



Étude cofinancée par la
Commission Européenne
Contrat de Subvention
n°9 ACP RPR 498



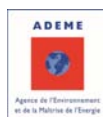
Club des agences et structures Africaines
en charge de l'Électrification Rurale (Club-ER)



Gisements de
réduction des coûts
de distribution en

électrification rurale

Décembre 2010



RÉDACTION

Pierre Savary

CTEXCEI, Consultants

COORDINATION THÉMATIQUE

**Agence Malienne de Développement de l'Énergie Domestique
et de l'Électrification Rurale (AMADER)**

Colline de Badalabougou

BP: E 715 – Bamako, Mali

Tél.: +223 20 23 85 67

Fax: +223 20 23 82 39

Site Web: www.amadermali.org

Email: amader@amadermali.net

CONTACTS :

Ismail O. TOURE, Président Directeur Général

Alassane AGALASSOU, Directeur de l'Électrification Rurale

SECRETARIAT DU CLUB-ER

Innovation Énergie Développement (IED)

2 Chemin de la Chauderaie

69 340 Francheville, France

Tél.: +33 4 72 59 13 20

Fax: + 33 4 72 59 13 39

Site Web: www.club-er.org

Email: secretariat@club-er.org

CONTACTS :

Denis RAMBAUD-MEASSON, Directeur Général

Anjali SHANKER, Directeur Général Délégué

Samuel WATCHUENG, Directeur Stratégie et Développement

Ce document a été produit à partir de l'expérience des membres du CLUB-ER, des échanges au cours des ateliers thématiques organisés par le CLUB-ER, le Secrétariat du CLUB-ER et des contributions d'experts. Il constitue un document de travail pour alimenter les réflexions et les échanges d'expériences entre institutions africaines en charge de l'électrification rurale.

Le contenu de la présente publication relève de la seule responsabilité du CLUB-ER et ne peut en aucun cas être considéré comme reflétant l'avis de l'Union Européenne, ni la position officielle des membres du CLUB-ER.

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AES-Sonel	Société Nationale d'Électricité du Cameroun
BT	Basse Tension
CAPEX	Dépenses d'Investissement de capital (Capital Expenditure)
EDF	Electricité de France
GEOSIM	Geographic Simulation for rural electrification
GPS	Global Positioning System
HT	Haute Tension
JOVE	Logiciel d'étude mécanique de lignes de transport et de distribution
MT	Moyenne Tension
OPEX	Dépenses d'exploitation (Operational Expenditure)
SCDGI	Schéma à Câbles De Garde Isolés
SIG	Système d'Information Géographique
SimulBT	Logiciel d'aide à la planification de réseaux BT
SimulMT	Logiciel d'aide à la planification de réseaux MT
SWER	Single Wire Earth Return
VAN	Valeur Actuelle Nette

MEMBRES DU GROUPE THÉMATIQUE AYANT PARTICIPÉ AUX TRAVAUX

ABERME	Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise de l'Énergie
ACER	Agence Centrafricaine d'Électrification Rurale
ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale (Madagascar)
ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale (Mauritanie)
AER	Agence d'Électrification Rurale (Cameroun)
AMADER	Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et l'Électrification Rurale
ANER	Agence Nationale d'Électrification Rurale (Congo)
ARSEL	Agence de Régulation du Secteur Électrique (Cameroun)
BERD	Bureau de l'Électrification Rurale Décentralisée (Guinée)
CER	Cellule d'Électrification Rurale (Niger)
DE	Direction de l'Énergie (Tchad)
DGE	Direction Générale de l'Énergie (République Centrafrique)
DGE	Direction Générale de l'Énergie (Togo)
DGERH	Direction Générale de l'Énergie et des Ressources Hydrauliques (Gabon)
DNE	Direction Nationale de l'Énergie (Guinée)
FDE	Fonds de Développement de l'Électrification (Burkina Faso)

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	7
1 APPROCHE SYSTÉMIQUE DE LA RÉDUCTION DES COÛTS	11
1 1 Le système de l'électrification rurale.....	12
1 2 Limites du présent document.....	12
1 3 Les finalités de la réduction des coûts de l'électrification rurale	12
1 4 Les variables d'évaluation des actions de réduction des coûts.....	13
1 5 Les variables externes.....	14
1 6 Le champ des actions de réduction des coûts	15
2 RÉDUCTION DES COÛTS EN PHASE DE CONCEPTION	17
2 1 Le pouvoir d'achat et la capacité de payer des populations concernées	18
2 2 L'adéquation entre l'offre et la demande	18
2 3 Le choix du ou des types d'électrification.....	18
2 4 Le choix de la ou des sources optimales d'alimentation.....	19
2 5 Une prévision réaliste de la demande rurale à court, moyen et long terme: un exercice difficile	20
2 6 Le choix des critères de planification pertinents	21
2 7 L'utilisation d'outils de planification adaptés.....	22
3 TECHNOLOGIES DES RÉSEAUX MT	23
3 1 Les configurations possibles.....	24
3 2 Comparaison entre les réseaux à trois ou quatre fils distribués.....	25
3 3 Le cas des réseaux MT à neutre isolé.....	28

3 4	Antennes biphasées dans la configuration neutre non distribuée.....	28
3 5	Les antennes monophasées avec retour par la terre (SWER).....	29
3 6	Les systèmes associés aux réseaux HT	30
3 7	La réduction des coûts de construction MT.....	32
3 8	La réduction des coûts d'exploitation MT	33
4	TECHNOLOGIES DES RÉSEAUX BT.....	35
4 1	Généralités	36
4 2	Les réseaux BT triphasés	38
4 3	Réseaux monophasés basse tension.....	38
4 4	La technologie supports des réseaux BT.....	38
4 5	L'éclairage public	38
5	PROBLÉMATIQUE DES BRANCHEMENTS.....	41
5 1	Configuration technologique des branchements	42
5 2	Simplification des coffrets.....	43
5 3	Impacts des structures de branchement.....	43
5 4	Le comptage ampérométrique	44
5 5	Installations intérieures.....	45
6	MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE.....	47
7	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	49
	ANNEXE.....	50
	BIBLIOGRAPHIE	51

Synthèse

Le Club des agences et structures africaines en charge de l'électrification rurale (CLUB-ER) est un réseau qui regroupe une trentaine d'institutions publiques responsables de l'électrification rurale en Afrique. Par la mise en commun des savoir-faire et des retours d'expériences de ses membres, le CLUB-ER a pour vocation le renforcement des capacités de ces institutions africaines responsables de l'électrification rurale dans leurs pays et la recherche de solutions appropriées à cette problématique.

Ce document est une synthèse des échanges et analyses sur les gisements de réduction des coûts de distribution en électrification rurale, conduits au sein du Groupe thématique « **Spécifications allégées et réduction des coûts** », coordonné par l'Agence Malienne de Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (AMADER), sur la période 2008-2010.

www.club-er.org

Synthèse

L'accès à l'électricité n'est pas une condition suffisante du développement économique et social d'un pays mais, sans aucun doute, sa disponibilité en quantité et en qualité en est une condition nécessaire.

La réduction des coûts de l'électrification en zone rurale est indispensable pour permettre une plus grande couverture dans un contexte de rareté des ressources financières.

La réduction des coûts de l'électrification rurale revêt des aspects techniques, technologiques, commerciaux et organisationnels à plusieurs niveaux de la chaîne allant de la production à l'utilisation, et de la conception à l'exploitation. Cette réduction doit s'opérer dans le respect des normes, des prescriptions réglementaires et de la sécurité des personnes et des biens, et de l'obligation de rentabilité économique. On ne saurait minimiser les obstacles à franchir pour obtenir des réductions significatives des coûts et seule une forte volonté politique permettra d'obtenir des résultats significatifs.

Les options présentées dans le présent document peuvent se heurter à des habitudes, des convictions dans chacun des pays des structures membres du CLUB-ER. Leur diffusion est donc une opportunité de réflexion pour remettre en question des pratiques onéreuses dont la justification n'existe plus ou qui méritent d'être confrontées à d'autres expériences.

La phase de conception des schémas d'électrification revêt une importance prédominante dans la réduction des coûts. En effet, c'est à cette étape, depuis le choix du mode d'électrification (interconnectée, séparée ou décentralisée), du dimensionnement du système de production correspondant et des réseaux associés que peuvent se commettre des erreurs coûteuses pour l'avenir, techniquement ou économiquement.

C'est également lors de la phase de conception que des choix engageants sont effectués en ce qui concerne le type de réseau MT. Pour les membres du CLUB-ER, l'opportunité de changer de type de réseau peut être largement dépassionnée par l'adoption d'aménagements du système communément utilisé jusqu'ici : par exemple en intégrant des dérivations et transformateurs biphasés, ou des antennes SWER qui réduisent les coûts sans nuire à la capacité d'évolution, à la facilité et à la sécurité d'exploitation.

Sur le plan technologique, le choix des critères de planification et des règles de construction des réseaux et des postes joue un rôle essentiel en permettant de s'écarter des exigences excessives qui renchérissent le coût des ouvrages dans les pays développés. De même la généralisation des supports en bois en MT et en BT, l'utilisation de tableaux pré câblés dans les installations intérieures sont de nature à peser sur les coûts.

Il convient enfin de garder à l'esprit que la réduction des coûts ne saurait se limiter à la phase d'investissement. Le bilan peut être trompeur s'il s'accompagne de l'augmentation des pertes, notamment quand **les actions spécifiques de réduction des coûts d'exploitation techniques et commerciaux sont surtout à rechercher dans la demande d'énergie et la limitation de l'énergie électrique réactive.**

Recommandations

Afin de relever les défis de réduction des coûts qui s'imposent à l'électrification rurale, il est urgent que les structures membres du CLUB-ER soient équipées et formées à l'utilisation d'outils fondamentaux pour la réduction des coûts, à la fois flexibles et bon marché, pour la planification des systèmes électriques, le calcul électrique et mécanique des réseaux :

- **Un outil de planification et de choix approprié des options technologiques ;**
- **Un outil de calcul/optimisation électrique de réseaux BT et MT prenant en compte des technologies non triphasées, la production indépendante, et destiné à l'étude de l'impact des extensions du réseau électrique ;**
- **Un logiciel de calcul et d'optimisation mécanique des réseaux MT et BT.**

Il convient enfin de rappeler dans ce contexte les règles de base de la conception des réseaux MT ou BT :

- **Il est toujours plus rentable de renforcer les sections amont pour réduire les pertes ou les chutes de tension ;**
- **Il est toujours plus rentable de réduire les sections aval si l'on dispose de marges de tension.**

Approche systémique de la réduction des coûts

1

L'approche méthodique de la réduction des coûts de l'électrification nécessite la définition d'un vocabulaire précis et le suivi d'une démarche rigoureuse. Qu'entend-on par électrification rurale? Les coûts visés portent-ils uniquement sur l'investissement initial? S'intéresse-t-on uniquement aux aspects techniques?

Telles sont quelques-unes des questions auxquelles il convient de répondre au préalable et tout d'abord il est nécessaire d'être clair sur les buts quantifiables que l'on se fixe en les distinguant soigneusement des moyens employés.

1 1 Le système de l'électrification rurale

De façon pragmatique et en essayant de fédérer ce que chacun a en tête en parlant de réduction des coûts, on peut poser les points suivants :

- Chaque pays définit la zone rurale à sa façon, le plus souvent en la distinguant de la zone urbaine et périurbaine circonscrite aux grandes villes et à leurs banlieues. Toutefois la zone rurale peut inclure des villes d'importance moyenne comptant plusieurs dizaines de milliers d'habitants.
- La zone rurale fait déjà l'objet d'une électrification au moins embryonnaire et son développement se construit par un ensemble de projets consistant pour chacun en l'extension des électrifications existantes ou par la création ex nihilo de nouvelles zones électrifiées.

La zone d'électrification rurale comprend donc :

- Des zones électrifiées dont les coûts d'exploitation peuvent être améliorés et la superficie étendue par connectivité.
- Des zones non électrifiées qui peuvent faire l'objet de projets complètement déconnectés des zones électrifiées.

On peut également distinguer plusieurs modes d'électrification :

- L'électrification à partir du réseau interconnecté, dont l'alimentation principale ne dépend pas de sources de production d'électricité locale, mais qui peut inclure des sources locales de production de complément.
- L'électrification par réseau isolé dont l'alimentation principale dépend d'une source de production locale qui appartient donc au système dont on veut réduire les coûts.
- L'électrification dispersée ne comportant pas de réseau mais des points de production localisés desservant la plupart du temps un ménage, quelques ménages, une activité spécifique ou encore une plateforme multifonctionnelle desservant un site particulier où se regroupent des activités artisanales ou collectives à l'image d'une borne-fontaine pour l'eau.

