tendanciels significatifs sur les indicateurs de résultat et sur les indicateurs de contexte qui sont suivis au niveau du système producteur d'énergie. Ces écarts définissent une

incohérence qui conduit à remettre en question les points actuels de fonctionnement.

Un nouveau calcul utilisant les modèles des chaudières et des turboalternateurs est ainsi nécessaire pour situer les nouveaux points de fonctionnement qui s'adaptent avec les nouveaux objectifs et les nouvelles conditions de fonctionnement.

Des campagnes de mesure sont éventuellement à mener pour actualiser les paramètres du modèle en cas de changement ou pour le construire s'il n'existe pas. Les nouvelles valeurs nécessitent une période d'observation en mode de pilotage arithmétique pour en vérifier la cohérence.

2. Le développement de la valeur

Le pilotage heuristique

Dans un schéma de fonctionnement industriel, on réfléchit par et dans l'action. Si le modèle ou la règle n'existe pas il faudrait l'inventer. En effet, certains événements imprévus produisent des perturbations que les règles disponibles ne sont pas capables de neutraliser. Certains autres peuvent être perçus comme porteurs d'opportunités.

Dans l'un et l'autre des cas, la situation est perçue comme complexe puisque les modèles qui décrivent le fonctionnement actuel ont été incapables d'intégrer de tels événements. Il s'agit d'une complexité cognitive liée à des nouveautés contextuelles ou paradigmatiques. Un effort est donc à fournir pour rendre la situation intelligible.

L'essentiel de cet effort se situe au niveau de la production d'une nouvelle logique qui permet de construire de nouveaux modèles capables d'intégrer le nouveau contexte ou de fournir de nouveaux paradigmes. Nous désignons cette activité par pilotage heuristique dans la mesure où la construction d'une logique est une démarche exploratoire (Figure 3).

Elle est très rarement l'affaire d'un acteur isolé. Elle est plutôt un travail d'équipe. Animation, recherche et traitement de l'information, calcul et prise de risque y sont des facteurs assez déterminants. Les acteurs font ainsi l'expérience des situations atypiques, disposent d'une large autonomie et procèdent par exploration.

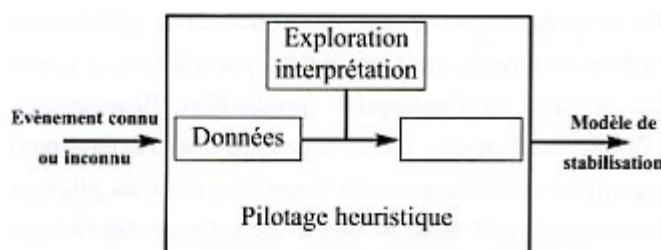


Figure 3 : Représentation du pilotage heuristique

Résoudre des problèmes complexes nécessite la mise en œuvre d'organes de veille, de recherche de l'information et d'interprétation [Mélèse 79]. Le savoir est une matière essentielle en cela. Nonaka conseille d'en produire et Druker remarque qu'incessamment celui d'aujourd'hui est à oublier demain [Druker 93]. Le pilotage heuristique est construit autour de deux activités essentielles pour traiter les situations complexes : l'animation et l'interprétation.

L'animation

L'animation, permet à une équipe d'impliquer les réserves de savoir explicite et implicite de chacun, d'orchestrer les relations, de procurer assistance et coaching, de chercher des pistes de réflexion, etc. Elle est ainsi nécessaire, pour tirer partie du relationnel face à l'imprévu ou à l'inconnu, d'activer tous les capteurs potentiels d'information, de développer l'éveil, de susciter le désir de percevoir et d'interpréter et d'habituer à communiquer [Avenier 98].

La nature et la qualité des relations entre les membres d'une équipe, déterminent fortement leur capacité d'extraire tous les enseignements utiles au traitement d'une situation [Hamel et Prahalad 95]. La communication entre acteurs de tous les niveaux, renforce en effet le savoir de chacun par la mise à disposition d'informations et d'expériences utiles [Anciaux 96]. L'organisation des échanges à différents niveaux produit du savoir et change le comportement en changeant la référence [Watzlawick et al 75].

