



Les pertes techniques dans les réseaux de transport et de distribution de l'électricité

Problématique

Les pertes sur les réseaux électriques sont divisées en deux catégories: les pertes techniques et les pertes non techniques. Les pertes non techniques représentent l'énergie consommée mais non enregistrée. Une fiche de PRISME porte spécifiquement sur ces pertes (voir la fiche intitulée : « Le contrôle des pertes non techniques d'électricité », dans la thématique « Politiques de maîtrise de l'énergie »). Les pertes techniques correspondent aux pertes sur les réseaux par effet Joule (échauffement des câbles), par effet couronne (décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur) ainsi que les pertes fer provenant des transformateurs. Ces pertes sont le sujet de la présente fiche.

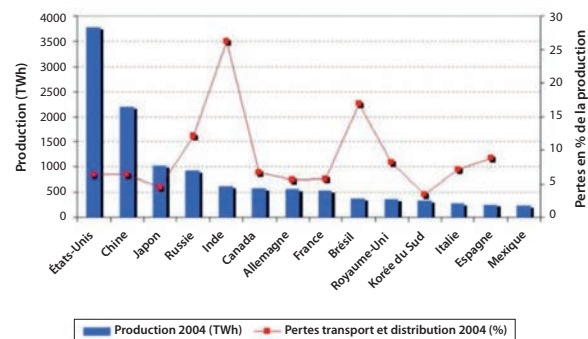
Les pertes techniques constituent une préoccupation grandissante pour l'ensemble des producteurs et distributeurs d'énergie électrique. Selon les pays, le coût de ces pertes est soit répercuté sur les consommateurs, soit pris en charge par les gestionnaires des réseaux de distribution électrique. Par ailleurs, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent veiller à la compensation des pertes électriques et doivent donc en prévoir le volume et les achats d'électricité correspondants, afin de pouvoir satisfaire la demande.

Globalement, les pertes varient largement d'un pays à l'autre, selon les caractéristiques du réseau (Figure 1). Les pertes sont estimées à 7 % de la production d'électricité en moyenne dans les pays de l'OCDE. En France, les pertes techniques annuelles sur le réseau électrique représentent environ 33 TWh pour une consommation de 513 TWh, soit un taux de pertes proche de 6,5 % sur l'ensemble de son réseau de transport et de distribution. Ces pertes représentent un coût annuel de plus de deux milliards d'euros (chiffres 2009-2012), répercuté sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, autrement dit, sur les consommateurs finaux. Les pertes sur le réseau de transport (RTE) représentent 1/3 des pertes totales, soit 11 TWh par an. Rapporté au volume total de l'énergie injectée sur ce réseau, le taux de pertes techniques du réseau de transport français est voisin de 2,5% de la consommation globale, variant entre 2 et 3,5% selon les saisons et les heures de la journée. S'agissant des réseaux de distribution (ERDF), les pertes techniques et non

techniques correspondent à 2/3 des pertes totales, soit un total de 22 TWh par an.

Les pays en voie de développement présentent des taux de pertes bien plus importants du fait d'infrastructures souvent inappropriées vis à vis des besoins des consommateurs du réseau : conducteurs de sections sous-dimensionnés, réseau de transport présentant des tensions trop faibles privilégiant ainsi les pertes par effet joule dans les conducteurs, absence de maillage des réseaux qui permettrait d'offrir une meilleure disponibilité de l'énergie électrique, absence de gestion optimisée des réseaux électriques. Par exemple, le Togo présente un taux de pertes sur son réseau de l'ordre de 26 % (pertes techniques et non-techniques)

Figure 1 : Production électrique et pertes sur le réseau pour les principaux pays producteurs.



Source : <http://www.gnesg.com/> (section : Le véhicule électrique)

Principes de base

Afin de mieux appréhender le contexte des pertes techniques, quelques concepts de base sur l'organisation habituelle du transport et de l'électricité de l'énergie électrique sont rappelés.

Transport et distribution d'énergie électrique

En sortie des centrales de production, l'énergie électrique est transportée sous haute tension, pour des plages de tension

variables, habituellement de 63 à 765 kV. Des tensions jusqu'à 1200 kV en courant alternatif sont espérées dans le futur. Le choix de la tension de transport dépend de différents facteurs, dont la volonté de limiter les pertes, les distances de transport, la géographie des pays. L'énergie est ensuite distribuée vers les consommateurs finaux à travers un réseau en moyenne tension (sous 20kV), puis en basse tension une fois à proximité du point de consommation finale (sous 240V et 400V). Idéalement, le réseau de transport à haute tension repose sur une structure maillée, à des fins de sécurité d'alimentation, tandis que le réseau à plus basse tension repose sur une structure arborescente.

