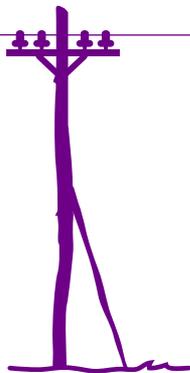


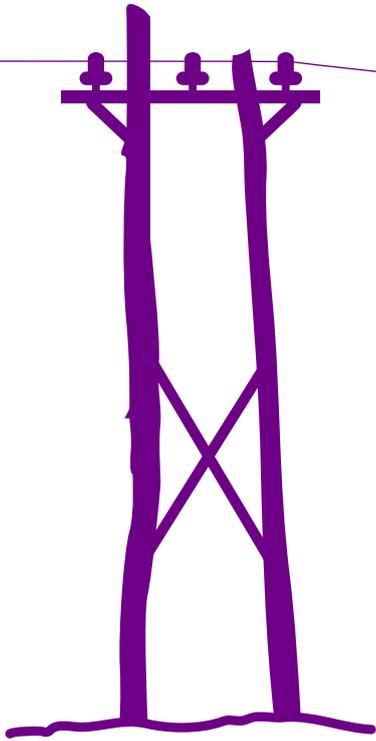


Technologies d'électrification par réseau à faible coût

Manuel destiné aux professionnels de l'électrification







Technologies d'électrification par réseau à faible coût

Manuel destiné aux professionnels de l'électrification



À propos de ce manuel

Ce manuel est une publication commune de la Facilité de dialogue et de partenariat de l'Initiative de l'Union européenne pour l'énergie [EU Energy Initiative Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF)] et l'Initiative d'électrification de l'Afrique issue de la Banque mondiale. Il a été développé en association avec deux ateliers qui ont été menés à Arusha, en Tanzanie (en septembre 2013) et à Cotonou, au Bénin (mars 2014) afin de diffuser les connaissances en matière de technologies d'électrification par réseau à faible coût dans les zones rurales*. Les ateliers ont été conduits en partenariat avec la *Rural Energy Agency* de Tanzanie, la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE), l'Agence béninoise d'électricité rurale et de maîtrise d'énergie (ABERME), et le Club des Agences et structures africaines en charge de l'Électrification Rurale (Club-ER).

Publié par

European Union Energy Initiative
Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF)
[Facilité de dialogue et de partenariat
de l'Initiative de l'Union européenne pour l'énergie]

c/o Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ)
P.O. Box 5180, 65726 Eschborn, Allemagne
info@euei-pdf.org · www.euei-pdf.org

Le **Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF)** est un instrument de l'*EU Energy Initiative* ou Initiative de l'Union européenne pour l'énergie (EUEI). Cette agence a été fondée par la Commission européenne, l'Autriche, la Finlande, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Suède.



Austrian
Development Cooperation



MINISTRY FOR FOREIGN
AFFAIRS OF FINLAND



Énergie - Égalité - Environnement
MINISTÈRE
DES
AFFAIRES ÉTRANGÈRES
ET EUROPÉENNES



* Les résultats des ateliers sont disponibles en ligne à l'adresse <http://euei-pdf.org/dialogue-events/aei-workshop-on-low-cost-on-grid-electrification-technologies> et <http://euei-pdf.org/fr/activites-de-dialogue/atelier-sur-les-technologies-d-electrification-a-faible-cout-par-extension-de>

Lieu et date de publication

Eschborn, 2015

Auteur principal

Chrisantha Ratnayake (Consultante pour EUEI PDF)

Editeur

Niklas Hayek (EUEI PDF)

Contributeurs

Prof. Francesco Illiceto (Université de Rome),
Jim Van Coevering (NRECA)

Réviseurs

Bernhard Herzog (GIZ), Conrad Holland (SMEC),
Ralph Karhammar (Consultant), Bozhil Kondev (GIZ),
Bruce McLaren (ESKOM), Ina de Visser (EUEI PDF), Club-ER

Traduction

Guillaume Blanc

Conception et mise en page

Schumacher. Visuelle Kommunikation,
www.schumacher-visuell.de

Photos

- © EUEI PDF (cover, pp. 6, 15, 34, 75, 86, 89, 106, 124, 134)
- © GIZ (pp. 13, 18, 22 à droite, 58, 70, 85, 91, 98, 101)
- © Chrisantha Ratnayake (pp. 21, 31, 37, 45, 54, 60, 67, 79, 81, 95, 97, 105)
- © STEG (p. 22 à gauche)
- © Adriana Karpinska (pp. 7, 9, 10, 57, 69, 92, 110)
- © EEA (p. 30)
- © Jim VanCoevering (pp. 73, 76, 77)
- © Zambian delegation to Namibia (p. 80)