L'animation représente ainsi une façon d'apprendre en groupe. Quatre de ses caractéristiques sont particulièrement importantes : la qualité des relations, les règles du jeu, la mise en confiance et l'expérimentation [Mack 99]. La vision partagée, quatrième discipline d'apprentissage [Senge 91], est réalisée grâce à la communication et à l'échange que la hiérarchie aura à animer pour capitaliser et rendre explicite le savoir produit.

L'interprétation

La valorisation d'une connaissance, peut dépasser le cadre de la compétence professionnelle [Mack 99] et dépendre d'une interprétation. La capacité d'avoir des idées nouvelles (interpréter) est étroitement liée à l'autonomie de pensée [Brilman 98]. On peut ainsi construire du sens par l'action et à partir de représentations mentales et d'outils de cognition qui sont d'une certaine manière en hybridation. L'interprétation est le cœur des réponses que les entreprises ont donné à leurs problèmes de développement [Larrasquet 99a]. Des interprétations productrices de sens permettront de réduire la complexité de la situation et de développer une action pertinente.

Cette activité cognitive est décomposée en trois temps dans le modèle de Peirce : l'inaction, la sélection et la rétention. L'univers dans ce modèle est constitué des objets que l'on désire observer, des signes permettant de les caractériser et des interprétants sous la forme de lois qui déterminent les actions possibles [Peirce 78]. L'acteur confronté à l'événement, mesure sa perturbation et classe la situation en fonction de sa base de règles ou de sa base de modèles. Si aucune règle ou aucun modèle ne peut lui correspondre c'est qu'il doit produire par l'interprétation une nouvelle loi ou un nouveau signe ou un nouvel objet pour pouvoir mener une action pertinente.

L'interprétation crée les nouveaux paradigmes de l'action qui font évoluer l'entreprise, par ajustements successifs, vers des niveaux d'organisation plus élevés [De Rosnay 95, Mack 97] mais surtout plus adaptés par ce que cohérents et porteurs de valeur.

3. illustration

Le broyage de la matière, dans une chaîne de fabrication est conduit avec des performances excellentes grâce à la maîtrise du fonctionnement des installations par pilotage arithmétique. A diverses reprises le pilotage algorithmique a permis de réviser les paramètres de marche des installations pour tenir compte des modifications dans les objectifs ou dans le contexte de la production.

Une panne imprévue immobilise le broyeur alors que des livraisons importantes sont en cours. Les stocks disponibles ne peuvent pas assurer toutes les livraisons. L'arrêt du broyage entraînera l'arrêt de la fabrication et remettra en question les échéances de livraison. Le coût de rupture étant assez élevé, un état d'urgence s'installe.

Un premier diagnostic a été engagé pour évaluer les solutions possibles dans le cadre des procédures actuelles. Les équipes de maintenance, ont jugé que la réparation est impossible sans changement de pièce. Cette pièce présente des caractéristiques qui ne l'ont pas fait incorporer dans la liste des pièces gérées en stock. Le service des approvisionnements avance, après consultation des fournisseurs, des délais de livraison assez longs.

Une structure commando a été mise en place. Les logiques actuelles de fonctionnement, maintenance préventive et stocks de sécurité, ont été incapables d'empêcher l'occurrence. Certaines alternatives qui semblent intenables à la lumière des connaissances actuelles ont dû être envisagées. Trois étapes ont dû être franchies : accepter de remettre en question le procédé de transformation depuis longtemps maîtrisé, engager dans ce sens la vérification des hypothèses et pratiquer des essais industriels.

L'enjeu, suffisamment élevé en termes de délai et de résultat, a imposé un fonctionnement particulier à l'équipe de Direction qui a dû animer l'exploration de nouvelles pistes et s'engager à faire les vérifications nécessaires en assumant leurs risques. Une telle situation est caractéristique d'une complexité cognitive importante. La communication formelle et informelle entre intervenants de différentes spécialités, la collecte d'information et l'effort d'interprétation, ont permis de mettre à profit une qualité particulière de la matière. Ce qui aboutit après validation à une modification notable du procédé par suppression du broyage et un dépôt de brevet d'invention en a résulté.

Un pilotage heuristique a ainsi rendu possible la neutralisation d'une perturbation grâce à un mécanisme de traitement organisé autour de trois axes :

- Une veille informationnelle qui produit et vérifie un savoir contextuel;
- Une communication finalisée qui valorise ce savoir;
- Une capitalisation du savoir qui développe de nouveaux projets.