La taille de ces réseaux peut atteindre des longueurs importantes. Par exemple, en France, le réseau de transport compte quelques 100 000 km de lignes sur des niveaux de tension de 63 à 400 kV, et est raccordé à l'aide de 40 lignes d'interconnexion au réseau électrique européen. Le réseau de distribution, quant à lui, est étendu sur près de 1,3 millions de kilomètres de lignes.

En sortie de centrale, la tension est élevée par un poste élévateur de centrale. Le transport de l'énergie s'effectue en régime triphasé sous THT (Très Haute Tension). Le réseau THT comprend des lignes à grande distance assurant les liaisons entre les centres de production et les postes de distribution, par l'intermédiaire des nœuds formés par les postes de transformation, qui assurent la répartition de l'énergie sous la tension adéquate aux besoins des consommateurs. Les réseaux maillés sont plus efficaces pour faire face à toute défectuosité du réseau et sont plus adaptés à la production décentralisée. Tandis que les centrales de production nucléaires et thermiques classiques peuvent être réparties sur le territoire de façon à réduire la longueur des lignes, les centrales hydrauliques sont, elles, placées dans des zones où le potentiel le permet, exigeant parfois des longueurs de lignes plus importantes. Les postes de distribution, étape finale du parcours de l'énergie électrique sur le réseau, ont pour rôle d'abaisser la tension aux niveaux requis par les consommateurs.

Définitions

Les pertes générées par le transport et la distribution d'électricité ont d'abord une définition comptable. Elles constituent la différence entre les niveaux de production et de consommation déclarés. Cette définition englobe les pertes techniques et non techniques (ces dernières sont traitées dans une autre fiche de PRISME).

Les pertes techniques liées au transport et à la distribution de l'électricité se présentent sous différentes formes.

- **Les pertes par effet Joule** sont issues de l'échauffement des conducteurs et des appareillages lors du passage du courant électrique. Ces pertes étant inversement proportionnelles à la tension, le choix d'une tension élevée dans le transport de l'énergie électrique contribue à leur réduction. Elles dépendent aussi des caractéristiques des câbles et de la longueur du réseau.

- **L'effet couronne** correspond à une décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur (mouvement d'électrons qui se déplacent autour du câble, dans l'air ambiant), qui se produit lorsque le champ électrique régnant au voisinage proche du conducteur dépasse une valeur critique. L'effet couronne se manifeste sous forme d'une gaine lumineuse autour du conducteur électrique, ainsi que par un bruit de crépitement. Il est particulièrement présent pour les niveaux de tension élevés, donc sur les réseaux de transport.
- D'autres pertes surviennent lors de la transformation de l'électricité d'un niveau de tension à un autre. Ainsi, les transformateurs génèrent des **pertes fer**, correspondant à des pertes dans le circuit magnétique, incluant des pertes intrinsèques au fonctionnement des transformateurs : les pertes par courants de Foucault, c'est-à-dire des courants induits issus des variations de flux dans les tôles du circuit magnétiques des transformateurs; en circulant dans les tôles, ces courants provoquent une dissipation d'énergie par effet joule et les pertes par hystérésis (lors de la variation du champ magnétique dans le transformateur, les tôles métalliques se comportent comme des aimants élémentaires formant l'ensemble d'un domaine magnétique; ces variations magnétiques produisent le cycle d'hystérésis, qui, effectué périodiquement, amène une augmentation de la température dans le fer à l'origine de la perte d'énergie). La fiche de PRISME sur les transformateurs de distribution efficaces (Thématique sur Les technologies à haute performance énergétique) aborde ces questions.

Problèmes observés et solutions techniques

Estimation

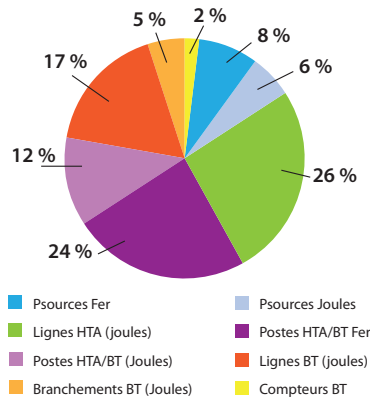
Sur l'ensemble des réseaux de transport, les pertes liées à l'effet joule sont estimées à un maximum de 80 % des pertes totales relatives à l'électricité transportée, selon le niveau de tension et les conditions de transport. Les pertes par effet couronne sont de l'ordre de 10 % pour ces mêmes réseaux. Les 10 % restant sont attribuées aux pertes fer et aux pertes par effet joule dans les transformateurs.