1 2 Limites du présent document

Le présent document ne traite pas de la réduction des coûts dans le cas d'une électrification dispersée. On considère que les réseaux HT ($U > = 50$ kV) ne font pas partie de l'électrification rurale mais du réseau de transport national : les actions de réduction des coûts sur le réseau interconnecté (hors réseaux MT et BT du projet) et les moyens de production associés ne font l'objet d'actions de réduction des coûts au titre de l'électrification rurale et ne sont pas traités dans ce document.

Le présent document ne traite pas de la réduction des coûts dans le cas de l'électrification dispersée. Dans ce type d'électrification, les réseaux ne sont pas développés. Le moyen de production (kit solaire, éolien, microcentrale hydroélectrique, groupe électrogène) est dédié à un consommateur particulier (foyer domestique ou infrastructure d'intérêt communautaire) ou limité à site où se regroupent des fournisseurs de services et des artisans (plateforme multifonctionnelle).

1 3 Les finalités de la réduction des coûts de l'électrification rurale

Les principales contraintes qui pèsent sur l'électrification rurale et imposent la réduction des coûts sont d'une part la limitation des ressources nationales et internationales, et d'autre part la faible capacité de paiement de la majorité des consommateurs potentiels domestiques ou professionnels.

C'est pourquoi les finalités de la réduction des coûts d'électrification rurale peuvent s'exprimer par les deux énoncés suivants qui résultent des deux contraintes précédentes :

D'une part

- **Réduire les coûts d'investissement nécessaires pour donner accès à l'électricité à une population rurale déterminée**

Ou sa variante

- **Maximiser la population ayant accès à l'électricité dans une zone déterminée avec un budget d'investissement défini.**

Et d'autre part

- **Réduire sur le long terme les coûts d'achat de l'électricité par les consommateurs ruraux**

Ces deux propositions doivent être conjuguées même si les actions entreprises peuvent avoir des effets contradictoires sur l'une et sur l'autre.

1 4 Les variables d'évaluation des actions de réduction des coûts

Deux variables synthétiques permettent de caractériser l'intérêt économique d'un projet d'électrification rurale et donc de mesurer l'efficacité des actions de réduction des coûts :

- **Le coût global actualisé (VAN)** sur une longue période (20 ans par exemple) à un taux défini (8 % ou 10 % souvent) d'actualisation incluant les coûts d'investissements par l'opérateur et le consommateur, les coûts d'exploitation de l'un et de l'autre, les coûts commerciaux et financiers de l'opérateur et de l'État, etc.
- **Le taux de rentabilité interne (TRI)** du projet pour l'ensemble des investisseurs, qui permet de classer les projets par ordre d'intérêt et de définir le taux d'actualisation implicite du programme d'électrification rurale comme le TRI du projet le moins rentable entrant dans l'enveloppe des financements.

Tableau 1. Valeur actualisée et taux de rentabilité interne

Pour l'ensemble des consommateurs finaux	Pour les investisseurs
$VAN(a) = \sum_1^n (C_I + C_E + C_F + C_C + C_M + C_K)^j / (1+a)^j$ <p>C_I^j est le coût d'investissement l'année j C_E^j est le coût d'exploitation l'année j C_F^j est le coût financier l'année j y compris la marge payée à l'opérateur C_C^j est le coût commercial l'année j C_K^j est le coût à l'année j a est le taux d'actualisation du pays</p>	$VAN(b) = \sum_1^n [R_i - (C_I + C_E + C_F + C_C)^j] / (1+b)^j$ <p>R_i est le chiffre d'affaires de l'année b est le taux d'actualisation pratiqué par les investisseurs</p>
<p>TRI= b tel que VAN(b)=0 $\Delta VAN(a)$ et ΔTRI (avec et sans l'action de réduction des coûts) mesurent l'efficacité d'une action de réduction des coûts</p>	

1 5 Les variables externes

L'efficacité des actions de réduction des coûts dépend de facteurs extérieurs sur lesquels les acteurs de l'électrification rurale n'ont pas de prise. Leur influence doit être intégrée dans les choix des axes stratégiques et des actions mises en œuvre. Il s'agit de variables d'environnement naturel, climatique et économique mais aussi du réseau interconnecté existant dont la capacité de production, de transport et de distribution, les coûts d'approvisionnement et les contraintes conditionnent le développement de l'électrification rurale :

- **Le climat:** les variables climatiques influencent les disponibilités hydroélectriques, éoliennes et solaires qui peuvent représenter une part significative du bouquet énergétique amont ou conditionner la mise en œuvre de production locale.
- **Le coût des combustibles:** les énergies fossiles ont une influence déterminante dans les coûts de production des réseaux isolés et dans le cas où la production sur le réseau interconnecté est d'origine thermique.
- **La conjoncture économique mondiale:** les disponibilités et les conditions de financement par les bailleurs de fonds sont dépendantes de la conjoncture mondiale.
- **Les conditions socio-économiques locales** influent fortement sur la capacité de payer des ménages et des artisans, principaux utilisateurs de l'électricité en zone rurale.
- **Les capacités de production et de transport** du réseau HT amont sont un facteur limitatif de l'électrification rurale qui peut conduire à des choix de mode d'électrification non interconnectés.
- **Les coûts des matières premières:** en particulier les métaux mais également le ciment influencent fortement le coût des fournitures.
- **Les coûts d'approvisionnement** sur le réseau interconnecté sont aussi un paramètre qui peut conduire à un choix de mode d'électrification non interconnecté mais aussi à donner plus d'importance aux actions de réduction des coûts qui réduisent les pertes et les consommations.
- **Le contexte institutionnel,** s'il est politiquement figé, limite le champ du possible en termes de financement et de sous-traitance.
- **La taille des marchés nationaux** particulièrement petits en Afrique Subsaharienne limite la concurrence et restreint les économies d'échelle.

Un examen de ces facteurs externes est donc indispensable avant d'entreprendre une politique de réduction des coûts.

1 6 Le champ des actions de réduction des coûts

Les actions de réduction de coûts examinés dans le présent document s'inscrivent dans le tableau suivant :

Tableau 2. Actions de réduction des coûts

	Réseau MT	Réseau BT	Branchement comptage	Installation intérieure	Maîtrise de l'énergie
Conception	3.1 ; 3.2 ; 3.4 ; 3.6 ; 3.7 ; 3.8 ; 4.1 ; 4.2	3.1 ; 3.2 ; 3.4 ; 3.6 ; 3.7 ; 3.8			
CAPEX	4.3 ; 4.4 ; 4.5 ; 4.6 ; 4.8	5.1 ; 5.2 ; 5.3 ; 5.4 ; 5.5 ; 7.2.5	6.1 ; 6.2 ; 6.3	5.6 ; 7.1	
OPEX	4.1 ; 4.2 ; 4.8 ; 7.2.3 ; 7.2.4 ; 7.2.5	7.2.3 ; 7.2.4 ; 7.2.5			7.2.2 ; 7.2.3 ; 7.2.4 ; 7.2.5
Coûts de commercialisation			6.1 ; 6.2 ; 7.2.2		

Chacune des cases du tableau constitue un axe stratégique de réduction des coûts traités ci-après dans le ou les paragraphes indiqués dans les cases. Les cases vides éventuelles sont des appels à l'imagination des acteurs !

Réduction des coûts en phase de conception

2

Réduire les coûts de l'électrification rurale passe par des choix pertinents en matière de planification qui doivent être éclairés par des études préalables portant sur les thèmes suivants :

- Le pouvoir d'achat et la capacité de payer des populations concernées
- L'adéquation entre l'offre et la demande
- Le choix du ou des types d'électrification appropriés
- Le choix de la ou des sources optimales d'alimentation
- Une prévision réaliste de la demande rurale à court, moyen et long terme
- Le choix de critères de planification pertinents
- L'utilisation d'outils de planification adaptés

Chacun de ces aspects fait l'objet des paragraphes qui vont suivre. Une erreur de conception a des répercussions permanentes sur les coûts probablement bien plus importantes que les économies diverses qui seront proposées dans la suite du document^[1].

[1] Des outils informatiques permettent de faciliter cette étape initiale de planification. Se référer au document produit par le CLUB-ER sur les outils et méthodologies de planification de l'électrification rurale (www.club-er.org) sous la coordination de la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE).

2 1 Le pouvoir d'achat et la capacité de payer des populations concernées

L'évaluation de la capacité de paiement est effectuée à partir des coûts évités et de la volonté de payer. Les coûts évités pour les ménages sont estimés à partir des dépenses substituables par l'électricité (piles, pétrole, bougies, recharges de batteries...) et pour les autres usagers (boutiques, artisans...) par le coût alternatif pour satisfaire le même service (motopompe, groupe électrogène...).

La volonté de payer est le montant que les ménages proposent de payer, inférieur ou supérieur aux dépenses évitées. L'expérience montre que si le montant ne dépasse pas 10 % à 15 % des revenus du ménage, il peut être payé. Si les coûts évités sont supérieurs à la volonté de payer des ménages, leur sensibilisation aux coûts évités par l'électrification est nécessaire afin qu'ils acceptent de payer au moins ce montant.

La connaissance de la capacité de payer permet de dimensionner la demande prévisible immédiate et d'extrapoler le comportement des consommateurs domestiques futurs. Cette approche est plutôt conservatrice si l'on admet que le revenu moyen devrait s'accroître avec le développement. Par contre elle est plutôt surévaluée faute de prendre en compte l'évolution technologique probable des matériels d'utilisation en particulier l'éclairage et les médias qui sont les consommations de base de la population rurale africaine.

2 2 L'adéquation entre l'offre et la demande

Dans le cas des réseaux interconnectés, la capacité de production journalière ou saisonnière présente des contraintes qui s'imposent à la demande rurale et non rurale desservie. L'ampleur, la modulation et le phasage dans le temps des projets d'électrification rurale doivent donc tenir compte de l'évolution des capacités de production disponibles tant en puissance qu'en énergie. À défaut de maintenir cette adéquation, le risque est grand de dégrader la qualité de service globale, de décrédibiliser l'ensemble de la filière électrique et de susciter des coûts supplémentaires de renforcements de production non optimaux (groupes électrogènes, etc.).

Il est donc important d'inclure dans les démarches planificatrices de l'électrification rurale la coordination avec l'opérateur de production transport et l'opérateur de la distribution s'il est différent de celui de l'électrification rurale et/ou de la production transport.

2 3 Le choix du ou des types d'électrification

Comme indiqué au paragraphe 2.1 la conception d'un projet d'électrification rurale comporte de façon explicite ou implicite le choix d'un mode d'électrification :

- Collectif par réseau interconnecté
- Collectif par réseau séparé
- Électrification isolée (kit solaire, plateforme multifonctionnelle sans distribution, etc.)

Plusieurs paramètres influent dans ce choix :

- La distance de la zone à électrifier au réseau

- La puissance électrique à desservir
 - L'énergie nécessaire
 - La qualité du service en termes de durée journalière de desserte, de continuité et de tenue de la tension
- Chaque solution implique des coûts d'investissement et d'exploitation ainsi que des potentiels de recette différents.

■ Réseaux interconnectés

- L'électrification collective par réseau interconnecté exige comme investissement principal le raccordement MT et/ou BT ainsi que les branchements des clients de façon que la desserte soit assurée dans de bonnes conditions de qualité de service. Cela peut exiger le renforcement du réseau amont.
- L'alimentation de la clientèle est normalement permanente.

■ Réseaux séparés (mini-réseaux)

- L'investissement exige la réalisation d'une centrale de production qui peut être thermique (groupes diesel en général, turbine à gaz possible s'il existe un réseau gaz à proximité) ou hydroélectrique ou mixte thermique/hydroélectrique.
- La production solaire ou éolienne ne peut intervenir qu'en hybridation avec les moyens précédents pour améliorer les coûts variables de production ou le productible. L'adjonction d'une capacité de stockage (batteries) peut, dans certains contextes, réduire le coût actualisé de l'électricité.
- Dans le cas thermique où le rendement et la durée de vie des groupes sont très dépendants de la charge^[2], un dimensionnement soigneux du nombre et de la taille des groupes est indispensable pour épouser au mieux la courbe de charge avec les différents modes séparés ou couplés^[3]. Il existe des logiciels pour optimiser ces paramètres.
- Outre l'installation de production, l'investissement nécessite le raccordement MT ou BT de la source au réseau d'électrification qui peut être long dans le cas hydroélectrique et la construction des réseaux MT et BT eux-mêmes, incluant des antennes MT si plusieurs localités distantes sont concernées.
- En fonction de la disponibilité énergétique, de la nature de la demande et de la capacité de paiement et de financement, l'alimentation électrique peut être réservée à certains créneaux horaires.