4. Conclusion

Les pilotages algorithmique et arithmétique permettent d'établir les règles de fonctionnement qui garantissent la réalisation des objectifs préétablis dans un environnement stable et prévisible. Ce qui assure

le couplage des opérations routinières (prévision, ordonnancement, mise en œuvre, contrôle etc.) à tous les niveaux de l'entreprise (production, financement, commercialisation etc.). Lorsque l'environnement manifeste des changements imprévus, c'est un pilotage heuristique qu'il faudrait initier. Le pilotage heuristique se présente comme un niveau de logique supérieur qui permet de produire : une rétroaction négative face aux cas d'urgence extrême ou une rétroaction positive face aux changements non problématiques du contexte. Cela permet à tous les niveaux d'avoir la réactivité nécessaire au développement de l'entreprise (Figure 4).

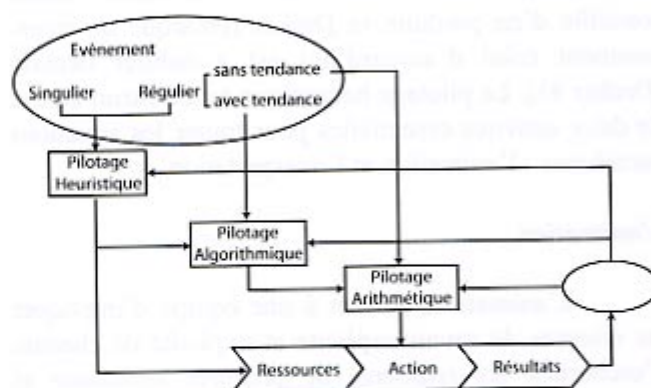


Figure 4 : Maîtrise et développement des performances

Bibliographie

- Anciaux, J. P., *Le savoir en action*, Les éditions d'organisation, 1996.
- Ansoff, H. I., *Implementing strategic management*, Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall, 1984.
- Avenier, M. J., *Le pilotage stratégique de l'entreprise*, Presse du CNRS, 1998.
- Brilman, J., *Les meilleures pratiques de management*, Editions d'Organisation, 1998.
- Druker, P., *The new society of organization*, in *The learning imperative*, Harvard Business Review Book, 1993.
- Gaahab A., et al., *Gestion de l'énergie et création de valeur dans une entreprise industrielle*, *La Valeur*, n°84, avril 2000.
- Larrasquet, J. M., *Le management à l'épreuve du complexe, tome I. Une archéologie du savoir gestionnaire*, l'Harmattan, 1999.
- Mack, M., *Co-évolution, dynamique créatrice*, Editions Village mondial, 1997.
- Mack, M., *L'apprentissage en équipe*, *L'Expansion Management Review*, mars 1999.
- Mélèse, J., *Approches systémiques des organisations : vers l'entreprise à complexité humaine*, Editions Hommes et Techniques, Paris, 1979.
- Peirce, C. S., *Ecrits sur le signe*, Editions du Seuil, Paris, 1978.
- de Rosnay, J., *L'homme symbiotique. Regards sur le troisième millénaire*, Editions du Seuil, 1995.
- Senge P., *La cinquième discipline*, Editions First, 1991.
- Watzlawick, P., et al., *Changements*, coll. Points Seuil, 1975.

ECHOS TECHNO SCIENTIFIQUE

Moncef AMMOUS & Raouf BEN MANSOUR

Huit arguments qui plaident pour la téléphonie sur IP

Par Thierry Lévy-Abégnoli
ZDNet France.

Le renouvellement du central téléphonique ou un déménagement peuvent être des opportunités pour adopter la voix sur IP. Mais d'autres critères sont aussi déterminants, notamment une amélioration de l'organisation du travail et une pérennité des investissements.