Les pertes techniques se répartissent entre les différentes composantes du réseau de transport et de distribution, telles qu'illustrées sur la figure 2 :

- Les pertes sources fer (8%) et par effet joule (6%) sont associées au transformateur de centrale ;
- Les pertes lignes HTA (26%) correspondent aux pertes par effet joule dans les lignes ;
- Les pertes des postes HTA/BT fer (24%) et joule (12%) correspondent aux pertes dans les transformateurs ;
- Les pertes lignes BT (17%) correspondent aux pertes par effet joule dans les lignes de distribution ;

- Les pertes de branchement BT (5%) correspondent aux pertes issues au raccordement des clients sur le réseau basse tension ;
- Les pertes compteurs BT (2%) sont liées aux branchements des compteurs de mesure.

Figure 2 : La répartition des pertes techniques sur les réseaux électriques (en % des pertes techniques).



Source : ERDF, France

Les taux globaux de pertes varient peu sur une longue période car ils sont déterminés par les caractéristiques structurelles du réseau. Des variations à très court terme peuvent toutefois être importantes, selon les niveaux de demande (Figure 3), dépendant du moment de la journée, ou encore des conditions climatiques. En effet, les pertes sont proportionnelles à la quantité d'électricité transportée, elle-même dépendant de la demande des consommateurs, d'où l'importance des mesures de gestion de la demande, en particulier dans les pays émergents où la demande croît rapidement.

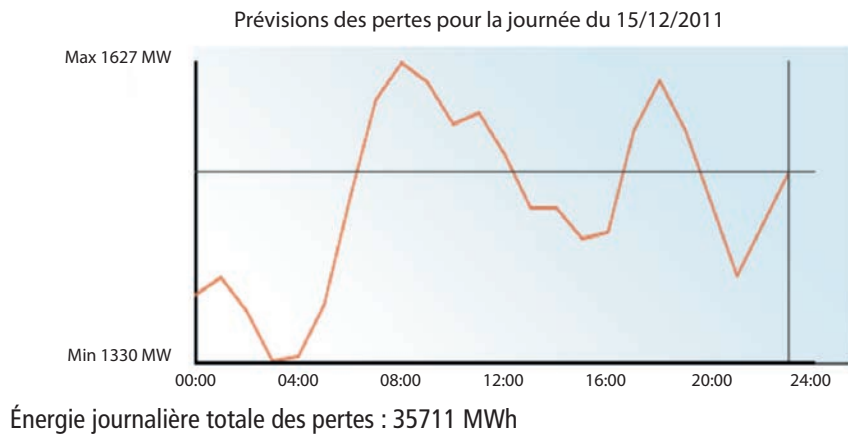
Ainsi, une année avec un hiver très froid et/ou un été très chaud connaîtra des pertes plus élevées étant donnée la demande plus élevée des usagers du réseau électrique pour le chauffage et/ou la climatisation. Par exemple, il est estimé qu'un degré de moins en hiver correspond à environ 40 MW de pertes supplémentaires, en France. Quant à l'impact d'une augmentation de température sur l'efficacité du réseau de transport lui-même, il est considéré relativement faible en comparaison avec les autres sources de pertes (une augmentation de 2°C correspondrait à des pertes supplémentaires dues à la résistance des câbles de moins de 0,1% de l'électricité consommée).

Figure 3 : Préviation des pertes sur le réseau français de RTE, France (réseau de transport)

Caractéristiques
Date des données : 12/12/2011
Prévisions minimum : 1330 MW
Prévisions maximum : 1627 MW

Valeurs instantanées
Heures : 23:00
Prévisions : 1517 MW

Source : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_previ_perte2.jsp



Calculs

Au plan comptable, les pertes techniques se calculent à partir de la différence entre les quantités d'électricité injectées dans le réseau et les quantités soutirées.

Les pertes par effet Joule sont calculées à partir de l'expression suivante :

$$P = R \times I^2$$

R représente la valeur de la résistance de la ligne
I est l'intensité du courant circulant dans le réseau.

D'autre part, le calcul de la résistance du conducteur prend en compte les paramètres suivants :

$$R = (\rho \times L) / S$$

ρ : résistivité du matériau conducteur;

L : longueur de la ligne;

S : section du conducteur

L'intensité étant inversement proportionnelle à la tension, les pertes par effet Joule sont d'autant plus élevées que la tension est basse, ce qui explique l'utilisation de hautes tensions pour le transport de l'électricité. Les caractéristiques des câbles de transport sont importantes également. Le choix de l'âme des câbles, soit en aluminium, soit en cuivre, est à déterminer en fonction de la longueur de la ligne et de la section des conducteurs. Le type d'ouvrage (aérien ou sous-terrain) et la longueur du réseau influencent également ces pertes.