2 4 Le choix de la ou des sources optimales d'alimentation

En réseau interconnecté, le réseau est la source d'alimentation. Toutefois l'existence d'une source locale de faible coût variable (hydroélectricité, biomasse, etc.) peut permettre de réduire le coût de l'électricité en limitant l'approvisionnement sur le réseau si la source locale est compétitive.

En réseau séparé le choix de la source s'effectue en principe dans le cadre d'un calcul économique classique entre les diverses options en présence :

- Thermique diesel
- Thermique biomasse
- Hydroélectrique
- Hybride hydro/diesel, solaire/diesel, éolien/diesel, etc.

[2] Les membres du CLUB-ER ont bénéficié d'une formation à l'utilisation du logiciel GEOSIM® (www.geosim.fr), outil de planification de l'électrification rurale (Cf. document thématique sur la planification de l'électrification rurale www.club-er.org)

[3] Les membres du CLUB-ER ont bénéficié d'une formation à l'utilisation du logiciel GEOSIM® (www.geosim.fr), outil de planification de l'électrification rurale (Cf. document thématique sur la planification de l'électrification rurale www.club-er.org)

En électrification décentralisée le choix s'effectue en théorie installation par installation mais la standardisation et la modularité peuvent réduire les coûts d'investissement et de maintenance.

2 5 Une prévision réaliste de la demande rurale à court, moyen et long terme : un exercice difficile

L'analyse de la demande d'électricité est cruciale dans les démarches d'électrification rurale. Elle conditionne le dimensionnement des ouvrages de production et de distribution ainsi que la fixation éventuelle des tarifs. Elle se trouve donc à la source de nombreuses opportunités de réduction des coûts dans l'immédiat et sur le long terme.

Malheureusement sur le terrain la faiblesse des données disponibles allant de la méconnaissance des projets en cours par les acteurs principaux de l'électrification rurale à la confusion totale sur l'état électrique des localités rurales conduit évidemment à la confection de projets erronés ou redondants.

■ Les préconisations

La prévision de la demande doit intégrer les besoins de base des usagers et la création et le développement d'activités génératrices de revenus.

Plus concrètement les besoins à satisfaire sont de trois ordres :

- **Les besoins vitaux :** (i) l'eau (pompage, traitement...) (ii) la conservation des médicaments, la stérilisation, (iii) les télécommunications
- **Les besoins collectifs :** (i) l'éducation : éclairage, ventilation des écoles, TV éducative (ii) la santé, Administration (mairie), (iii) l'éclairage public, (iv) Internet et la TV publique, (v) le froid collectif.
- **Les besoins économiques :** (i) la mécanisation des ateliers, des fermes, des activités artisanales, (ii) le stockage et la transformation des denrées.

La prévision de la demande reste cependant un exercice difficile en raison des multiples aléas auxquels le développement de la consommation électrique est soumis même à court terme. Aussi est-il illusoire de se fixer un horizon de prévision trop lointain. Par contre, cette incertitude ne dispense pas d'une démarche construite et cohérente à partir des éléments connus de façon à établir un système de desserte d'une longévité raisonnable en raison de la difficulté d'obtenir des fonds d'autofinancement permettant le renforcement progressif des infrastructures au fil de la demande. L'ambition de l'analyse est de minimiser les cas où le projet se révélerait rapidement inadéquat.

Les éléments disponibles minimaux à collecter pour effectuer un pari réaliste sur le futur sont les suivants :

- Un plan à l'échelle 1/5000^{ème} au moins de la localité à desservir, comportant la localisation GPS de tous les points de livraison potentiels publics et privés et le tracé de la voirie.
- Un recensement et positionnement des édifices sociocommunautaires situés dans la zone de desserte du réseau MT/BT;
- Une évaluation de la population de chaque localité à desservir en se basant sur des enquêtes récentes menées dans la zone ou à défaut sur le recensement de la population disponible
- Des statistiques de consommation de localités rurales similaires déjà électrifiées.

L'évaluation réaliste de la demande en électricité sera alors établie à partir :

- D'une analyse statistique et d'une modélisation de la consommation d'électricité des localités électrifiées ;
- D'enquêtes menées auprès des futurs usagers ;
- D'une identification précise des besoins communautaires et productifs (artisanat, production agricole, élevage) ;

- D'hypothèses réalistes de consommation individuelle: fourchette de consommation en kWh annuels par client, puissance foisonnée de pointe ou mieux encore établissement de courbes de charges de référence pour chaque type de client.

2 6 Le choix des critères de planification pertinents

■ État des lieux

La conception des réseaux MT et BT par les intervenants locaux pour les projets d'électrification rurale souffre de plusieurs lacunes :

- Un attachement presque inébranlable aux pratiques techniques et commerciales historiques, en vigueur depuis les premières électrifications qui datent d'avant ou juste après les indépendances ;
- Des textes législatifs et réglementaires et une normalisation très stricte, calqués sur ceux des pays industrialisés même si l'environnement naturel, économique ou sociologique est fondamentalement différent ;
- Parallèlement, une méconnaissance ou une méfiance vis-à-vis des technologies alternatives plus rustiques malgré quelques expériences intéressantes (SWER au Cameroun, MALT en Tunisie, Câbles de garde isolés au Ghana...);
- L'absence dans certains contextes de savoir-faire en matière de conception et de dimensionnement des réseaux, soit que les agents des compagnies et des bureaux d'études qui en sont chargés ignorent la problématique et/ou les théories applicables, soit qu'ils ne disposent pas d'outils informatiques pratiques et sûrs pour exécuter les études nécessaires, soit que la volonté de changer les pratiques demeure trop faible face au poids de l'habitude. Il en résulte souvent des réalisations dispendieuses sur le terrain ou l'incapacité à impulser un programme d'électrification bien construit et hiérarchisé ;

Pour pouvoir mettre en œuvre une conception de réseau et des technologies économes et adaptées, les pays doivent se doter de critères de planification réalistes et des outils logiciels de planification correspondants à leur problématique technique et humaine

■ Le choix des critères de planification

Sur le plan technique, la distribution de l'électricité est régie par un certain nombre de contraintes techniques et de critères de qualité. Les premières s'imposent par les spécifications des équipements choisis. Les derniers sont la plupart du temps inscrits dans des normes, des textes réglementaires ou contractuels voire dans la loi. Ces textes sont souvent inspirés de leurs homologues européens.

Les contraintes techniques portent principalement sur la tenue thermique des transformateurs et des conducteurs en transit prolongé, surintensité et court-circuit, la tenue diélectrique et au choc des isolants et la tenue mécanique des supports et conducteurs. Les critères de qualité concernent la plage de tension admissible, les nombres et durées d'interruptions de fourniture et les autres perturbations de l'onde telles que taux d'harmoniques et niveau de flicker.

Les critères de planification jouent un grand rôle dans le coût des réseaux qu'ils régissent. Si les contraintes d'intensité et de tenue au court-circuit ne sont pas contournables, les critères de qualité méritent discussion.

C'est en particulier le cas pour les plages de chute de tension admissible tant en BT qu'en MT. Il paraît par exemple légitime de soutenir qu'une chute de tension BT de 10 % est admissible dans le contexte de l'électrification rurale comme elle le fut dans les campagnes européennes. Il convient cependant d'associer cette tolérance à la prise en compte d'un inévitable déséquilibre qui caractérise les réseaux triphasés BT.

On spécifiera par exemple que la chute de tension est calculée avec un déséquilibre de 50 % : $[\text{MAX}(V_1, V_2, V_3) - \text{MIN}(V_1, V_2, V_3)] / [(V_1 + V_2 + V_3) / 3] \leq 50\%$. On prendra de plus en compte les prises à vide des transformateurs MT/BT et leurs chutes de tension interne. La surtension sera limitée à 5 % dans les mêmes conditions.

De même en moyenne tension il est suggéré de limiter pratiquement la chute de tension à 7,5 % en schéma de réseau normal et 11 % en schéma de secours. Là encore la capacité de réglage en charge des transformateurs HT/MT ou MT/MT (jusqu'à 15 %) sera prise en compte.

Il convient enfin de rappeler dans ce contexte les règles de base de la conception des réseaux MT ou BT: Il est toujours plus rentable de **renforcer les sections amont pour réduire les pertes ou les chutes de tension; et il est toujours plus rentable de réduire les sections aval si l'on dispose de marges de tension.**

De manière pratique il est aussi nécessaire de calculer le réseau dans le cas de démarrage des moteurs qui peuvent conduire à des chutes de tension très importantes mais temporaires (cas des moulins). Une chute de tension maximale transitoire de 20 % peut être admise tant pour les autres clients que pour permettre le démarrage.

La question de la continuité de service paraît parfois prématurée en matière d'électrification rurale. Elle doit pourtant être examinée sous l'angle de la réduction des coûts parce que des conditions trop dégradées conduisent au doublement des investissements par la clientèle (bougies, pétrole lampant, voire groupe électrogène) et à la perte d'activités économiques. Par contre, des exigences excessives dans les cahiers des charges des opérateurs sont inefficaces ou conduisent à des surinvestissements considérables (double alimentation, etc.). En guise de critère, un coût du kWh non distribué équivalent à 1 € paraît acceptable.

Les autres aspects de la qualité (harmoniques, flicker) ne seront examinés à la conception de l'électrification rurale que dans des cas spécifiques d'utilisations très sensibles ou très perturbatrices. Le principe d'amélioration réside dans l'augmentation de la puissance de court-circuit.

2 7 L'utilisation d'outils de planification adaptés

Il est urgent que les structures membres du CLUB-ER soient équipées et formées à l'utilisation d'outils fondamentaux pour la réduction des coûts, à la fois flexibles et bon marché, pour la planification des systèmes électriques, le calcul électrique et mécanique des réseaux :

- Un outil de planification et de choix approprié des options technologiques^[4];
- Un outil de calcul/optimisation électrique de réseau BT, ainsi qu'un logiciel pour le réseau MT prenant en compte des technologies non triphasées, la production indépendante, et destiné à l'étude de l'impact des extensions du réseau électrique^[5];
- Un logiciel de calcul et d'optimisation mécanique des réseaux MT et BT^[6].

[4] Les membres du CLUB-ER ont bénéficié d'une formation à l'utilisation du logiciel GEOSIM® (www.geosim.fr), outil de planification de l'électrification rurale (Cf. document thématique sur la planification de l'électrification rurale www.club-er.org)

[5] Deux formations ont été organisées par le CLUB-ER à Bamako et Kigali sur le calcul électrique des réseaux MT/BT, en utilisant SimulBT qui est un exemple de logiciel permettant l'estimation des charges actives et réactives, le calcul des transits et des pertes de puissance active et réactive dans toutes les branches et des chutes de tension en tous les nœuds d'un réseau BT radial. Le calcul peut être fait à toutes les heures de la journée et sur une période de vingt ans. SimulMT est le pendant de SimulBT permettant l'estimation des charges actives et réactives, le calcul des transits et des pertes de puissance active et réactive dans toutes les branches et des chutes de tension en tous les nœuds d'un réseau MT radial. Les logiciels SimulBT et SimulMT ont été mis à la disposition des membres du CLUB-ER à l'issue des formations.

[6] Une formation a été organisée par le CLUB-ER à Kigali, avec une illustration sur les études mécaniques à l'aide du logiciel JOVE qui est un exemple un logiciel spécialisé dans l'étude mécanique des lignes électriques aériennes (HT, MT, BT). Il permet, à partir d'informations sur la topographie de la ligne à étudier et sur le matériel disponible pour la construire, de faire tous les choix nécessaires quant à l'implantation des supports et au matériel à utiliser, et de produire tous les documents justificatifs avec des calculs de contraintes complets et des résultats de vérifications géométriques, ainsi que les plans et documents nécessaires aux équipes de chantiers qui devront effectuer les travaux (<http://www.softlinelec.com/joveFr.html>).