Ce manuel est disponible en téléchargement à l'adresse :
<http://euei-pdf.org/downloads/flagship-publications>

Table des matières

Synthèse	4
1. Introduction	11
2. Technologies de distribution électrique à bas coût	20
2.1 Distribution en monophasé	21
2.2 Single Wire Earth Return (SWER)	27
2.3 Shield Wire System (SWS)	38
2.4 Alimentation des charges triphasées	46
2.5 Comparaison des options technologiques de distribution	52
2.6 Questions liées à la conception et à la construction	55
3. Expansion du transport à bas coût	61
3.1 Lignes de distribution à bas coût	63
3.2 Sous-stations raccordées au réseau à bas coût	72
4. Optimisation des connections	80
4.1 Restrictions sur les types de logement	80
4.2 Réduction des coûts de raccordement au service	82
4.3 Financement des coûts initiaux pour les foyers	88
4.4 Mobilisation et éducation des consommateurs	89
5. Planification des réseaux d'électrification rurale	94
5.1 Projection précise des charges	94
5.2 Établissement d'une base de données SIG	96
5.3 Outils d'aide à la planification des réseaux de distribution	98
5.4 Santé financière et analyses économiques	102
Annexes	106
Abbréviations	130
Bibliographie	132

Synthèse

Pourquoi mettre l'accent sur les technologies à bas coût ?

L'accès universel à l'énergie est devenu prioritaire en matière de développement international, comme l'a souligné l'initiative des Nations-Unies *sur l'énergie durable pour tous*. Malgré des investissements importants effectués au cours des dernières décennies, le taux d'accès en milieu rural en Afrique sub-saharienne demeure inférieur à 10% dans la plupart des pays. Un facteur, ayant nuit à l'efficacité des investissements passés, a été l'extension des pratiques en milieu urbain, et les coûts élevés qui y sont liés, à un scénario totalement différent constaté dans les zones rurales.

Ce manuel et les ateliers des professionnels qui y sont associés organisés à Arusha (septembre 2013) et à Cotonou (mars 2014) ont eu pour objectif de venir en aide aux professionnels de l'électrification rurale en Afrique sub-saharienne afin d'adopter des technologies plus appropriées et applicables aux conditions de charge dans les zones rurales. L'application des technologies d'électrification à bas coût a donné lieu à de grands succès dans de nombreux pays tels que la Tunisie, l'Afrique du Sud, le Brésil, les Philippines, l'Indonésie et le Bangladesh.

Sélection d'une technologie appropriée

Ce manuel traite des technologies suivantes adaptées pour approvisionner en électricité les zones rurales à faible densité de charge :

Distribution en monophasé : Dans cette technique, la ligne structurante est conçue pour transporter la charge globale en utilisant une technologie en triphasé pendant que les embranchements en monophasé alimentent chaque zone

de charge dispersée. Cela permet de réduire le coût des embranchements latéraux par rapport à l'option triphasée et permet également une réduction plus conséquente par l'utilisation des conducteurs d'une aire minimale de section transversale. Du fait que les embranchements latéraux (phase-neutre) ont besoin d'un conducteur neutre, la ligne structurante doit présenter une conception à quatre fils. Afin de mettre cela en pratique, des pays comme la Tunisie ont remplacé la technologie triphasée à trois fils, dorénavant vétuste, pour un système à quatre fils en déployant un fil neutre depuis le poste de sous-station du réseau tout le long de distributrices existantes.

Par défaut, les embranchements latéraux en phase-phase, qui n'ont pas besoin de fil neutre, peuvent être utilisés à la place du monophasé phase-neutre. Cela permet de doubler la capacité de transport de charge à moindre coût et d'alimenter des charges en triphasé¹. Les embranchements latéraux en monophasé (phase-neutre et phase-phase) sont les plus adaptés pour leur application lorsque la densité de charge ne favorise pas les options de distribution Moyenne Tension (MT) à coût inférieur décrites ci-dessous. Le système est combiné à l'utilisation de transformateurs monophasés, une large couverture MT et un réseau Basse Tension (BT) minime.