Les pertes par effet couronne se déterminent à partir de modélisations mathématiques et sont dépendantes des éléments suivants :

- Distance entre les conducteurs électriques de la ligne d'alimentation (plus la valeur de la tension est élevée, plus il est nécessaire de prévoir une distance suffisante entre les conducteurs en raison de l'élévation du champ électrique favorisant l'effet couronne) ;
- Hauteur de la ligne électrique vis-à-vis du sol ;
- Conditions climatiques (les pertes par effet couronne sont démultipliées en cas de pluie, cette dernière favorisant l'ionisation de l'air et, par voie de conséquence, l'effet couronne).

Les pertes fer, qui surviennent dans les transformateurs, dépendent de la tension et de la fréquence d'alimentation, des matériaux utilisés. Elles sont décomposées en pertes par courants de Foucault et de pertes par hystérésis tension.

Les pertes par courants de Foucault dans un transformateur sont liées à l'expression suivante :

$$P_{cf} = K_e \times B^2 \times f^2$$

K_e est une valeur constante fonction du matériau et de l'épaisseur des tôles du transformateur ;

B est la densité de flux circulant dans le circuit magnétique du transformateur ;

f est la fréquence de fonctionnement.

Les pertes par hystérésis sont formulées mathématiquement de la façon suivante :

$$P_H = K_h \times B^2 \times f$$

K_h est un coefficient caractérisant le matériau ;

B est la densité de flux circulant dans le circuit magnétique du transformateur ;

f est la fréquence de fonctionnement.

Directement liées à la consommation, les pertes dépendent donc de la courbe de charge du réseau, et les transporteurs et distributeurs d'électricité effectuent généralement une estimation statistique tenant compte de l'évolution de la courbe de charge sur une base hebdomadaire afin d'anticiper avec précision les besoins des consommateurs en fonction des plages horaires, et en tenant compte des pertes. Maîtriser la demande en énergie chez les clients permet ainsi d'optimiser les consommations et d'ajuster la production afin d'obtenir moins de pertes pour une même demande en énergie.

Finalement, il faut noter que la compensation des pertes techniques se fait par une augmentation de l'électricité transportée, qui elles-mêmes génèrent des pertes dont il faut tenir compte dans les estimations.

Options d'amélioration

La réduction des pertes techniques sur le réseau de distribution est possible en agissant sur :

- la diminution de la résistance linéique des conducteurs élec-

triques (choix de l'alliage utilisé, diamètre du câble) ; cette solution est envisageable pour de nouvelles installations et s'avère trop onéreuse pour des lignes déjà installées ;

- la réduction des pertes fer dans les transformateurs en utilisant des transformateurs efficaces ;
- la compensation de l'énergie réactive, notamment par des batteries de relèvement de facteurs de puissance (voir encadré), permettant de réduire les pertes par effet Joule ;
- l'amélioration de l'architecture des réseaux (optimiser les longueurs, limiter le transit sur les liaisons les plus génératrices de pertes, privilégier la haute tension à la basse tension) ;
- des choix de production qui privilégient la production décentralisée et limitent les distances de transport ;
- et finalement, l'optimisation de la production et de la demande en vue de lisser la courbe de charge et d'adapter la production à la demande; cette approche permet aussi d'équilibrer les volumes de charges dans les transformateurs (possibilité de « shunter » certains transformateurs inutiles en période estivale tout en assurant la continuité de service).

Les pertes associées à la puissance réactive

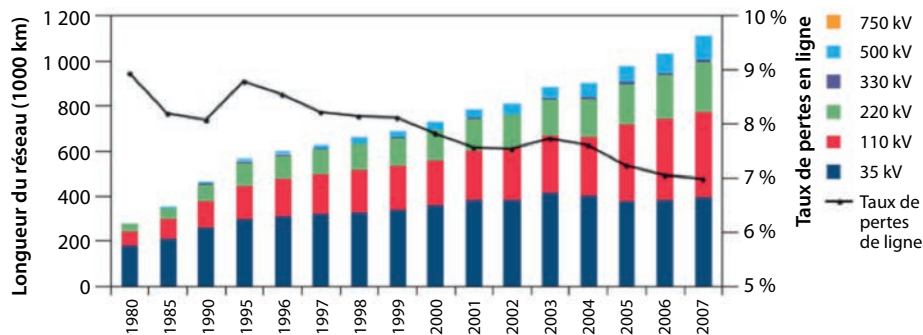
Les charges raccordées sur le réseau électrique, telles que les moteurs et les transformateurs, comportent un circuit magnétique qui nécessite une magnétisation. Dans ce cas, deux types de puissance sont en jeu :

- La puissance active (en Watts) qui correspond à la puissance utile pour la charge.
- La puissance réactive (en VARs) qui correspond au maintien du champ magnétique dans la charge (moteur, transformateur) et génère des pertes électriques.