Technologies des réseaux MT

3

Les réseaux MT peuvent utiliser plusieurs types de configurations qui peuvent être différenciés par le nombre de phases distribuées et le régime de neutre. Chacune de ces configurations est adaptée ou non à la demande particulière de chaque contexte et procure des performances spécifiques en termes de qualité et de coûts d'investissement et d'exploitation. Le choix de la configuration est une décision qui engage le long terme car il est imprudent pour des raisons de sécurité du personnel et de la clientèle de mélanger certaines configurations dans la même exploitation. Le changement de configuration est également coûteux quand il concerne un réseau MT bien développé.

3 1 Les configurations possibles

Les configurations MT les plus courantes sont les suivantes :

- Le réseau triphasé trois fils avec neutre non distribué qui est la solution courante en Europe.
- Le réseau biphasé deux fils avec neutre non distribué courant dans les pays anglophones pour les dérivations moins chargées.
- Le réseau triphasé quatre fils avec neutre distribué courant en Amérique.
- Les variantes du réseau précédent : réseau biphasé trois fils neutre distribué et monophasé deux fils neutre distribué pour les dérivations selon la charge.
- Le système monophasé à un seul fil neutre non distribué avec retour par la terre couramment appelé SWER (Single Wire Earth Return) qui est adaptable aux réseaux européens ou américains. Il y a plusieurs variantes selon que la dérivation SWER possède ou non un transformateur d'isolement.

Les principales caractéristiques de ces configurations sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 3. Principales caractéristiques des configurations de réseaux MT

ARTÈRES	DÉRIVATIONS	TRANSFORMATEURS	DISTRIBUTION BT
Triphasé européen 3 conducteurs	Triphasé	Transformateur triphasé (fr)	Triphasé 400/230V
	Monophasé 2 fils actifs	Transformateur monophasé	Biphasé 400/230V
	Triphasé	2 transformateurs monophasés	Triphasé ou biphasé 400/230V
	Monophasé 1 fil actif, SWER	1 transformateur monophasé	Biphasé 400/230V
Triphasé américain 4 conducteurs dont un neutre mis a la terre	Monophasé (2 conducteurs dont un neutre mis a la terre)	1 transformateur monophasé isole tension simple	Monophasé 230 ou 127V ou biphasé 400/230V
	Biphasé (3 conducteurs dont un neutre mis a la terre)	1 transformateur biphasé isolé tension simple	Triphasé 230/127V ou biphasé 400/230V Ou 2 transformateurs monophasés 230 ou 127V
	Monophasé 1 conducteur avec retour par la terre	1 transformateur monophasé isolé tension composée	Biphasé 400/230V

3 2 Comparaison entre les réseaux à trois ou quatre fils distribués

Les réseaux de type américain et européen se distinguent notamment par leurs performances énergétiques, leur niveau d'isolement, leur flexibilité dans le présent et le futur et finalement par leurs coûts selon les besoins de l'électrification. Le tableau ci-après (cf. pages suivantes) établit les termes de la comparaison.

Tableau 4. Comparaison entre réseaux à trois ou quatre fils distribués

RÉSEAUX A 4 FILS ; NEUTRE DISTRIBUÉ
CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES
<p>Dans les réseaux MT à 4 fils, le neutre MT est distribué jusqu'aux charges, à l'exception des éventuelles dérivations SWER. Le conducteur neutre est mis à la terre en de multiples points du réseau, tous les 200 m à 300 m environ. La tension neutre-terre est donc maîtrisée.</p> <p>La distribution du neutre permet d'alimenter des charges entre neutre et une phase à la tension simple. Une part significative de l'énergie est consommée en mono-phasé.</p> <p>En situation normale d'exploitation, le déséquilibre des charges monophasées entre les trois phases entraîne l'existence d'un courant dans le conducteur de neutre et la terre qui agit de fait comme un cinquième conducteur.</p>
INVESTISSEMENTS
<p>L'investissement en lignes d'un réseau avec neutre distribué est moindre que celui d'un réseau à trois fils si la somme des longueurs des antennes monophasées est supérieure à la somme des longueurs des artères principales.</p> <p>Le réseau à 4 fils nécessite l'installation de protections décentralisées coordonnées (fusibles et reclosers) en plus de la protection centralisée à maximum d'intensité et à temps inverse pour assurer la sélectivité.</p>
PLAN DE PROTECTION DES RÉSEAUX
<p>Le courant de déséquilibre dû aux charges monophasées peut masquer un courant de défaut à la terre. Les protections ne peuvent faire la différence entre le courant d'une charge phase-neutre et le courant d'un défaut phase-terre si leurs valeurs sont comparables.</p> <p>La valeur du courant de défaut phase-terre est liée d'une part à l'impédance éventuelle du défaut lui-même, et d'autre part à l'impédance du réseau entre le transformateur HT/MT et le lieu du défaut. Elle varie donc en fonction de la distance du défaut au poste. Pour des lignes longues, un défaut phase-terre éloigné peut provoquer un courant inférieur au courant de déséquilibre qui est admis au niveau de départ du poste. Dans ce cas, une protection placée dans le poste n'est pas capable de détecter le défaut.</p> <p>Pour avoir une bonne détection des défauts sur ce type de réseaux, dont les courants de charge normale diminuent avec l'éloignement du poste, plusieurs dispositifs de protection doivent être placés en cascade dans le réseau (en général, on installe en réseau des reclosers, disjoncteurs aériens à ré-enclenchements multiples).</p> <p>Généralement, les dérivations monophasées sont protégées par fusibles.</p> <p>Lorsque le réseau est structuré de manière radiale, avec mise en cascade des dispositifs de protection, cela interdit les schémas de type « secours » alors même que la topologie le permettrait.</p> <p>Une reprise en charge, même temporaire, réalisée à l'extrémité d'une arborescence impliquerait de pouvoir redéfinir les seuils de protection et les étages de sélectivité des différents dispositifs concernés. Ces réglages étant le résultat de calculs assez complexes, prenant en compte la nature des différents tronçons, il est illusoire d'imaginer pouvoir gérer des situations d'incidents par des modifications de réglage. L'exploitation est donc limitée au mode radial, et les situations d'incident peuvent entraîner des durées de coupure significatives jusqu'à réparation.</p> <p>Pour des raisons similaires, toute évolution de la topologie ou du niveau de charge du réseau implique de vérifier la cohérence des protections en place. Modifier un tel réseau est donc très délicat et coûteux. L'évolutivité d'un tel système peut donc être considérée comme médiocre.</p> <p>Une autre difficulté rencontrée est la nécessité pour l'exploitant de disposer de toute la gamme de fusibles utilisés en dépannage. La mise en place de fusibles inadaptés détruit la sélectivité du réseau tant que le fusible de calibre correct n'a pas été remplacé.</p>
COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE
<p>Pour les réseaux à 4 fils, en situation normale d'exploitation, le déséquilibre admissible de charge entre les différentes phases se traduit par un courant dans le neutre. Ce courant se partage entre le conducteur de neutre et la terre, du fait de la mise à la terre en de multiples points de ce conducteur de neutre.</p> <p>On a donc une situation permanente d'émission de champ magnétique à fréquence industrielle</p>
PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE
<p>Dans les réseaux quatre fils la charge est souvent distribuée en réseau monophasé et le courant en retour dû au déséquilibre parcourt le conducteur de neutre et la terre. Les pertes sont donc plus élevées à charge et distance équivalentes. Par contre ces réseaux alimentent des réseaux BT généralement peu développés du fait des coûts modiques des transformateurs MT/BT. Les pertes BT sont donc en général plus faibles.</p>
AUTRES ASPECTS TECHNOLOGIQUES ET COÛTS
<p>Les lignes sont isolées à 0,8 fois la tension composée comme les transformateurs MT/BT. Le conducteur de neutre est isolé à la tension BT et ne requiert pas d'armement spécifique.</p> <p>Le coût supplémentaire du conducteur de neutre est donc partiellement compensé par la réduction des coûts d'isolement</p>

RÉSEAUX A 3 FILS; NEUTRE DIRECT OU IMPÉDANCE	
CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES	
<p>Dans les réseaux à trois fils, le neutre n'est pas distribué et donc indisponible pour les utilisateurs. Les charges, même monophasées sont raccordées aux phases du réseau. Elles ne génèrent aucun courant de neutre dans le système de distribution et, hormis d'éventuels déséquilibres capacitifs entre les conducteurs de phases, le courant résiduel d'un tel système est nul.</p> <p>Le point neutre du réseau peut être mis à la terre au travers d'une impédance. En pratique, quatre régimes de neutre peuvent être mis en œuvre: isolé (Irlande), mis à la terre par impédance (France, Mali), ou directement (Australie).</p>	
INVESTISSEMENTS	
<p>L'investissement en lignes d'un réseau 3 fils est moindre que celui d'un réseau avec neutre distribué si la somme des longueurs des antennes monophasées du réseau avec neutre distribué est inférieure à la somme des longueurs des artères principales.</p> <p>Le réseau à trois fils demande uniquement une protection centralisée au poste HT/MT qui peut être complétée en lignes par des disjoncteurs, des reclosers ou divers types d'interrupteurs télécommandés ou automatiques (IACT) pour améliorer la sélectivité.</p> <p>L'utilisation de dérivations biphasées améliore la compétitivité de ce type de réseau mais dégrade un peu la sélectivité à cause du déséquilibre capacitif.</p>	
PLAN DE PROTECTION DES RÉSEAUX	
<p>Dans un réseau à neutre impédant, une impédance de limitation, généralement résistive, est insérée dans la liaison du neutre à la terre.</p> <p>La valeur de l'impédance est toujours importante comparée aux impédances de lignes et de ce fait, le courant de défaut direct à la terre varie peu en fonction du lieu du défaut. Cette importance des courants de défaut à la terre, ainsi que la prépondérance de la composante circulant dans l'impédance de neutre, rendent la détection des défauts à la terre facile.</p> <p>Ces réseaux ont une structure radiale avec possibilité de bouclage qui est utilisée en cas d'alimentation en secours.</p> <p>L'Exploitation se fait normalement en circuit ouvert. Dans cette configuration, la détection de tous les défauts à la terre, quelle que soit leur localisation se fait à partir du poste HT/MT. Il en est de même pour les défauts entre phases qui sont également gérés à partir du poste.</p> <p>Une protection décentralisée ne se justifie que s'il y a une ligne exceptionnellement longue, dès qu'il devient impossible de discriminer le courant d'un défaut lointain entre deux phases du courant de charge admissible du départ.</p> <p>La protection centralisée offre une totale liberté de modification du réseau en prévoyant plusieurs schémas de secours avec de nombreux bouclages pour faire face à différents incidents.</p> <p>La liberté de modification permet également de procéder à des extensions ou restructurations de réseau, sans avoir à remettre en cause les moyens et réglages des protections dans la plupart des cas.</p> <p>Par contre, s'il n'y a que des protections centralisées, en cas d'incident tous les clients d'un même départ sont concernés.</p> <p>Cependant quelques cas de défauts résistants peuvent s'avérer difficiles à détecter comme les défauts à la terre avec le conducteur aval seul à la terre (le défaut est alimenté en retour par les seuls transformateurs MT/BT en aval du défaut).</p>	
COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE	
<p>Dans les réseaux à 3 fils, en situation normale d'exploitation, il n'y a pas de circulation de courant de terre. Seules les situations de défaut à la terre entraînent une émission de champ magnétique significatif et doivent être considérées dans les études de compatibilité électromagnétiques.</p>	
PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE	
<p>Les réseaux triphasés ne subissent que des pertes minimales par courant homopolaire. Par contre ils comptent en général moins de transformateurs MT/BT ce qui conduit à des réseaux BT plus longs et plus chargés donc faisant plus de pertes. Ce dernier point peut facilement être corrigé par l'utilisation de transformateurs monophasés de plus petit calibre si les consommateurs n'utilisent pas de matériel triphasé.</p>	
AUTRES ASPECTS TECHNOLOGIQUES ET COÛTS	
<p>Les lignes et les transformateurs sont isolés à la tension composée (cas des défauts francs à la terre).</p>	

Les avantages du réseau à neutre distribué résident donc dans la possibilité d'utiliser de façon systématique des dérivations mono ou biphasés mais aussi des transformateurs isolés à la tension simple au lieu de la tension composée. Toutefois la possibilité de réaliser des dérivations biphasées avec le système à neutre non distribué vient réduire ces avantages. De même les pertes sont plus élevées pour une même charge avec le système à neutre distribué puisqu'elle est alimentée entre phase et neutre et non entre phases et qu'il faut également supporter la circulation de courant dans le neutre.