1) En utilisant une technologie spéciale (connexion en étoile ouverte ou en triangle ouvert)



Système Single Wire Earth Return (SWER) : Les systèmes SWER ont été utilisés avec succès dans de nombreux pays, surtout lorsque les densités de charge sont particulièrement faibles. Ce système propose le coût technologique le plus faible en termes d'électrification rurale avec une extension du réseau lorsque les charges sont au plus bas. Il peut être appliqué avec ou sans transformateur d'isolement. Les transformateurs d'isolement sont indispensables sur des systèmes utilisant des réacteurs de mise à la terre du neutre aux sous-stations d'alimentation moyenne tension (MT), à moins que la réactance de mise à la terre soit suffisamment faible.

Les transformateurs d'isolement permettront également l'utilisation de systèmes homopolaires sensibles sur les chargeurs émanant de la sous-station d'alimentation. Compte tenu de l'élévation du potentiel de terre (EPT) confirmée dans un réseau SWER, il est important de s'assurer que le schéma de liaison à la terre soit conçu, construit et entretenu de façon appropriée. Il est préférable d'appliquer le système SWER lorsque la densité de charge est suffisamment faible et que les taux de croissance de charge prévus ne sont pas suffisamment élevés pour nécessiter une amélioration du système quelques années plus tard.

Shield Wire Systems ou Systèmes de fil de blindage (SWS) : Ces systèmes sont caractérisés par l'utilisation des fils de blindage des lignes de transmission afin de transporter un courant MT tout le long de la ligne de transmission. Un seul de ces fils blindés peut alimenter un système MT en monophasé, et deux fils blindés peuvent être utilisés pour obtenir un système en triphasé en utilisant la connexion à

la terre comme troisième phase. Avec l'utilisation de deux fils blindés, un système MT phase-phase peut également être conçu sans utiliser de connexion à la terre. Les SWS offrent une solution idéale permettant d'atteindre des zones reculées bénéficiant déjà d'un accès par le biais d'une ligne de transmission.

En complément des options technologiques listées ci-dessus, les coûts des réseaux de distribution peuvent être réduits par la suite en adaptant des **pratiques de conception et de construction** appropriées aux particularités rurales telles que les portées de lignes optimisées, les configurations poteau optimales appropriées et les tailles des conducteurs.

Déploiement du transport à faible coût

Pour de nombreuses régions rurales non desservies en Afrique subsaharienne, il est techniquement impossible de satisfaire les besoins énergétiques en étendant les réseaux MT, du fait des distances énormes impliquées. Parfois, cela n'est pas rentable d'étendre le système d'acheminement et de construire des sous-stations de réseau en utilisant les normes traditionnelles. Cependant, plusieurs options à bas coût sont disponibles pour faire en sorte que l'extension des réseaux puisse atteindre ces endroits-là avec les normes techniques exigées et à des coûts acceptables. Les options à mettre en oeuvre comprennent : les configurations de poteaux en bois ou en béton pour les extensions de lignes de distribution, prélèvement direct des lignes de distribution existantes, et la conception des sous-stations de réseau avec un minimum de matériels et de structures. Un autre aspect essentiel concerne les niveaux de fiabilité





qui ne doivent pas être confondus avec le système de tension électrique. En fait, la fiabilité de l'extension de la distribution à faible coût sera plus importante que l'alternative des extensions MT sur de longues distances. Par conséquent, il faut prendre sérieusement en considération, dès que cela est possible, l'extension de la distribution à faible coût afin de pouvoir alimenter les zones pour lesquelles l'alimentation par extensions MT est irréalisable.

Optimisation des connexions

Trop souvent des lignes sont construites, mais les connexions domestiques prennent soit trop de temps à se matérialiser ou bien demeurent inachevées sur des périodes prolongées. Cela est principalement dû à la charge élevée de la connexion du service imposé aux consommateurs, à l'obligation de payer un coût initial élevé, aux restrictions imposées sur certains types de logement, et aux difficultés logistiques auxquelles les consommateurs en zones rurales doivent faire face.

La situation peut être améliorée par (i) l'utilisation de conducteurs adaptés pour les connexions au service ; (ii) l'entente sur les modes de paiement des frais de connexion au service sur une période étendue avec des versements échelonnés sur les factures mensuelles ; (iii) l'implication de la communauté, mobilisation des consommateurs et éducation dans tous les aspects du programme d'électrification ; (iv) la proposition d'un programme de raccordement de groupe afin de réduire le coût et éliminer les

difficultés en sécurisant les services individuellement ; et (v) en développant des normes et des directives afin de pouvoir donner des connexions de service aux logements semi-permanents et temporaires.