La puissance réactive peut être réduite en agissant sur la diminution du courant réactif par la mise en œuvre de batteries de condensateurs (relèvement du facteur de puissance). Ceci a pour effet de réduire le courant total sans pour autant diminuer la puissance active fournie à la charge. Le cos PHI, rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S , est représentatif du ratio existant entre la puissance active P et la puissance réactive Q . Plus le cos PHI est proche de l'unité, plus le système est efficient. Au contraire, un cos PHI faible donne lieu à des courants importants pour des puissances électriques actives faibles. Un faible facteur de puissance fait l'objet de sanctions financières par les fournisseurs d'énergie.

Par exemple, pour RTE en France, la mise en œuvre de certaines de ces actions a permis d'éviter 125 GWh de pertes en 2009. En 2010, ERDF a fait l'acquisition de 27500 transformateurs, dont 14700 appareils à haut rendement. À eux seuls, ces transformateurs permettront à ERDF de réduire le volume annuel de ses pertes techniques de 37 GWh. L'objectif est qu'en 2014,

Figure 4 : Développement du réseau de transport et distribution d'électricité en Chine



Source : <http://www.gnesg.com>

47000 transformateurs en poste cabine aient été remplacés par des équipements plus performants du point de vue énergétique.

Dans plusieurs pays en développement ou en émergence, le développement de réseaux à plus haute tension et l'installation de transformateurs adéquats constituent des solutions privilégiées (voir par exemple les projets de la Banque Africaine de Développement en Éthiopie, au Kenya, au Maroc, voir Références).

Autre exemple, la Chine, en augmentant la taille de son réseau à haute tension, voit le taux de ses pertes en ligne diminuer d'année en année (Figure 4).

Le développement du réseau doit donc tenir compte des pertes techniques dans le dimensionnement de la section des conducteurs comme dans le choix de la puissance des transformateurs. Ainsi, le choix des équipements (transformateurs efficaces) et des conducteurs (sections de câbles plus grandes, qualité des câbles) vise à rechercher l'optimum entre le coût d'investissement et la valeur actualisée de l'énergie économisée : le surcoût d'investissement visant à limiter les pertes doit être justifié par les économies de pertes techniques. Cependant, le coût des pertes n'est généralement pas une composante primordiale de la définition des caractéristiques d'un ouvrage, qui obéit en premier lieu à la nécessité de desservir les clients et de leur garantir avant tout un niveau de qualité suffisant.

La contribution des réseaux intelligents

La maîtrise des pertes techniques et leur réduction passe aussi par l'amélioration continue des processus de comptage et de suivi clientèle afin de mieux gérer la demande et de mieux adapter la production. En effet, une demande optimisée permet de réduire la puissance appelée et donc de réduire les pertes techniques associées. L'implantation des « compteurs intelligents », élément fondamental des réseaux intelligents, permet de mieux connaître les consommations réelles, de repérer facilement des pannes et des coupures de courant, et surtout, elle offre aux distributeurs une connaissance beaucoup plus précise

de la quantité d'électricité à injecter dans le réseau, évitant ainsi les pertes liées au décalage entre l'offre et la demande, une question essentielle avec l'émergence des énergies renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire.

Les réseaux maillés présentent moins de pertes et sont plus adaptés à la production décentralisée, stratégie qui doit se développer dans les pays en développement afin d'intégrer les solutions en énergies renouvelables (éolien, panneaux photovoltaïques).

Le transport à courant continu

L'électricité est généralement transportée en courant alternatif, du fait des difficultés de conversion de fortes puissances de courant continu en courant alternatif et vice-versa. Ainsi, l'utilisation du courant continu suppose des coûts d'investissement importants pour construction des stations de conversion. Cependant, dans plusieurs cas, il est technico-économiquement préféré. Tout d'abord, au-delà de 500 kilomètres de distance, les pertes en ligne observées dans le transport à courant alternatif deviennent significatives. À partir de 1500 km de ligne aérienne à haute ou très haute tension, le transport en courant continu s'impose même puisque les pertes en ligne peuvent être limitées à environ 3% tous les 1000 km. Des liaisons aériennes en courant continu ont ainsi été construites dans les pays, où les sites de production sont très éloignés des zones de consommation : au Canada, en Chine, Inde, Brésil. Par ailleurs, les courants continus sont plus adaptés à des câbles immergés ou enterrés sur des distances de plus de 50 km. Le projet Desertec, de production d'électricité à partir de l'énergie solaire en Afrique du nord et Moyen-orient, repose sur des lignes de transport à courant continu.