1. Économiser sur la facture télécom

Le transport à moindre frais de la voix entre sites est, depuis les prémices de la technologie, le premier argument de la téléphonie sur IP. Même si ce transport n'est pas réellement gratuit et même si les coûts télécom voix ont baissé, il reste d'actualité. En effet, nombre d'entreprises ont déjà interconnecté leurs sites via des VPN/IP pratiquement prêts à recevoir les nouveaux flux, tandis que les opérateurs de ces infrastructures vont parfois jusqu'à brader la bande passante. L'économie peut être amortie en moins de deux ans si les communications longues distances entre sites sont nombreuses. Lorsque les appels à l'étranger sont fréquents, il est en outre possible de centraliser la sortie vers le réseau public, donc de mieux négocier des tarifs auprès d'un seul opérateur.

2. Pérenniser l'investissement

Un central téléphonique (PBX pour Private Branch eXchange) est habituellement amorti sur une période de cinq à huit ans. Or, les constructeurs traditionnels opèrent actuellement un basculement spectaculaire vers l'IP. Si leurs offres traditionnelles doivent encore être conservées un certain temps au catalogue, on peut penser qu'elles disparaîtront d'ici moins de cinq ans. Le remplacement d'un PBX en bout de course ou l'équipement d'un nouveau site par un central téléphonique utilisant un réseau IP local ou éten-

du (IPBX pour Internet Protocol Branch Exchange), représente donc un choix stratégique bien plus pérenne.

3. Simplifier les infrastructures

Sur le réseau étendu, l'IP permet souvent une réduction du nombre de liens, notamment lorsque les anciens PBX étaient interconnectés via des liaisons louées dédiées ou des circuits virtuels Frame Relay. En effet, tous les flux passeront par un VPN/IP. Même situation sur le réseau local Ethernet sur lequel cohabiteront voix et données. À la clé, un câblage banalisé, une maintenance facilitée et une seule prise murale par utilisateur.

4. Faciliter l'administration et la mobilité

Un IPBX repose de plus en plus souvent sur un système comme Unix, Windows, voire IOS, que connaissent bien les hommes de l'exploitation. Son administration s'en trouve banalisée et même centralisée puisqu'il gère les appels de tous les sites. Alors que les PBX classiques nécessitent l'intervention d'un prestataire ou d'un spécialiste pour le moindre déménagement d'un utilisateur, l'usage d'un IPBX s'avère beaucoup plus souple. Les postes téléphoniques n'étant plus physiquement attachés à des lignes, un utilisateur peut conserver son numéro en cas de déplacement vers un autre bureau ou même sur un autre site. Dans les deux cas, il peut emporter son téléphone qui sera automatiquement reconnu une fois reconnecté, ou s'identifier, même pour une durée de quelques heures, sur un autre poste. Cela permet notamment de créer rapidement des groupes de travail ou de monter ponctuellement un petit centre d'appels dans une salle de réunion.

5. Homogénéiser les services téléphoniques sur un ensemble de sites

Grâce à la centralisation du gestionnaire d'appels (principal composant d'un IPBX), le moindre site distant bénéficie de la même richesse de services téléphoniques que le siège de l'entreprise. En fait, un simple lien IP suffit dès lors que la liaison est capable de véhiculer les flux. Même le poste d'un télétravailleur sera vu et géré comme un employé normal. Cette homo-

généité peut-être mise à profit pour mettre en œuvre un centre d'appels virtuel, c'est-à-dire dont les agents sont géographiquement dispersés.

6. Faciliter l'intégration avec le système d'information

En principe, les PBX classiques permettent une intégration totale avec le système d'information, qu'il s'agisse de réaliser une messagerie unifiée, de centraliser un annuaire, ou de s'interfacer avec une application de gestion de la relation client. Mais une telle intégration a un coût, notamment lié au serveur CTI (couplage téléphonique /informatique) qui est dédié, plus ou moins propriétaire, et complexe à mettre en œuvre.

Cette fonction est nativement présente sur la plate-forme IPBX, qui est elle-même une application parmi d'autres. Certains constructeurs commencent d'ailleurs à donner accès à ses fonctions, via le concept de services web. Les téléphones deviennent pour leur part des terminaux informatiques offrant un accès à des applications.

L'interface vocale et l'écran de taille réduite requièrent des développements certes particuliers, qui peuvent toutefois être basés sur des standards comme XML ou VoiceXML. Le terminal peut d'ailleurs être un PC multimédia même si, aujourd'hui, ce choix reste encore réservé à des cas particuliers comme des centres d'appels. D'autre part, la mise en œuvre d'un centre de contacts gérant plusieurs médias (voix, e-mails, navigation assistée sur un site web), encore appelé web call center, devient plus naturelle.