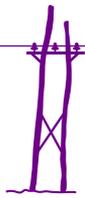
Planification de l'électrification rurale

La planification systématique de la distribution est un facteur clé pour le succès de tout programme d'électrification. Le processus comprend la collecte et l'analyse de données de consommation, des informations relatives aux zones électrifiées, la migration à une plateforme SIG le cas échéant, et l'analyse du réseau afin de déterminer quelle est la technologie la plus appropriée à utiliser pour le développement du réseau.

La santé financière de toutes les organisations associées doit être garantie en développant des systèmes clairs et transparents en matière de financement, en incluant les mécanismes de subvention dans la mesure du possible, ainsi qu'une application de tarifs appropriés.







1. Introduction

Pourquoi mettre l'accent sur les technologies à faible coût ?

Les zones rurales en Afrique subsaharienne pâtiennent du taux d'électrification le plus bas au niveau mondial avec près de 85 % de la population rurale vivant sans accès à l'électricité. D'après le rapport « Africa Energy Outlook 2014 »² [NdT : « Une étude sur les perspectives énergétiques de l'Afrique subsaharienne »] de l'Agence internationale de l'énergie, plus de 620 millions de personnes n'ont aucun accès à l'électricité. Selon les estimations du Scénario « nouvelles politiques » du rapport, le nombre de personnes sans accès à l'électricité en Afrique subsaharienne pourrait atteindre les 635 millions en 2030, du fait que la croissance démographique dépasse le taux d'électrification. Avec les efforts actuels, l'objectif d'atteindre l'accès universel d'ici à 2030 – ce que vise l'initiative Sustainable Energy for All [« Énergie durable pour tous »] – ne sera donc pas atteint dans ce scénario. On prévoit que près de 90 % de la population subsaharienne sans accès à l'électricité vivra dans les zones rurales vers 2040, ce qui représentera les deux tiers de la population mondiale n'y ayant pas accès.

Ces chiffres indiquent qu'il est nécessaire de procéder à un revirement majeur des méthodologies actuelles utilisées en Afrique subsaharienne en matière d'électrification. Il est maintenant généralement reconnu qu'un facteur

important entraînant des solutions à des coûts élevés pratiquées jusqu'à aujourd'hui est l'utilisation des normes développées pour les zones urbaines, qui ont une densité de charge bien plus élevée. Les zones rurales sont caractérisées par des populations dispersées entraînant de faibles densités de charge, et un éloignement des installations d'acheminement et de distribution. En outre, les charges rurales n'exigent pas les normes élevées de fiabilité nécessaires en milieu urbain où les coûts économiques des pannes électriques sont bien plus onéreux. Ainsi les techniques à appliquer concernant les zones rurales doivent être adaptées à leurs propres caractéristiques plutôt que de reproduire des méthodes utilisées en zones urbaines. Si ce concept est réalisé, il sera plus facile de trouver des solutions appropriées afin de résoudre la question des faibles taux d'accès en Afrique subsaharienne.

Objectifs de ce manuel

L'objectif principal de ce manuel est de proposer des connaissances de base concernant les options technologiques à bas coût disponibles pour l'électrification rurale fondée sur un réseau, en association avec des liges directrices de planification de réseau, destinées à accroître l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne.

Il aborde des questions techniques spécifiques associées à chaque technologie à faible coût et fournit des techniques et des méthodes de planification simplifiées destinées à calculer les tensions de fin de ligne et les pertes de puissance afin d'assurer la conformité avec les normes techniques requises.

2) IEA/AIE (2014). Africa Energy Outlook. Disponible en ligne à l'adresse : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/africa-energy-outlook.html>



Tout en optimisant les technologies existantes, y compris la section des câbles, la hauteur de poteau et le type de poteau peuvent réduire les coûts des programmes d'électrification dans une certaine mesure, et la sélection de technologies alternatives de distribution et de transport peut apporter des économies conséquentes à long terme. Par conséquent, l'intérêt de ce manuel est de présenter des technologies alternatives de distribution et de transport qui ont été essayées et éprouvées avec succès en Afrique subsaharienne et ailleurs.