Conclusion

La réduction des pertes techniques associées au transport et à la distribution de l'électricité représente une source d'économie financière importante, quelque que soit le pays concerné, mais en particulier les pays en développement. Par ailleurs, le réseau

électrique doit faire face à des impératifs incontournables, eu égard aux nouveaux enjeux énergétiques : augmentation de la demande en électricité des consommateurs, évolution du modèle de production, et aussi besoin de renouvellement du dispositif électrique et de son réseau. L'inscription du contrôle des pertes techniques dans ces développements est donc indispensable. Toutefois, aucun scénario envisagé pour la réduction des pertes techniques dans les réseaux ne permet une annulation totale de celles-ci. La prévision à long terme des pertes techniques est donc importante pour pouvoir planifier l'achat compensatoire de ces pertes.

Références

- Banque africaine de développement, 2009. Projet de développement du réseau de transport et de répartition d'électricité. Pays : Maroc. Rapport d'évaluation de projet. <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/Maroc%20-%20Rapports%20d%E2%80%99C3%A9valuation.pdf>
- Fonds africain de développement, 2010. Projet d'amélioration du réseau de transport d'électricité. Pays : Kenya. Rapport d'évaluation du projet. <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/KENYA%20-%20Am%C3%A9lioration%20du%20r%C3%A9seau%20de%20transport%20d%27%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>
- Fonds africain de développement, 2010. Projet d'amélioration du réseau de transport d'électricité. Pays : Éthiopie. Rapport d'évaluation du projet. <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/Ethiopie%20-%20RE%20-%20Projet%20d%27am%C3%A9lioration%20du%20syst%C3%A8me%20de%20transport%20d%27%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>
- A8me%20de%20transport%20d%27%C3%A9lectricit%C3%A9%20%2818%2011%202010%29.pdf
- Commission de régulation de l'énergie (France), Réseaux électriques. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/description-generale>
- Réseau de Transport d'Electricité, 2004. Prévision des pertes électriques sur le réseau THT et HT français. http://clients.rte-france.com/htm/fr/vie/telecharge/CIGRE_2004_article_pertes_fr.pdf
- ERDF <http://www.erdfdistribution.fr>
- Groupe de travail sur les pertes d'énergie (GTPE), 2010. Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité. Rapport de synthèse. <http://gtpe.cre.fr/media/documents/100323RapportPertes.pdf>
- Laffont, M., 2009. Perte d'énergie dans les réseaux de distribution d'électricité. http://mathiaslaffont.files.wordpress.com/2011/01/rdv-tel-27_04_09.pdf
- Effet couronne sur les réseaux électriques aériens. <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-et-applications-ti302/effet-couronne-sur-les-reseaux-electriques-aeriens-d4440/>
- Eric Felice, Philippe Révilla, 2009. Qualité des réseaux électriques et efficacité énergétique.— Editions Dunod. <http://www.dunod.com/sciences-techniques/sciences-techniques-industrielles/electricite-electrotechnique/ouvrages-professi/qualite-des-reseaux>
- Christian Peutot, Eric Felice, Alain Kohler, 2007. Guide de la mesure électrique. Editions Dunod. <http://www.dunod.com/sciences-techniques/sciences-techniques-industrielles/electricite-electrotechnique/ouvrages-professi/guide-de-la-mesure->

Les fiches techniques PRISME (Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie) sont publiées par l'IEPF.

Directrice de la publication :
Fatimata DIA Touré, directrice, IEPF

Comité éditorial :
Marcel Lacharité, directeur adjoint, IEPF
Jean-Pierre Ndoutoum, responsable de projets, IEPF

Supervision technique :
Maryse Labriet, ENERIS Environnement Energie Consultants

Auteur :
Eric Felice, Expert énergie, France

Édition et réalisation graphique :
Code Jaune, design et créativité



Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie
IEPF

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF) est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF). Il est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996, cette action a été élargie à l'environnement. Basé à Québec (Canada), l'Institut a aujourd'hui pour mission de contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Imprimé sur papier contenant 100 % de fibres recyclées postconsommation.

Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF)

56, rue Saint-Pierre, 3^e étage
Québec, Canada G1K 4A1
Téléphone : 418 692-5727
Télécopie : 418 692-5644
Courriel : iepf@iepf.org
Site Internet : www.iepf.org



Février 2012

Étude de cas

Électrification rurale décentralisée au Burkina Faso

Description du projet

L'étude de cas concerne l'électrification de la localité de Biba située au Burkina Faso, réalisée dans le cadre du Fonds de développement de l'Electricité (FDE) du Burkina Faso. L'objectif est l'interconnexion de la ville au réseau national électrique de la Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso (Sonabel). Le diagnostic de ce projet d'électrification rurale permet de placer le projet dans le contexte de l'efficacité du transport et de la distribution d'électricité, en faisant état des résultats obtenus par ce raccordement et des perspectives émises quant à l'amélioration de ces performances. Plus particulièrement, les chutes de tensions en ligne sont mesurées sur le réseau à basse tension et les pertes techniques évaluées afin de vérifier si celles-ci se situent dans les limites des prescriptions normatives.

Cette opération d'électrification a été réalisée en août 2009 en relation avec le service « Etude réseau » de la société SONABEL, réseau national, et en liaison avec la coopérative d'électricité COOPELs. Dans le cadre de projets d'électrification de villes et de villages décentralisés au Burkina Faso, le Fonds de Développement de l'Électrification, mis en place par l'État, est un organe facilitateur et de financement de la politique d'électrification rurale décentralisée qui a œuvré sur ce projet pour permettre de faire bénéficier à plus de 170 abonnés l'apport en électricité.

L'alimentation monophasée par dérivation sur le réseau national permet de bénéficier d'un coût de revient de l'énergie plus bas comparativement à l'énergie produite par un groupe électrogène. Cependant, l'électrification est établie à partir d'une alimentation en basse tension (BT) et génère davantage de pertes techniques en raison du faible niveau de tension (dans ce cas le courant d'alimentation est important pour une même puissance, les pertes techniques étant liée au carré du courant, ces dernières sont donc plus conséquentes).

Le diagnostic de l'électrification de cette localité africaine comprend les étapes suivantes :

- Description du fonctionnement de l'équipement et de ses principales caractéristiques
- Analyse des performances de l'interconnexion au réseau national grâce aux mesures et relevés des performances techniques effectués sur le réseau installé;
- Suggestions de solutions pour l'amélioration des performances atteintes.

L'installation et ses contraintes de raccordement au réseau national HTA

La distribution électrique de la localité s'effectue en basse tension à partir d'un transformateur de 25 kVA – 20kV/240V (la ligne de départ du réseau haute tension à partir de laquelle la localité est alimentée est de 20 kV). Le raccordement de la localité a été réalisé en régime monophasé eu égard à la nature des charges à raccorder sur le réseau (éclairage d'habitation, petites machines fonctionnant en monophasé au service des habitants du village). Le régime monophasé présente cependant l'inconvénient de provoquer une chute de tension en ligne plus importante comparativement au régime triphasé. En effet, pour une puissance de transit identique avec une section égale des conducteurs, la chute de tension est deux fois plus importante dans les réseaux monophasés que dans les réseaux triphasés.

Analyse des performances

Deux critères sont tout d'abord évalués dans une démarche de qualité de la distribution d'énergie électrique.

- Le déséquilibre de courant évoqué précédemment a été mesuré à l'aide d'un ampèremètre placé dans la cellule de départ HTA de 20kV sur laquelle l'électrification est réalisée. Il atteint une valeur maximale de 1,48 % (mesuré sur plusieurs jours). Ce qui est admissible compte tenu de la valeur normalisée de 2%, cette valeur normative étant « calée » sur la référence AFNOR.
- La mesure de la chute de tension en ligne grâce à un volt-mètre permet de calculer le taux effectif, obtenu par le rapport entre la valeur de la chute de tension mesurée et la tension normalisée de 240V. La valeur calculée s'élève à 3,84 %, taux admissible vis-à-vis de la valeur préconisée sur les réseaux de distribution.

Les pertes techniques ont été évaluées sur la base de la différence entre l'énergie produite et l'énergie facturée à la coopérative exploitant la ligne de distribution électrique. Elles peuvent être calculées à partir des principes suivants.

Elles sont proportionnelles à :

- la puissance transportée ;
- la longueur de la ligne ;
- la résistance électrique de la ligne ;
- la durée d'utilisation de la puissance souscrite.

Et inversement proportionnelles à :

- la tension entre phases (tension établie entre deux phases, l'alimentation des équipements du village s'effectuant entre phase et neutre, soit 240 V) ;

Étude de cas (suite)

- la valeur du facteur de puissance (coefficient de déphasage relatif à la mesure du décalage des signaux tension et courant d'une charge raccordée sur le réseau électrique; ce critère permet de déterminer d'une part, la puissance active, utile à la charge, et d'autre part, la puissance réactive, générant des pertes sur le réseau électrique).