Cette meilleure intégration avec le système d'information peut engendrer des gains de productivité difficiles à chiffrer, mais bien réels.

7. Évoluer plus facilement

Dans la mesure où le gestionnaire d'appels est pratiquement en veille une fois qu'il a initialisé un appel, il peut gérer un nombre de postes très important. Tant que le réseau est en mesure d'absorber les flux, nul besoin de le mettre à niveau. Il suffit de connecter de nouveaux postes IP. Un bémol: au-delà d'un certain seuil, il faudra quand même augmenter le nombre de cartes T0 ou T2 sortant sur le réseau public. Mais on est loin des contraintes imposées par les PBX, dont l'extension par tranche et les principes tarifaires manquent de souplesse.

8. Regrouper les équipes et se passer d'un prestataire

Le passage à l'IP s'accompagne généralement d'une absorption de la téléphonie par le service informatique. Ce qui conduit à une réduction d'effectifs ou au redéploiement du personnel. Lorsque l'entreprise

est trop petite pour entretenir une cellule dédiée à la téléphonie, la migration vers l'IP lui permettra de mettre fin au contrat de maintenance avec un prestataire spécialisé.

A quand la téléphonie sur IP à la STEG même à titre expérimental dans un site pilote?

Approche de l'e-Learning (Formation à distance)

Le programme européen eLearning

DÉCISION No 2318/2003/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

Un programme pour l'intégration efficace des technologies de l'information et de la communication (TIC) dans les systèmes d'éducation et de formation en Europe (2004 – 2006)

Le programme eLearning constitue une étape supplémentaire vers l'utilisation de la technologie au service de l'apprentissage tout au long de la vie. Il porte sur un ensemble d'actions dans des domaines hautement prioritaires, choisis en raison de leur importance stratégique pour la modernisation des systèmes d'éducation et de formation en Europe.

Les domaines d'action du programme eLearning sont quatre

1. Promotion de la culture numérique

Les actions menées dans ce domaine, encourageront l'acquisition des nouvelles compétences et connaissances nécessaires au développement personnel et professionnel ainsi qu'à la participation active de chacun à la société de l'information. Ces actions porteront également sur la contribution des TIC à l'apprentissage, en particulier pour les personnes qui, en raison de leur situation géographique et socioéconomique ou de besoins spécifiques, n'ont pas facilement accès à l'éducation et à la formation traditionnelles.

2. Les campus virtuels européens

La priorité est ici d'ajouter une dimension virtuelle à la coopération européenne dans l'enseignement supérieur en encourageant l'élaboration de nouveaux modèles d'organisation pour les universités européennes (campus virtuels) et les projets d'échange et de partage de ressources (mobilité virtuelle). L'action se fondera sur les cadres de coopération existants, tels le programme Erasmus, auxquels sera indiqué un volet consacré à l'apprentissage en ligne.

3. Les jumelages électroniques d'établissements scolaires en Europe et la promotion des formations destinées aux enseignants

Cette action vise à renforcer et développer la connexion en réseaux des écoles. Au cours de leurs études secondaires, tous les jeunes Européens devraient avoir la possibilité de participer, avec leurs professeurs, à un projet éducatif avec leurs homologues d'autres pays européens. Cette expérience pourrait contribuer de façon décisive à la création d'une dimension européenne dans l'éducation et à la sensibilisation des jeunes au modèle européen de société multilingue et pluriculturelle. Les communautés apprenantes fondées sur Internet peuvent contribuer à améliorer le dialogue interculturel et la compréhension mutuelle.

Les actions menées dans ce domaine porteront aussi sur l'actualisation des compétences professionnelles des enseignants et formateurs dans l'utilisation pédagogique et collective des TIC.

4. Actions transversales pour la promotion de l'apprentissage en ligne en Europe

S'appuyant sur le plan d'action eLearning, ces actions visent à promouvoir les bonnes pratiques, les produits et les services issus des nombreux projets et programmes financés par l'Union européenne ou les États membres ainsi qu'à renforcer la coopération entre tous les acteurs concernés.