En conclusion d'une longue controverse, **il est difficile de conclure dans l'absolu sur l'intérêt de l'une ou l'autre technique. Le coût complet dépend fortement du type de zone desservie (densité de charge, éparpillement des consommateurs, évolutivité, etc.) et doit donc être estimé dans chaque cas sur une série d'exemples.**

En tout état de cause, **le changement de configuration MT dans un sens ou dans l'autre est une opération complexe, déstabilisante pour l'exploitant et généralement peu rentable.** Par contre une réflexion peut être entreprise dans le cas de l'établissement d'une nouvelle zone électrifiée desservie par un nouveau poste HT/MT.

3 3 Le cas des réseaux MT à neutre isolé

ESB, le distributeur irlandais, a développé une configuration de réseau triphasé 3 fils économique sur la base du neutre isolé de la terre. Cette configuration permet en particulier de réaliser des postes sources à bas coût pour les réseaux aériens. Les principales caractéristiques de ces réseaux sont les suivantes :

- Régime de neutre : isolé.
- Artères MT principales : triphasé, isolement à la tension composée, supports bois.
- Dérivations : biphasée, isolement à la tension composée, SWER non utilisé mais possible avec transformateur d'isolement.
- Transformateurs MT/BT : monophasés, calibre à partir de 5 kVA.
- Protection contre les défauts entre phases : maximum d'intensité à temps inverse sur l'arrivée MT.
- Protection contre les défauts à la terre : protection volt métrique unique au poste et mise à la terre par interrupteur shunt de la phase en défaut.
- Sélectivité par fusible et reclosers pour les défauts entre phases.
- Recherche manuelle des défauts à la terre avec appareil sensible aux champs homopolaires (pathfinder) avec manœuvre périodique du shunt au poste.
- Risques : apparition d'un deuxième défaut à la terre en cours de recherche sur une autre phase d'un autre départ ce qui conduit à un défaut violent non détecté.
- La technologie MT des postes HT/MT est très simple avec un seul disjoncteur sur poteau à l'extérieur et le contrôle commande dans un petit bâtiment de type cabine. Jamais utilisée en Afrique à notre connaissance, cette technologie pourrait permettre de réduire les coûts des extensions HT/MT dans les zones peu peuplées.

3 4 Antennes biphasées dans la configuration neutre non distribué

Le réseau MT à 3 conducteurs sans neutre distribué permet de réaliser des antennes biphasées et monophasées sans modifier quoi que ce soit au niveau des protections et des départs. L'antenne biphasée connectée entre deux phases

du système triphasé n'engendre aucun courant de terre et permet d'alimenter une localité par un réseau BT biphasé. Il faut cependant s'assurer que la localité ne comporte pas d'abonnés utilisant des moteurs de puissance car ceux-ci sont en général toujours triphasés (moteurs de pompes immergées pour l'adduction d'eau, moteurs de moulins, etc.).

La protection de l'antenne biphasée contre les défauts est assurée par la protection centralisée au Poste HT/MT. Un déséquilibre permanent de courant capacitif peut résulter de la différence de longueur développée entre phases et se traduire par un courant homopolaire dans l'impédance de neutre. C'est pourquoi l'exploitant veillera à équilibrer les longueurs de dérivations biphasées entre les trois phases.

3 5 Les antennes monophasées avec retour par la terre (SWER)

■ Le SWER avec transformateur d'isolement

Dans cette variante l'antenne monophasée est connectée entre deux phases du réseau triphasé par l'intermédiaire d'un transformateur d'isolement dont le secondaire est mis à la terre. Le primaire du transformateur d'alimentation MT/BT d'une localité est également mis à la terre. Le courant de terre résultant est confiné entre ces deux terres et n'est jamais détecté par la protection du poste HT/MT. La protection de l'antenne monophasée est assurée par un recloser ou un fusible placé en aval du transformateur d'isolement. La protection du transformateur d'alimentation peut être assurée par fusible. L'avantage de cette technique repose sur la maîtrise du retour par la terre, les défauts du système SWER ne se répercutent pas sur le réseau principal et permettent de conserver sa sélectivité.

■ Le SWER sans transformateur d'isolement

L'antenne monophasée est connectée directement à une phase du réseau triphasé. Comme dans le cas précédent, le primaire du transformateur d'alimentation est mis à la terre. Dans cette configuration, le courant de terre circule entre la terre MT du poste d'alimentation et la terre du transformateur HT/MT. Il traverse donc en permanence l'impédance de mise à la terre du neutre qui doit être dimensionnée en conséquence. De plus, si ce courant est important, il est détecté par la protection centralisée comme courant de défaut. Cette technologie doit donc être réservée aux antennes alimentant de faibles charges engendrant un courant inférieur au seuil de déclenchement de la protection centralisée.

La protection de l'antenne monophasée sans transformateur d'isolement est assurée par la protection centralisée du poste. Elle peut également être assurée par un fusible placé en aval du point de dérivation. Dans ce cas, un défaut apparaissant sur l'antenne monophasée n'entraîne pas la perte du départ complet. Le bon fonctionnement de ces antennes monophasées est lié à l'existence d'une bonne terre dont les caractéristiques (résistivité du sol ($\Omega.m$)) ne varient pas trop en fonction des saisons, ce qui peut ne pas être le cas dans beaucoup de pays africains notamment sahéliens.

Dans le cas d'une mauvaise terre, l'antenne monophasée sans transformateur d'isolement ne peut être utilisée et l'antenne monophasée avec transformateur d'isolement doit être équipée d'un conducteur de terre rejoignant ainsi la technique monophasée dérivée du système à neutre distribué.

Le SWER est utilisé abondamment en Australie depuis 50 à 60 ans. Le succès de cette technique repose non seulement sur la suppression d'un conducteur mais aussi sur la possibilité de mettre en œuvre des portées usuelles plus longues allant jusqu'à 250 m à 300 m. En effet les contacts entre phases ne sont plus à craindre et les efforts exercés par les conducteurs sont réduits.

Beaucoup de systèmes d'électrification SWER sont aussi en service au Brésil, en Nouvelle Zélande, en Tunisie, en Afrique du Sud, au Botswana, en Namibie, en Russie, au Cameroun, au Burkina Faso, au Laos, et en Éthiopie notamment.

3 6 Les systèmes associés aux réseaux HT

3 6 1 Généralités

Le surplomb ou le voisinage de villages non électrifiés par des lignes haute tension est une situation courante en Afrique subsaharienne. Il n'est généralement pas possible pour des raisons techniques et économiques de créer des postes sources HT/MT pour alimenter ces villages dont le coût d'investissement par kW desservi serait trop important. Cependant la population est frustrée par cette situation puisqu'elle supporte les inconvénients du surplomb ou du voisinage sans en tirer un quelconque avantage. Des solutions palliatives ont été recherchées ou mises en œuvre pour tirer partie des lignes HT pour alimenter ces villages sans mettre en cause la fiabilité de la ligne de transport :

- Récupération de l'énergie induite par les câbles de phase dans les câbles de garde ;
- Utilisation des câbles de garde comme conducteurs MT isolés ;
- Soutirage par transformateur capacitif ou diviseur inductif.

Ces techniques doivent encore être considérées comme expérimentales et utilisées avec prudence. L'utilisation des câbles de garde comme ligne MT connaît actuellement un développement significatif en Afrique de l'Ouest (Ghana, Burkina, Togo, Bénin).

On n'oubliera pas cependant la solution consistant à inclure dans le financement du projet de ligne HT l'alimentation par une autre source, chaque fois qu'elle est techniquement et économiquement réalisable.

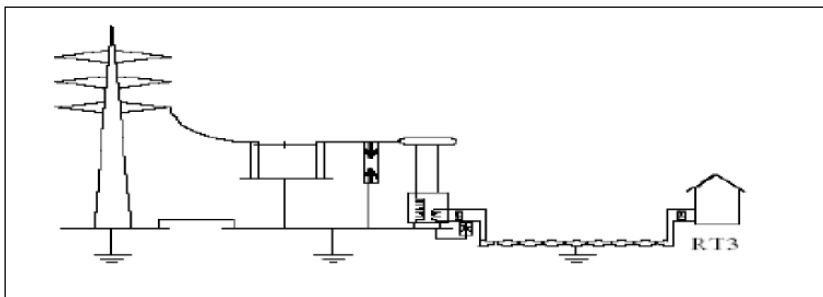
3 6 2 Récupération de l'énergie induite par les câbles de phases dans le ou les câbles de garde

Cette technologie mise au point par Hydro Québec au Canada pour alimenter les répéteurs micro-ondes de ses lignes 735 kV venant du Grand Nord québécois a été utilisée à titre expérimental dans certains pays d'Amérique du Sud et d'Afrique pour l'alimentation de faibles charges monophasées situées à l'aplomb des lignes de transport. Cette technologie nécessite d'isoler les conducteurs de garde sur des longueurs qui sont fonctions de la puissance à soutirer. Pour une ligne 225 kV, la puissance monophasée soutirable est de l'ordre de 0,7 kW par km. Le soutirage est réalisé à l'aide d'une batterie de condensateurs connectée entre le câble de garde et la terre. Un système de régulation de la tension par inductance est nécessaire au bon fonctionnement de l'ensemble.

Le fait de devoir isoler les câbles de garde sur une certaine distance exige d'identifier les localités qui bénéficieront de cette source d'énergie lors de la planification de la ligne HT ou alors d'isoler les câbles de garde sur toute la longueur de la ligne. De plus, l'isolement des câbles de garde nécessite de modifier les têtes des pylônes pour permettre la pose de chaînes d'isolateurs (suspension et ancrage) ou d'isolateurs au niveau des câbles de garde.

3 6 3 Soutirage par transformateur de tension

Le soutirage par transformateur de tension inductif ou capacitif peut être représenté par le schéma suivant :

Graphique 1. Schéma de principe d'un soutirage par transformateur de tension

Le transformateur de tension est protégé par la protection de distance de la ligne. Cependant, une protection sélective du transformateur de tension n'est pas réalisée en cas de défaut car il n'existe pas, pour des économies évidentes de coûts, de disjoncteur HT. En conséquence, en cas de défaut sur le transformateur de tension, la ligne HT sera déclenchée et ne pourra être réenclenchée qu'après une visite sur site et un débranchement du transformateur à l'aide du sectionneur.

Le transformateur de tension est connecté entre une phase et la terre qui joue le rôle de conducteur de retour. Cela signifie que les terres doivent être très bonnes pour limiter les tensions de pas et de touché. Le coût estimatif en euros d'un tel dispositif basé sur le schéma précédent est donné dans le tableau suivant :

Tableau 5. Coût estimatif d'un soutirage par transformateur de tension

Composants	Coûts en euros
Transformateur HT	55.000
Sectionneur HT, fonctionnement manuel	6.000
Parafoudre HT	6.000
Raccordement à la ligne HT	5.000
Génie civil incluant structures, plateforme, mise à la terre, clôture, etc.	10.000
TOTAUX	82.000

3 6 4 Technique du Schéma à Câbles de Garde Isolés (SCDGI)

Cette technique a été expérimentée par la société ghanéenne d'électricité Volta River Authority (VRA) sur une ligne existante de 161 kV au début des années 1980. Le système du câble de garde consiste à :

- Isoler les câbles de garde pour leur exploitation en moyenne tension sur les pylônes de la ligne Haute Tension ;
- Alimenter les câbles de garde isolés en Moyenne Tension à partir d'un poste de transformation HT/MT de la ligne Haute Tension ;
- La ligne MT est exploitée entre phases (cas de deux câbles de garde) ou avec retour par la terre (cas du câble garde unique) ;
- Alimenter les charges au moyen des transformateurs de distribution monophasés HTA/BT branchés entre les câbles de gardes isolés et la terre ;

- Les câbles de garde doivent maintenir leur fonction de protection de la ligne HT contre la foudre.