Calcul des pertes techniques :

$$P(\text{pet}) = R \times L \times P^2 \times T \times 10^3 / [U^2 \times (\cos \text{PHI})^2]$$

Cette formulation empirique permet de réaliser une approche suffisamment fine pour évaluer l'ensemble des pertes techniques dans les réseaux électriques. Elle prend en compte l'ensemble des différentes pertes listées précédemment.

Avec :

- P(pet) représente les pertes techniques (kWh) ;
- R représente la résistance linéique de la ligne en cuivre (0,960 Ohm/km) pour une section de câble de 35 mm² ;
- L représente la longueur de la ligne en km ;
- P représente la puissance transitée en kW ;
- T représente la durée de consommation annuelle en heures ;
- U représente la tension entre phase et neutre (tension simple de 240 V) sur le réseau BT, en V ;
- cos PHI représente le facteur de puissance moyen.

Les pertes techniques ont été déterminées à partir d'une puissance requise de 10,56 kW et d'un facteur de puissance, cos PHI, affiché sur le compteur d'énergie de 0,88.

Les pertes techniques sont calculées dans un premier temps, pour une section de conducteurs de 35 mm². La résistance linéique des conducteurs est de 0,960 Ohm/km pour une section de 35 mm².

Les pertes techniques s'élèvent alors à :

$$P(\text{pet}) = (0,96 \times 0,580 \times 10,56^2 \times 8000 \times 1000 / (240)^2 \times (0,88)^2)$$

$$P(\text{pet}) = 11136 \text{ kWh.}$$

Le nombre d'heures de consommation est de 8000 heures par an. L'énergie consommée sur une année est donc évaluée à $W = P \times T = 10,56 \times 8000 = 84480 \text{ kWh}$, et le taux de pertes est de : $11136 / 84480 = 0,132 (13,2 \%)$.

Le coût moyen du kWh est évalué à 0,34 €. Le coût des pertes techniques s'estime donc à : $11136 \times 0,34 = 3786,24 \text{ €}$

Les pertes techniques sont calculées avec l'option d'augmenter la section des conducteurs en utilisant une section de 50 mm². La résistance des conducteurs passe alors à 0,395 Ohm/km.

$$P(\text{pet}) = 0,395 \times 0,580 \times (10,56)^2 \times 8000 \times 1000 / (240)^2 \times (0,88)^2$$

$$P(\text{pet}) = 4582 \text{ kWh}$$

Le coût des pertes techniques s'estime dans ce contexte à : $4582 \times 0,34 = 1557,88 \text{ €}$

Le passage de la section de conducteurs de 35 mm² à 50 mm² implique :

- Un gain sur les pertes : $3786,24 - 1557,88 = 2228,36 \text{ €}$
- Un surcoût lié à l'augmentation de la section :
Pour une section de 35 mm² : 8584 €/km, soit un total de 4978,22 € pour 580 mètres,
Pour une section de 50 mm² : 10500 €/km, soit un total de 6090,00 €
D'où un surcoût de : $6090 - 4978,22 = 1111,78 \text{ €}$
- Soit un gain engendré par le passage à une section supérieure de conducteurs de : $2228,36 - 1111,78 = 1116,58 \text{ €}$

Le bilan des pertes techniques est détaillé dans le tableau suivant :

	Section S = 35 mm ²	Section S = 50 mm ²
Énergie consommée (kWh)	84480	84480
Énergie consommée nette de pertes (kWh)	73344	79898
Énergie perdue (kWh)	11136	4582
Pertes techniques (%)	13,18	5,4

Conclusion

L'alimentation réalisée à partir du réseau national présente des conditions de fonctionnement tout à fait acceptables en termes de déséquilibres de courant et de chute de tension, qui se situent dans les limites admissibles.

Quant aux pertes techniques, elles pourraient être considérablement diminuées en augmentant la section des conducteurs électriques de la ligne d'alimentation.

Finalement, au-delà des pertes techniques, il est aussi apparu que la puissance souscrite (25 kVA) devrait être revue pour être plus proche des besoins des habitants du village (12 kVA). Cela se traduit par une augmentation de la facturation. Il s'avère essentiel de mettre en place un dispositif de comptage chez chaque abonné pour une estimation exacte des consommations par foyer et limiter ainsi les gaspillages d'énergie.

Il est préconisé aussi de prendre en compte les pertes techniques sur le réseau comme consommation plutôt que sur le compte de la coopérative du village, cette initiative visant à rendre plus responsables les consommateurs de ce même réseau de distribution électrique.

Références

Travaux menés dans le cadre du soutien d'un mémoire de Master de Génie électrique : énergétique et énergies renouvelables, option production et distribution d'électricité par Monsieur Alidou KOUTOU – décembre 2010.