Une attention particulière sera accordée à la diffusion des résultats des projets d'apprentissage en ligne et d'autres informations importantes, à l'appui des réseaux européens, des enquêtes, des études et des événements spécifiques ainsi qu'à la coopération avec les projets internationaux existants, tels que ceux de l'OCDE et de l'UNESCO.

Vivement la Formation à distance à la STEG !

Wi-Fi: réseau sans fil universel

Par Damien Prat
ZDNet France.

Annoncée à grand bruit depuis près de 2 ans, la révolution sans fil devient enfin réalité. Mais, là où un grand nombre de constructeurs attendaient Bluetooth, c'est la norme radio 802.11b qui semble connaître le plus grand succès. Plus connu sous le nom de Wi-Fi (Wireless Fidelity), ce terme qui, en lui-même, ne recouvre aucune signification technologique et vient d'une analogie à Hi-Fi (High Fidelity) désigne en réalité, le standard qui doit faire perdre les fils au réseau. Ainsi, n'importe quel salarié contraint de rentrer pour connecter son PC à la station d'accueil aura

la possibilité de consulter ses emails (et autres) depuis tout point de l'entreprise, siège et filiales compris.

Ou bien, il pourra passer de bureau en bureau, son PC portable sous le bras, sans perdre sa connexion à l'internet et sans s'embarrasser de fils. Le tout en bénéficiant d'un débit théorique de 11 Mbps et d'une sécurité assurée par de nombreux mécanismes dont le cryptage 128 bits WEP (Wireless Encryption Protocol).

Né au début des années 90, le standard 802.11 a connu des débuts difficiles, mais la réelle interopérabilité, la perspective de créer de véritables réseaux publics métropolitains à haut débit ou de mutualiser des accès à l'internet ADSL, semblent lui donner un second souffle. D'après le cabinet d'études américain Cahners In-Stat Group, plus de 2,5 millions d'unités 802.11b ont été vendues au 4^e trimestre 2001. De tels chiffres reflètent l'implantation de ces technologies, dans le monde de l'entreprise, le faible prix des adaptateurs jouant un rôle majeur dans l'adoption de ce nouveau standard.

Ethernet sans fil

Ce standard découle du réseau Ethernet et 802.11 désigne la norme générique pour les réseaux sans fils. La finalité de la technologie 802.11b paraît donc clairement : remplacer un réseau Ethernet 10 Mbps par un système équivalent sans fil. Ses caractéristiques techniques sont donc similaires. Le débit maximum théorique atteint 11 Mbps, mais diminue en fonction de la qualité de réception. Les différents paliers sont fixés à 5,5, 2 et 1 Mbps. Elle opère sur la bande de fréquence 2,4 GHz, comme Bluetooth. Mais sa portée est d'environ 100 mètres en terrain dégagé et 30 mètres en environnement de bureau. Ainsi, la couverture d'un étage de bureaux séparés par des cloisons ne nécessite qu'un seul point d'accès.

La sécurité, cruciale sur un réseau sans fil, n'a pas été oubliée et 802.11b supporte le protocole WEP qui assure un niveau de cryptage de 64 ou 128 bits. La mention "40 bits" sur certains produits ne recouvre aucune réalité, car il n'existe aucune normalisation à ce niveau-là. Il s'agit d'un cryptage à 64 bits. Ce détail a son importance car des produits ne peuvent communiquer entre eux que s'ils utilisent le même niveau de chiffrement.

L'adoption rapide par de nombreuses entreprises a amené les fabricants à proposer d'autres terminaux que les ordinateurs, portables ou de bureau comme des adaptateurs pour assistants personnels (PDA) à la norme 802.11b et certifiés Wi-Fi.

Mais les applications ne s'arrêtent pas à la créa-

tion d'un réseau sans fil, comprenant un PC portable connecté à l'internet en permanence et transporté de pièce en pièce. 802.11b peut également remplacer purement et simplement les câbles dans un réseau. Le surcoût des cartes réseau sans fil à l'achat se voit en partie absorbé, par l'absence de câbles et donc par le temps gagné pour la mise en place du réseau, sans parler de la facilité de migration de l'ensemble ou d'un poste d'un endroit à un autre.