■ **Caractéristiques principales des câbles de garde isolés**

L'expérience du Ghana a démontré les points suivants :

- Isolés avec des éclateurs à tige appropriés fixés sur des isolateurs les câbles de gardes maintiennent la performance de la ligne haute Tension à la foudre ;
- La composante inverse de tension reste inférieure à 1 % dans tous les cas ;
- Avec une tension MT entre phases de 34,5 kV, l'électrification rurale est possible dans les mêmes conditions qu'avec une ligne 34,5 kV normale avec le même nombre de phases ;
- Le taux de défaillance par kilomètre et par an dû aux défauts transitoires est plus faible pour les câbles de garde que pour les lignes aériennes moyenne tension de même longueur et tension ;
- Pour rendre l'électricité disponible en moyenne tension aux communautés situées le long des lignes HT, le coût est seulement de 10 % à 15 % des coûts des solutions conventionnelles.

■ **Diverses applications des câbles de gardes isolés à travers le monde :**

- **Au Ghana** ; environ 1000 km de lignes à 161 kV 50 Hz sont équipées avec les câbles de garde isolés, la moitié est en exploitation depuis 16 ans ;
- **Au Brésil**, 370 km de lignes de 230 kV 60 Hz de câbles de garde isolés, triphasés sont en exploitation en 34,5 kV ;
- **Au Laos** : des câbles de gardes monophasés avec retour par la terre à 25 kV sont en exploitation sur 190 km de lignes 115 kV, 50 Hz ;
- **En Sierra Leone** : des lignes de 161 kV 50 Hz ont été équipées de câbles de garde isolés, triphasés mais non encore en exploitation ;
- **En Éthiopie** : les câbles de garde monophasés avec retour par la terre 34,5 kV ont déjà été mis en œuvre sur 200 km de lignes à 132 kV 50 Hz et 200 km supplémentaires sont cours de réalisation pour le même niveau de tension ;

3 7 La réduction des coûts de construction MT

A Dimensionnement des supports

La conception technique des lignes MT est très variable suivant les supports utilisés dont la résistance mécanique (effort nominal en tête) conditionne la longueur des portées moyennes.

Les efforts agissant sur les supports de suspension des lignes dépendent en effet des conditions climatiques d'exploitation (température moyenne, température minimale, vent maximum, température maximale, etc.) et de la portée maximale. Les efforts sur les supports d'ancrage dépendent des conditions précédentes et de la tension maximum des câbles. La tension choisie pour les câbles conducteurs est déterminée en fonction de la portée maximum adoptée, de la température maximum de la région et de la hauteur hors sol des supports, elle-même fonction de la hauteur de surplomb autorisée en tout point de la portée. Ce paramètre réglementaire joue donc un rôle déterminant dans le dimensionnement des supports : hauteur et résistance à l'effort. Il est souvent possible de réduire les exigences réglementaires de surplomb dans les zones rurales de façon plus prononcée que dans les pays développés.

Les supports utilisés peuvent être des poteaux béton, des poteaux bois et des poteaux métalliques. Les supports en béton sont généralement normalisés en fonction de la hauteur totale qu'ils présentent et de l'effort en tête qu'ils peuvent supporter moyennant un certain coefficient de sécurité. Dans ces conditions, ces deux caractéristiques définissent la portée compte tenu du câble retenu. Les poteaux béton peuvent en principe être utilisés dans toutes les régions pour autant que celles-ci soient accessibles par camions grues. Deux technologies coexistent :

- Les poteaux bétons centrifugés de base circulaire, plus chers, mais bénéficiant d'un diagramme d'effort omnidirectionnel ont la préférence dans les pays anglophones ;
- Les poteaux en béton armé de base rectangulaire ont des directions d'effort privilégiées. Faciles à fabriquer en Afrique, ils ont la préférence chez les francophones.

Beaucoup moins onéreux, les supports bois sont également normalisés en fonction de la hauteur totale, des diamètres en tête et en pied et de l'effort en tête qui dépend beaucoup de la nature du bois utilisé. Ils doivent être imprégnés et protégés contre les attaques de termites et d'insectes du bois et sont très vulnérables dans les régions soumises épisodiquement aux feux. En outre, il ne faut pas les planter dans des terrains inondables ou présentant des nappes phréatiques de faible profondeur (< 2 m). Ils présentent par contre beaucoup de facilité de manutention et d'implantation. Différents procédés ont été imaginés pour les traiter in situ (injection de matière au pied) de façon à étendre leur durée de vie notamment en Australie. Des procédés de ce type sont aussi à l'étude au Burundi.

Les supports métalliques connaissent un regain d'intérêt soit pour des utilisations spéciales (supports de très grande taille) soit à cause de leur légèreté associée à la constance de leurs performances. Il existe une grande variété de modèles dont certains ont été développés spécifiquement par les compagnies d'électricité à partir de composants du commerce (fer en U et T, treillis métallique, etc.)

B Mixité des supports

Utiliser les mêmes supports pour la MT, la BT et l'éclairage public en zone d'habitat est une source appréciable d'économie. Cette pratique est couramment utilisée au Kenya et dans de nombreux pays industrialisés ou non. Les raisons invoquées pour l'interdire (travaux, risque de contacts entre conducteurs de tension différente) ne sont pas étayées par l'expérience.

3 8 La réduction des coûts d'exploitation MT

La réduction des pertes techniques MT est un enjeu important dans la réduction des coûts spécialement quand le coût variable de l'énergie produite est élevé : cas des systèmes isolés alimentés par des groupes diesel gazole ou des réseaux interconnectés desservis par des groupes de production à prédominance thermique. La réduction des pertes techniques MT peut être obtenue de façon prioritaire par une conception adaptée des réseaux :

- Développement plus important du réseau MT et réduction concomitante des réseaux BT par l'augmentation du nombre de postes MT/BT traduit par un rapport des longueurs BT/MT inférieur à 1 ;
- Augmentation du nombre de départs MT de façon à réduire la longueur et le transit de chacun ;
- Choix de la tension la plus élevée possible avec au besoin installation d'un autotransformateur élévateur au poste source sur le départ concerné ;
- Augmentation des sections des conducteurs sur les artères principales notamment à la sortie des postes HT/MT au-delà du strict nécessaire pour satisfaire les contraintes de transit et de chute de tension ;

- Compensation de l'énergie réactive au plus près des charges pour éviter la circulation de cette énergie. On pourra en particulier installer des condensateurs en réseau à l'extrémité des dérivations ce qui aura de plus des effets positifs sur la tension en extrémité de réseau ;
- Équilibrage des phases dans les réseaux MT à quatre conducteurs et dans le cas d'utilisation du SWER sans transformateur d'isolement.

Bien entendu la pertinence de ces mesures doit être vérifiée à l'aide d'un logiciel de simulation MT et faire l'objet de calculs technico-économiques comparatifs pour confirmer que les économies de pertes rentabilisent les investissements supplémentaires.

Des mesures technologiques permettent aussi des réductions de pertes MT. On citera notamment :

- L'approvisionnement de transformateurs MT/BT à faibles pertes à vide grâce à l'utilisation de matériaux ferromagnétiques plus performants.
- Le contrôle périodique des connexions de façon visuelle ou par thermographie pour détecter les points chauds synonymes de déperditions.

Technologies des réseaux BT

4

La configuration optimale des réseaux BT à partir des réseaux MT, dépend du volume et du type de charges à desservir.

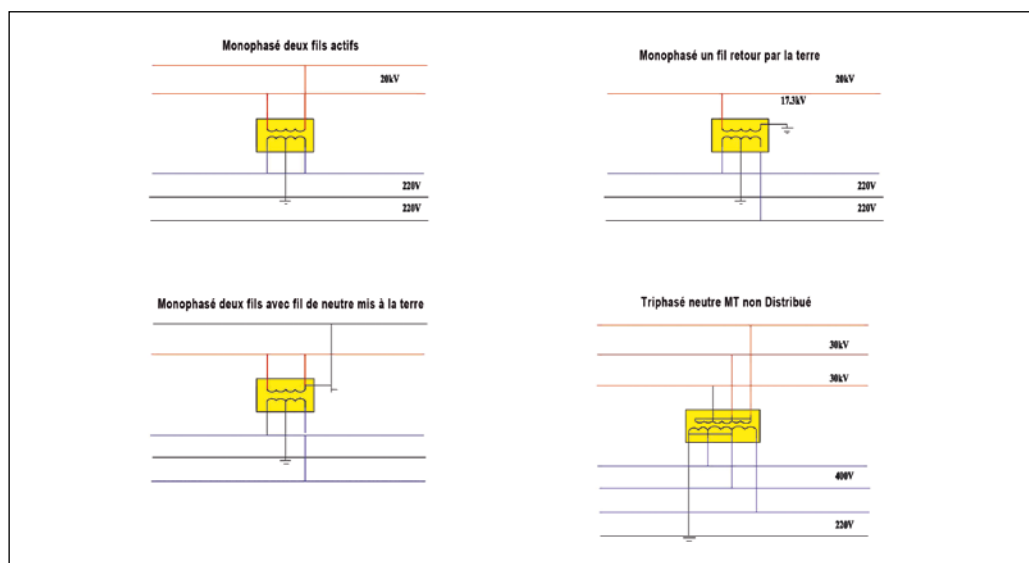
Quelles sont les caractéristiques de ces configurations de réseaux BT? Y a-t-il des économies envisageables dans les choix des supports ?

4 1 Généralités

Le schéma ci-dessous représente les différentes configurations d'alimentation du réseau BT à partir du réseau MT. La configuration optimale dépend du volume et du type de charges à desservir. Ainsi la présence de moteurs triphasés oblige à l'utilisation d'un transformateur triphasé ou de trois transformateurs monophasés placés sur le même support.

L'utilisation de dérivations MT triphasées n'oblige d'ailleurs en rien à leur connecter des transformateurs triphasés à condition de veiller à une permutation régulière entre les phases du raccordement des transformateurs MT/BT monophasés.

Graphique 2. Types de réseau BT – Études PDER Mali



Les réseaux Basse Tension de distribution en zone rurale sont conçus pour délivrer de l'énergie à des abonnés dont l'habitat est dispersé et dont la puissance appelée est très faible.

Comme indiqué dans le chapitre consacré au réseau MT il y a lieu de réduire au minimum la longueur des lignes BT en amenant le réseau MT le plus près possible des points de consommation.

Il n'y a pas de raison particulière à raccorder des transformateurs MT/BT triphasés de puissance toujours supérieure ou égale à 50 kVA. Les puissances des transformateurs installés sur support aérien dans le monde varient entre 5 et 160 kVA, les puissances les plus faibles étant réservés aux transformateurs monophasés.

Les conducteurs aériens torsadés se sont imposés d'une façon générale en raison de leurs avantages en termes de sécurité du public, de qualité de service et de protection contre la fraude malgré leur coût plus élevé que celui des conducteurs nus. Le tableau suivant donne les caractéristiques principales des conducteurs les plus usités en ligne BT dans leur version triphasée. Toutefois pour les dérivations de ces réseaux l'utilisation du conducteur de branchement de diamètre 16 mm² dans sa version triphasée ou monophasée est souvent suffisante et il n'y a pas de raison technique qui empêche de l'utiliser sur des portées de l'ordre de 40 m.