Wi-Fi: boom mondial annoncé pour 2004

Par Christophe Guillemin
ZDNet France

Cette année, 30 millions d'internautes se connecteront au web depuis des "hot spots" Wi-Fi, estime Gartner, soit trois fois plus qu'en 2003. En France, les opérateurs tablent aussi sur une forte croissance mais des interrogations subsistent sur les prix.

En 2004, le nombre d'utilisateurs mondiaux de "hot spots" Wi-Fi devrait être multiplié par trois, prévoit la société d'études Gartner. L'an passé, ils ont été 9,3 millions à utiliser ces réseaux radio déployés dans les lieux publics et permettant d'accéder sans fil à internet. D'ici à la fin de l'année, ils devraient donc être 30 millions.

Deux raisons expliquent cette croissance : l'augmentation des équipements compatibles et celle du nombre de hot spots. «Vers la fin de 2004, plus de 50% des PC portables professionnels seront dotés de fonctions Wi-Fi. Le sans-fil sera ainsi démocratisé au bureau, à la maison et dans les hot spots», explique ainsi Gartner.

Le nombre de ces réseaux publics Wi-Fi était de 71.000 en 2003; ils atteindraient les 132.500 en 2004, puis 151.800 en 2005. Cette année toujours, 378 aéroports devraient en être équipés, ainsi que 22.000 hôtels et 82.000 magasins. .

Un réseau Local à base de Wi-Fi dans une Agence , à titre de test , serait le bienvenu.

ETE 2003 : MEMORABLE POUR PLUS D'UN ETAT

Abderraouf BEN MANSOUR
Directeur des Etudes et de la Planification

L'été 2004 est là mais beaucoup n'ont pas oublié le vécu de l'été 2003. Vous en avez sûrement deviné la raison : des niveaux records de température sur des périodes assez longues aux quatre coins du monde.

L'Italie, la France et bon nombre de pays de la CE en ont durement souffert : des coupures, des déclenchements, des plans d'urgence, des numéros verts pour s'enquérir des zones prévues pour un délestage programmé et de sa durée, des autorisations exceptionnelles pour dépasser les limites des émissions nocives, ...

Les électriciens ont beaucoup de leçons à tirer des situations vécues, mais déjà ils s'accordent sur un point commun à leurs malheurs : le manque d'investissement soit pour le renouvellement des installations vétustes soit pour constituer les réserves nécessaires au bon fonctionnement des systèmes électriques (y compris le développement des interconnexions) et ce malgré toute la bonne volonté des régulateurs.

"... Le négoce a le vent en poupe, ..., mais cette électricité, il faut bien la produire à un moment ou à un autre."

(Europe énergie n° 630 du 05/09/2003)

ACCORD CADRE UE/ISRAEL/PALESTINE

Un accord cadre palestino-israélien, signé le 23/07/2003 à Bruxelles, prévoit le développement d'infrastructures énergétiques d'intérêt commun dans les domaines de l'électricité, du gaz et des énergies renouvelables. L'UE apporte un soutien financier important à cette coopération : programme MEDA, prêts BEI et fonds privés.

Il est prévu notamment la construction d'une centrale électrique sur une frontière entre Israël et Gaza, le développement d'un réseau gazier pouvant faire partie du réseau euromed et l'étude de faisabilité de projets d'intérêt commun dans le domaine des énergies renouvelables.

Encore une fois la coopération technique peut anticiper sur des ententes politiques...

(Europe énergie n° 630 du 05/09/2003 - Revue de l'énergie n°538 / NUS Consulting et Enerpress du 13/01/03 Bulletin AIEA, 44/1/2002 - HYPERLINK "<http://www.worldenergy.org>" <http://www.worldenergy.org>.)

«THE NORTHEAST BLACKOUT OF 2003» (1)

50 millions d'américains ont souffert du délestage général qui a touché les états de New-york et de l'Ontario aux USA et une partie du Canada. Il y a urgence pour que le Congrès américain définisse les règles et les normes pour une meilleure fiabilité du marché de l'électricité. Pour permettre à ceux qui s'intéressent à l'analyse des événements vécus ou pour simplement s'informer sur la nature du problème, la complexité du système de transport et de distribution,

IEEE-USA a préparé une liste d'adresse on-line de contenu assez intéressant.

(HYPERLINK "<http://www.ieeeusa.org>")
<http://www.ieeeusa.org>)

«THE NORTHEAST BLACKOUT OF 2003» (2)

La CE a produit une analyse de la panne d'électricité du 14 août 2003 aux USA. Il s'agit d'une comparaison des systèmes électriques européen et américain qui aboutit à la proposition d'axes d'amélioration pour renforcer le système européen : note SEC(2003) de Mme de Palacio à la Commission.

(europe-énergie n° 630- 5 septembre 2003
 et site HYPERLINK "<http://www.eis.be>>recherche"
www.eis.be>recherche avancée)

LA PERCEPTION DES RISQUES ET DE LA SECURITE

Une enquête réalisée par BVA-IRSN (France) auprès d'un échantillon représentatif a retracé les opinions des citoyens (français) quant à leurs inquiétudes et préoccupations vis à vis des :

- installations et des zones à risque : la vie avoisinante et la responsabilité des contrôles à réaliser;
- risques d'accident ou de catastrophe : activités à risque et ce qu'il faut faire pour éviter les catastrophes;
- image de la science : quelle confiance lui accorder?
- rôle des experts : leurs qualités et leur poids vis à vis des décideurs politiques;
- opinions sur les activités nucléaires : argument pour et contre, propositions, appréciation de la protection contre les risques.

Les résultats disponibles peuvent aider les planificateurs pour proposer des installations et des systèmes en meilleure harmonie avec les attentes et les perceptions du public.

(Préventique Sécurité N°71 Septembre-Octobre 2003)

BLACK-OUT ITALIEN

C'était le 28 septembre 2003 vers 3h du matin. Les analystes critiquent la libéralisation du marché de l'électricité au mépris des règles de sécurité du réseau. Faut-il développer plutôt les lignes et les réseaux que les centrales?

Un rapport de 62 pages a été publié par le comité (indépendant) créé par les GRT (Gestionnaire du

Réseau de Transport) de cinq pays concernés. Il en ressort que les suisses exploitaient leur système à la limite de ses possibilités quand un amorçage sur une ligne de transport (vent et humidité aidant) a basculé la charge sur une ligne déjà surchargée. La suite est facile à imaginer... Une ligne d'interconnexion avec l'Autriche s'est automatiquement fermée et il en a résulté la perte de synchronisme du réseau italien avec le reste de l'UCTE : 10 000 MW était perdus.

Le rapport met le point sur les erreurs suisses, sur la mauvaise appréciation de l'urgence de la part des opérateurs (suisses et italiens) et pointe du doigt la politique énergétique de l'Italie qui favorise les importations. L'UCTE rappelle que le réseau interconnecté n'était pas adapté à la nouvelle situation de libéralisation des marchés et qu'il opère proche de ses limites de sécurité.

La question des investissements a, de nouveau, été mise sur la table des discussions. Pour les électriciens européens, il est clair que sans incitations suffisantes il n'y aurait pas de nouveaux investissements (message de Hans Haider président d'Eurelectric) ; les prix actuels de l'électricité seraient 20% au dessous du niveau requis. Eurelectric veut garder toutes les options ouvertes pour le développement de la production de l'électricité et précise, pour ce qui est de l'éolien, que l'objectif européen de 22% de la production en 2010 semble « totalement irréaliste ».

(europe énergie n° 632 du 3 octobre 2003 et n° 634 du 31 octobre 2003)

TELEGESTION ET SUPERVISION DE PROCEDES

Les possibilités offertes par les nouvelles technologies de communication permettent, en plus de l'acquisition des données à distance, la détection des événements et la diffusion d'informations ou l'intervention ... à distance. Le développement de l'Internet et de la téléphonie mobile et la télégestion permet le partage des avantages d'une base de données internationale et constamment remise à jour. L'action à distance sur le procédé permettrait l'optimisation du système, un gain sur la facture énergétique, etc. Cette approche est aujourd'hui appliquée pour pratiquement tous les domaines : petit process industriel, grandes raffineries, production décentralisée...

(Environnement & Technique N° 230)



Distribution des Prix

**Société Tunisienne
de l'Electricité et du Gaz**



**الشركة التونسية
لل كهرباء والغاز**