Graphique 3. Caractéristiques principales des conducteurs les plus usités en ligne BT dans leur version triphasée

Sections			Intensité en régime permanent à l'air libre		Diam. extérieur max	Masse approximative	Chute de tension $\cos = 0.8$ (V/Ax km)	Résistance linéique max/âme à 20C	
Cond phase (mm)	Neutre porteur (mm)	Cond Ep (mm)	Cond phase	Cond Ep				Cond phase	Cond Ep
3 X 25 + 54.6			97		24	531	2.20	1.2	
3x25 + 54.6+ 1 x16			97	74	25	600	2.20	1.2	1.91
3x25 + 54.6 + 2x16			97	74	26.5	670	2.20	1.2	1.91
3 X 35 + 54.6			118		24.6	641	1.65	0.868	
3x35 + 54.6+ 1 x16			118	74	25.5	710	1.65	0.868	1.91
3x35 + 54.6 + 2x16			118	74	27.5	779	1.65	0.868	1.91
3 x50 + 54.6			141		27	770	1.27	0.641	
3x50 + 54.6+ 1 x16			141	74	28.5	839	1.27	0.641	1.91
3x50 + 54.6+ 2x16			141	74	30	907	1.27	0.641	1.91
3 X 270 + 54.6			180		30	985	0.87	0.443	
3x70 + 54.6+ 1 x16			180	74	32.2	1054	0.87	0.443	1.91
3x70 + 54.6+ 2 x16			180	74	33	1122	0.87	0.443	1.91
3 x 70 + 70			213	74	32	1019	0.87	0.443	
3x70 + 70 + 1x16			213	74	33	1087	0.87	0.443	1.91
3x70 + 70 + 2x16			213		34	1155	0.87	0.443	1.91
3 x 95 + 70			258	74	35	1264	0.67	0.320	
3x95 + 70 + 1x16			258	74	36	1331	0.67	0.320	1.91
3x95 + 70 + 2x16			258		37	1398	0.67	0.320	1.91
3 x 120 + 70			300	74	38	1488	0.55	0.253	
3x120 + 70 + 1x16			300	74	39	1555	0.55	0.253	1.91
3x120 + 70 + 2x16			300		40	1623	0.55	0.253	1.91
3 x 150 + 70			335	74	40	1731	0.46	0.206	
3x150 + 70 + 1x16			335	74	41	1799	0.46	0.206	1.91
3x150 + 70 + 2x16			335		42	1866	0.46	0.206	1.91
3 x 120 + 95			300	74	39	1569	0.55	0.253	
3x120 + 95 + 1x16			300	74	40	1637	0.55	0.253	1.91
3x120 + 95 + 2x16			300		41	1704	0.55	0.253	1.91
3 150 + 95			335	74	42	1812	0.46	0.206	
3x150 + 95 + 1x16			335	74	43	1880	0.46	0.206	1.91
3x150 + 95 + 2x16			335		44	1948	0.46	0.206	1.91

La protection des réseaux BT peut être assurée par un disjoncteur BT général à effet magnétothermique au départ du poste et du dispositif de branchement de chacun des abonnés installé directement à l'aval du transformateur du poste MT/BT. Alternativement un ensemble coordonné de sectionneurs fusibles (un pour l'arrivée et un par départ BT) peut remplacer à moindre coût le disjoncteur.

4 2 Les réseaux BT triphasés

Afin de réduire le courant dans le neutre BT et donc de réduire les pertes et les chutes de tension maximales, il convient d'équilibrer les charges entre les différentes phases. L'exploitant peut y contribuer en répartissant de façon équilibrée les branchements monophasés entre les trois phases. Par contre, s'il réalise un branchement triphasé, l'équilibrage des phases sera à l'entière discrétion du consommateur. C'est pourquoi il convient de limiter strictement le branchement triphasé aux clients utilisant des moteurs triphasés.

En tout état de cause l'équilibre des phases ne peut être réalisé parfaitement et à tout moment. C'est pourquoi il est légitime de considérer dans le calcul des réseaux BT que l'équilibrage a pu être réalisé avec un taux de déséquilibre résiduel de 50 % comme spécifié au paragraphe 3.7.2.

4 3 Réseaux monophasés basse tension

Les réseaux monophasés sont alimentés par des postes de transformation équipés de transformateurs monophasés présentant une ou deux bornes MT au primaire suivant le type de réseau sur lequel ils sont installés (cf. Graphique 2). Le secondaire comprend toujours deux enroulements avec point médian constituant le Neutre. Les deux tensions secondaires sont en opposition de phase de sorte que si les charges monophasées sont réparties uniformément entre les deux phases, le courant résiduel dans le Neutre peut être considéré comme pratiquement nul.

Il existe également une solution technique dans laquelle le transformateur monophasé est équipé d'un seul enroulement secondaire. Dans ce cas, le réseau BT est constitué de deux conducteurs, une phase et un neutre. C'est la solution actuellement utilisée par la Société Nationale d'Électricité au Cameroun (AES-SONEL) dans le cadre d'une alimentation MT de type SWER monophasée au Cameroun.

4 4 La technologie supports des réseaux BT

Des considérations analogues à celles développées pour les réseaux MT au paragraphe 4.7.1. à propos de la nature des supports sont valides pour les réseaux BT. Une économie substantielle peut être obtenue en réduisant la hauteur des supports partout où le passage de véhicules de grande hauteur (camions) n'est pas plausible. Il convient de rappeler que les conducteurs torsadés BT sous tension peuvent être touchés sans risque et que les façades des immeubles peuvent être utilisées comme support.

4 5 L'éclairage public

L'éclairage public peut être réalisé à l'aide de candélabres fixés par des dispositifs adéquats sur les supports BT et équipés de lampes à économie d'énergie d'une puissance de 20 à 36 W. Le circuit d'éclairage public est en général protégé par fusibles au niveau du poste MT/BT et commandé par horloge ou cellule photoélectrique. L'énergie consommée par l'EP est mesurée à l'aide d'un compteur si le paiement par la communauté n'est pas forfaitaire ou si le paiement est in-

tégré à la facture des abonnés. Une facturation forfaitaire est également possible auquel cas chaque foyer EP peut être considéré comme un abonné lorsque la gestion de l'électrification en zone rurale est assurée par des opérateurs privés avec une certaine liberté tarifaire. Dans ce cas, il est possible d'éviter la pose d'un conducteur auxiliaire d'éclairage public en équipant chaque candélabre d'un contacteur commandé par cellule photoélectrique, le tout intégré dans l'enveloppe du luminaire. Dans ce cas la lampe est connectée entre une phase et le Neutre. Cette solution peut être très économique lorsqu'une très faible partie seulement du réseau BT est équipée de l'Éclairage Public.

Même si la localité est électrifiée par réseau, il peut être opportun de réaliser l'éclairage public à partir de candélabres alimentés par des kits panneaux solaires/batteries. Cette solution permet d'éviter le problème épineux de la facturation de l'énergie à la commune souvent incapable d'assumer cette dépense et de réduire la charge à la pointe en cas de réseau saturé ou séparé. Elle devra cependant être étudiée au cas pas cas en intégrant l'ensemble des coûts à considérer (renouvellement des batteries notamment) pour éviter de mauvaises surprises au plan financier.

Problématique des branchements

5

En préalable à la recherche de réduction des coûts du branchement, on se rappellera qu'une fois la décision prise d'électrifier un quartier ou un village, la première mesure pour réduire le coût d'investissement par branchement repose sur l'adoption de mesures incitatives pour raccorder le plus grand nombre possible d'abonnés potentiels de la zone, afin d'amortir sur un plus grand nombre d'abonnés les frais fixes de développement du réseau MT et des antennes principales BT.

5 1 Configuration technologique des branchements

Les branchements d'abonnés sont en général réalisés avec des câbles torsadés isolés ($2 \times 16 \text{ mm}^2$ ou $2 \times 10 \text{ mm}^2$) pour les branchements monophasés, ($4 \times 16 \text{ mm}^2$, $4 \times 25 \text{ mm}^2$) pour les branchements triphasés. Le câble nu tend à disparaître dans les pays utilisant la technique européenne à cause des branchements clandestins faciles à réaliser sur ce type de raccordement.

Le câble coaxial monophasé tend à se répandre pour limiter les tentatives de fraude sur la connexion. Il est en effet impossible d'accéder à l'âme du câble qui véhicule la phase sans percer au préalable l'écran qui constitue le neutre et provoquer un court-circuit.

Le branchement comprend en général (i) des fusibles généraux qui font office de sectionnement et de protection contre les courts-circuits; (ii) le compteur ou l'organe limiteur de l'énergie consommée et de la puissance ainsi que (iii) le disjoncteur général accessible par l'abonné et qui constitue la limite entre le réseau public et l'installation intérieure de l'abonné.

Le raccordement est monophasé ou triphasé. Ces câbles sont connectés sur le réseau BT le plus près possible d'un support de suspension ou d'ancrage et fixé sur un potelet ou pince d'ancrage au niveau de l'habitation. La distance maximum du raccordement est de 20 m en général sans poteau ou potelet.

Différentes tentatives de simplification de cette structure ont été expérimentées. Elles ont porté notamment sur le regroupement de compteurs d'usagers proches à partir desquels chacun d'entre eux prend à sa charge la connexion terminale. Il est toutefois difficile d'éviter dans ces conditions des raccordements non conformes et dangereux. Le regroupement des compteurs des usagers présente cependant certains avantages :

- La réduction du coût de branchement par abonné ;
- La facilitation de la relève ;
- L'éradication de pratiques frauduleuses ou dangereuses.

Les branchements peuvent être équipés de compteurs « classiques » électromécaniques ou numériques ou d'un compteur à « prépaiement » par carte ou par code. Dans ce dernier cas le compteur doit être équipé d'un clavier intégré ou séparé (split).

Il existe également le branchement au forfait qui ne nécessite aucun compteur. Ce type de branchement est réservé à la clientèle modeste n'utilisant que l'éclairage et les médias. S'il n'est pas équipé d'un dispositif limitant la consommation d'énergie ce type de branchement est relativement bon marché et présente l'avantage d'éviter les coûts de relevé du compteur. Cependant, la facturation au forfait, même si elle est associée à un dispositif limiteur de puissance appelée peut conduire à un gaspillage d'énergie notamment lorsque le service est défini par un nombre de points lumineux et un nombre de prises de courant. Il est à exclure dans les systèmes électriques où le mixte de production est à dominante thermique (coûts variables très importants).

5 2 Simplification des coffrets



La simplification et la standardisation des coffrets d'abonnés offrent également un important potentiel de réduction des coûts, en particulier pour les abonnés à faible niveau de consommation. Il en est ainsi du coffret d'abonné utilisé dans plusieurs pays d'Afrique Centrale (Congo, Tchad, RCA) dans le cadre d'un projet soutenu par la Facilité Énergie qui intègre un coupe-circuit fusible, un compteur modulaire, un disjoncteur différentiel mono-calibre, et en option une prise intégrée.

5 3 Impacts des structures de branchement

Les branchements portent plusieurs enjeux influant sur les coûts complets de l'électrification rurale :

- Le coût propre du branchement supporté par les clients potentiels et donc susceptible de freiner la cadence des raccordements et partant de réduire la rentabilité des projets (INV)
- Les pertes commerciales auxquelles certaines configurations de branchement sont plus ou moins sensibles du fait de leur plus ou moins grande vulnérabilité à la fraude, à la défaillance ou à l'erreur (PNT)
- Les coûts de commercialisation pour l'opérateur notamment ceux liés à la relève (COM)
- Le coût de l'énergie pour l'utilisateur (KWh)
- Le caractère plus ou moins incitatif de la tarification applicable à la maîtrise de l'énergie par l'utilisateur (MDE)

Le tableau suivant résume les structures de branchement envisageables ainsi que leurs principaux avantages et inconvénients.

Tableau 6. Structures de branchement envisageables

Type de branchement	Cable de branchement	Compteur	Position du compteur	Point fort/faible
1	Torsade 2 x 16 mm ² + pvc sur poteau	Classique	poteau	inv/com
2	Torsade 2 x 16 mm ² + pvc sur mur habitation	Classique	Mur extérieur habitation	inv/pnt
3	Coaxial	Classique	Mur extérieur habitation	pnt/com
4	Coaxial	Prépaiement à carte	Mur extérieur habitation	pnt/inv
5	Coaxial	Prépaiement à code	Mur extérieur habitation	pnt/inv
6	Coaxial	Prépaiement à carte type « split »	Tête de poteau, lecteur intérieur habitation	mde/inv
7	Coaxial	Prépaiement à code type « split »	Tête de poteau, clavier intérieur habitation	mde/inv
8	Torsade 2 x 16 mm ²	Forfait – limiteur de puissance	Tête de poteau	inv, com/mde, kwh
9	Torsade 2 x 16 mm ²	Forfait – limiteur d'énergie et de puissance		inv ,com/kwh

5 4 Le comptage ampérométrique

Les compteurs traditionnels électromécaniques ou électroniques exigent la mesure de la tension et du courant pour délivrer la mesure de l'énergie consommée en kWh. Or la tension varie relativement peu dans le temps et le long du réseau BT (<10%). Pour les faibles consommateurs cette variation induit une modification négligeable de leur consommation. C'est pourquoi il serait possible de se contenter d'une mesure ampérométrique, et d'un affichage en ampères-heures. Quelques voltmètres intégrateurs disposés en quelques points du réseau permettraient d'effectuer éventuellement une correction de tension pour l'ensemble des clients proches. L'intérêt du comptage ampérométrique est qu'il ne nécessite qu'un tore intégré au câble de branchement pour un coût très minime (<5€) et qu'il permet la suppression de bornes fréquemment sujettes à des manœuvres frauduleuses. Ce type de comptage a été utilisé au Brésil mais il semble ne pas avoir été très répandu et son usage nécessiterait le développement de nouveaux modèles de compteur.

5.5 Installations intérieures

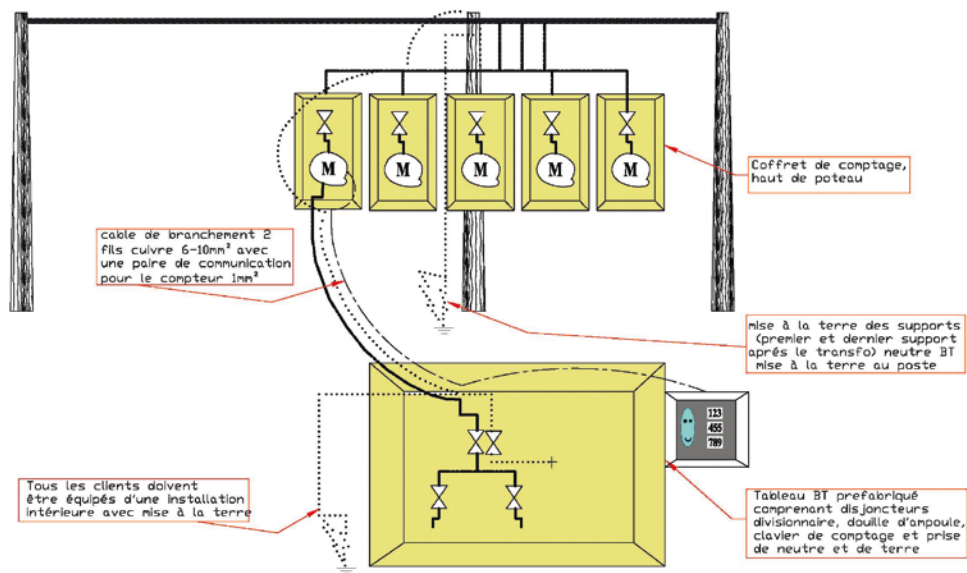
L'installation intérieure est constituée de l'ensemble des liaisons en aval des bornes du disjoncteur général du tableau de raccordement.

Le câblage intégral des habitations peut être de type « encastré » ou de type « apparent ». Le câblage de type encastré généralement de coût plus élevé que le type apparent vise la sécurité et l'esthétique.

Le recours au tableau précâblé (ready board) est une solution économique et fonctionnelle pour les habitations comportant une seule pièce car il peut se substituer à l'installation électrique traditionnelle, faciliter la connexion directe des utilisations et requiert un savoir-faire minimum pour l'installation.

Le schéma rwandais ci-dessous regroupe des solutions économiques pour le branchement et l'installation intérieure :

Graphique 4. Schémas économiques rwandais — branchements et installations intérieures



Maîtrise de l'énergie

6

La maîtrise de la demande en électricité est un facteur important de la réduction des coûts des projets d'électrification. L'opérateur y contribue par la réduction de ses propres pertes à la production et en réseau. Cependant c'est la contribution des consommateurs qui est la plus importante. Compte tenu des caractéristiques des utilisations de l'électricité en zone rurale et des technologies disponibles, cet effort doit porter principalement sur l'éclairage, l'énergie réactive et les moteurs de puissance.

6 1 Maîtrise de l'énergie

■ Éclairage

L'éclairage à base de lampes à incandescence doit être proscrit dans toutes les zones électrifiées relevant ou ayant relevé de l'électrification rurale au profit de l'éclairage fluorescent ou à base de lampes à basse consommation ou de diodes électroluminescentes.

Des dispositifs d'aide à l'acquisition de produits d'éclairage autonome (fourniture initiale gratuite, paiement progressif à travers la facture d'énergie, échange des ampoules usagées) doivent être mis en place comme cela se pratique dans nombre de pays africains pour que cette mesure ait un effet durable.

■ Correction du facteur de puissance

La consommation d'énergie réactive est la cause de pertes et de chutes de tension sur les réseaux conduisant à les surdimensionner. Il convient d'être particulièrement attentif aux équipements inductifs tels les moteurs. Certains logiciels d'aide à la planification de réseaux BT sont équipés d'un module permettant de tester la chute de tension au démarrage des moteurs (voir ci-dessous).

La vigilance est aussi de règle pour les lampes à basse consommation dont certains modèles présentent un mauvais facteur de charge faute d'élément compensateur.

■ Étalement de la charge

Un certain nombre d'applications électriques publiques et privées peuvent faire l'objet d'une programmation spécifique dans le temps. Ainsi le pompage de l'eau, une partie de l'éclairage public, le chauffage de l'eau dans les installations hôtelières, la production de froid peuvent être mis en œuvre ou modulés de telle sorte que la puissance appelée globale soit limitée avec des conséquences positives sur le dimensionnement et les pertes des réseaux. Il en va de même pour les activités artisanales et les petites industries qui peuvent coordonner leurs appels de puissance dans une certaine mesure (heures de fonctionnement des moulins, horaires de travail...). Des incitations particulières peuvent d'ailleurs être incluses dans les tarifs pour ce type d'activité.

■ Démarrage des moteurs

Le démarrage des moteurs est un élément perturbant du fonctionnement des réseaux BT. Les moteurs appellent en effet une grande quantité de puissance réactive, jusqu'à sept fois leur puissance nominale à l'occasion de leur démarrage. Cet appel de puissance provoque des chutes de tension importantes d'une ampleur telle que le moteur ne réussit pas à démarrer et que les autres activités du voisinage sont fortement perturbées. C'est pourquoi il convient de vérifier lors de la conception des réseaux BT que le démarrage des moteurs est possible: la chute de tension transitoire ne devrait pas excéder 20 %. Certains logiciels disposent d'un module permettant de tester le démarrage de moteurs. Cela peut conduire à renforcer les réseaux et en particulier le transformateur MT/BT, mais la meilleure solution est d'imposer au client de se doter de moteurs dont le coefficient de démarrage ne dépasse pas 3 ou encore d'installer des condensateurs de démarrage.

■ Incitations tarifaires

La modulation tarifaire journalière, hebdomadaire ou saisonnière permet de donner aux consommateurs des signaux incitatifs pour modérer leur consommation quand le coût variable de l'énergie est plus élevé ou la puissance disponible plus faible: étiage, fonctionnement des groupes Diesel en appoint ou en remplacement d'une énergie renouvelable, limite de puissance. Cependant ce type de tarif exige l'utilisation de compteurs dotés d'une horloge interne ou sensible à la réception de signaux tarifaires émis sur le réseau ou par GSM. Les comptages modulés peuvent être réservés aux utilisateurs professionnels susceptibles de pouvoir déplacer leurs consommations (moulins, station de pompage).

Conclusions et recommandations

7

Afin de relever les défis de réduction des coûts qui s'imposent à l'électrification rurale, il est urgent que les structures membres du CLUB-ER soient équipées et formées à l'utilisation d'outils fondamentaux pour la réduction des coûts, à la fois flexibles et bon marché, pour la planification des systèmes électriques, le calcul électrique et mécanique des réseaux :

- Un outil de planification et de choix approprié des options technologiques
- Un outil de calcul/optimisation électrique de réseaux BT et MT prenant en compte des technologies non triphasées, la production indépendante, et destiné à l'étude de l'impact des extensions du réseau électrique
- Un logiciel de calcul et d'optimisation mécanique des réseaux MT et BT.

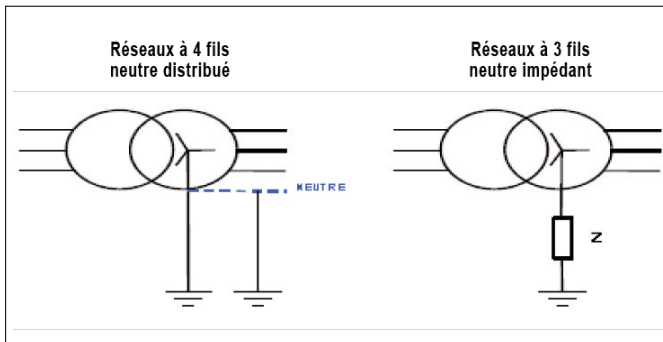
Il convient enfin de rappeler dans ce contexte les règles de base de la conception des réseaux MT ou BT :

- Il est toujours plus rentable de renforcer les sections amont pour réduire les pertes ou les chutes de tension
- Il est toujours plus rentable de réduire les sections aval si l'on dispose de marges de tension.

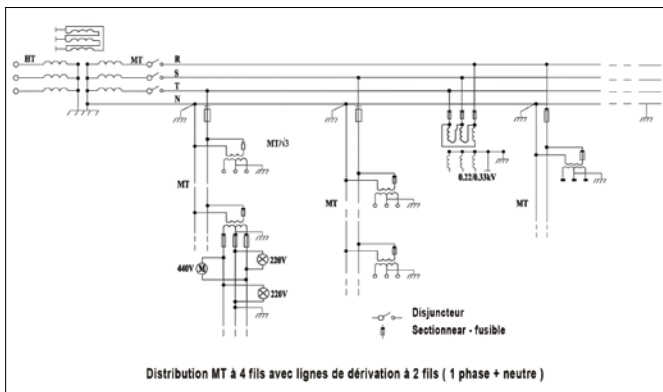
ANNEXE

Schémas de principe des réseaux MT européens et américains

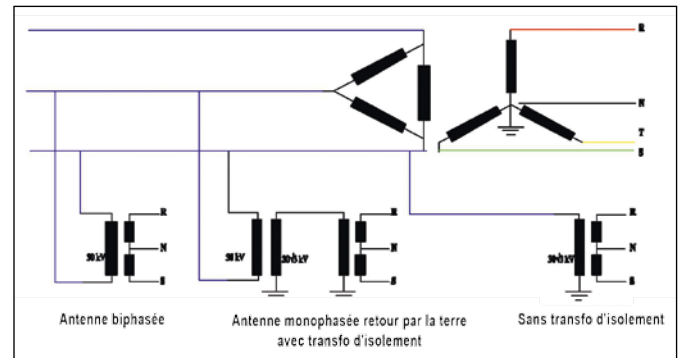
Graphique 5. Régime du neutre dans les réseaux HTA



Graphique 6. Distribution MT à 4 fils avec lignes de dérivation à 2 fils (1 phase + neutre)



Graphique 7. Réseau MT Triphasé – Neutre non distribué – Antennes biphasées et monophasées



BIBLIOGRAPHIE

- WEO 2007, Agence Internationale de l'Énergie (AIE)
- Africa Energy Initiative (AEI) programme conjoint Banque Mondiale, Forum des Ministres Africains de l'Énergie (FEMA)-
- Livre Blanc CEDEAO sur l'accès aux services énergétiques
- Diverses études réalisées au Mali (PRODER, PDER) – Mali,
- Électrification Rurale: Modèle marocain et coopération sud-sud: septembre 2006 Atelier de Tunis,
- Challenges for Rural Électrification in Africa (Session 4) Conférence de Mombasa du CLUB-ER mars 2010, Présentation de ZAKARIA AYIEKO, Chief executive REA
- MINIGRID, design Manuel , Allen R. Inversin ; International Programs National Rural Electric Cooperative Association, April 2000, Email: allen.inversin@nreca.org
- Contributing to Access to Household Électrification for Sustainable Development – A Partnership Between Eskom and the University of Cape Town August 2002
- Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Électrification Technologies/Energy Sector Management Assistance Program/Technical paper 127/07

■ Références utiles

- DOE/EIA-0598 (1995): "Electricity Generation and Environmental Externalities: Case Studies."
- Friedrich, R., and Voss, A. (1993): "External cost of electricity generation," Energy Policy Vol. 21, No. 2.
- Van Horen, C (1996): "Counting the social costs: electricity and externalities in South Africa," Elan Press, Cape Town.
- The World Bank/ESMAP, "Environmental Compliance in the Energy Sector: Methodological Approach and Least-cost Strategies; Shanghai Municipality & Henan and Hunan Provinces, China," August 2000.
- 2004, 2005 and 2007 Reports on "Innovative Approaches to Slum Électrification" conniesmyser@aol.com
- AES/USAID/ICA Brazil Slum Électrification and Loss Reduction Case Study, February 2009 conniesmyser@aol.com
- USAID Optimal Feeder Technology Tool Kit, published June, 2009
- Pedro Antmann, World Bank, "Strategies to Achieve Sustainable Improvements in Operational Performance of Electricity Distribution Companies," available by request from pantmann@worldbank.org
- International Experience in Electrifying Urban and Peri-Urban Areas: What Technology Can and Cannot Do; Connie Smyser, Smyser Associates, conniesmyser@aol.com