Public visé

Le manuel est principalement destiné à être utilisé par les professionnels du secteur de l'électricité pour les services publics responsables de la planification des réseaux d'électrification rurale, particulièrement en Afrique subsaharienne. Il permettra à ces praticiens de développer des solutions rentables adaptées et répondant aux normes techniques requises.

Le manuel peut en outre aider le personnel des agences d'électrification rurale, les ministères et organismes à la préparation des projets et à l'allocation de fonds pour l'électrification rurale, en particulier, afin de déterminer si l'utilisation des fonds alloués est effectuée de manière efficace et économique.

Il sera également très utile pour le personnel des organisations internationales en matière de développement qui évaluent les projets d'expansion du secteur énergétique en milieu rural et octroient des fonds pour leur mise en œuvre.

Structure de ce manuel

Ce manuel contient des descriptions des technologies de distribution et de transport qui ont été essayées et éprouvées avec succès dans plusieurs pays et qualifiées de solutions rentables face aux défis que représente l'électrification rurale. Il résume les méthodes qui peuvent être utilisées en matière de conception technique et pour la sélection de technologies appropriées. Le manuel traite également l'importante question de l'optimisation des connexions de service dans les programmes d'électrification rurale achevés et fournit de brèves références à d'autres questions transversales en relation à ce sujet.

Le Chapitre 2 fournit une description des différentes technologies à bas coût utilisées dans la réticulation du système de distribution. Les technologies présentées comprennent (i) l'utilisation de réseaux MT à lignes de phase essentiellement simples (phase-neutre et phase-phase) par opposition aux systèmes traditionnels triphasés, (ii) systèmes Single Wire Earth Return (SWER), et (iii) l'utilisation du fil de blindage de lignes de transmission (SWS). Ce chapitre aborde également la façon dont les charges triphasées peuvent être incluses dans ces développements.

Le Chapitre 3 traite de la question de savoir comment les extensions rentables du système de transport peuvent être installées en zone rurale, y compris des économies potentielles en termes de coût concernant les lignes de transmission et la conception des sous-stations.



Le Chapitre 4 traite d'une question importante associée s'agissant de l'optimisation des connexions de service dans les systèmes achevés d'électrification des zones rurales. Cet aspect est d'un intérêt particulier dans la mesure où de nombreux programmes d'électrification des zones rurales en Afrique subsaharienne restent mal utilisés, avec des taux de connexion faibles, même de nombreuses années après leur réalisation.

Le Chapitre 5 examine l'importante question de la planification du réseau de distribution. Les méthodes et les techniques décrites peuvent être utilisées pour sélectionner la technologie appropriée pour desservir les zones rurales.

L'Annexe fournit les données techniques élémentaires liées à un exercice de planification du réseau. Elle décrit également une méthode fondée sur un tableur simple permettant de calculer la chute de tension et les pertes d'un distributeur pouvant être utilisées lorsqu'un logiciel plus sophistiqué n'est pas disponible.

Suggestions de lecture

EUEI PDF, ARE & REN21 (2014). *The Mini-grid Policy Toolkit. Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*. Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux. Cadres Politique et Économique pour des Déploiements Réussis de Mini-Réseaux. Disponible en ligne à l'adresse <http://euei-pdf.org/thematic-studies/mini-grid-policy-toolkit>

ARE & AEEP (2014). *Best Practices for Clean Energy Access in Africa*. A compilation of 20 case studies and business cases on access to off-grid energy services. Meilleures Pratiques pour un accès de l'Afrique aux Énergies Propres. Un recueil de 20 études de cas et de plans d'affaires pour des services énergétiques hors réseau. Disponible en ligne à l'adresse http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/ARE-Best-Practice-Africa-2014_final.pdf

S. Szabó et al. (2013). Sustainable energy planning : Leapfrogging the energy poverty gap in Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28 (2013), 500–509. Planification énergétique durable : Surenchère sur le fossé en matière de pauvreté énergétique en Afrique. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28 (2013), 500–509. <http://iet.jrc.ec.europa.eu/remea/sustainable-energy-planning-leapfrogging-energy-poverty-gap-africa>



Électrification en réseau et électrification hors-réseau

Dans la planification du développement de l'électrification rurale, la décision entre les options technologiques de l'ensemble ci-dessous est une considération importante :

- ▶ Électrification par réseau ;
- ▶ Mini-réseaux ; et
- ▶ Solutions autonomes telles que les installations solaires domestiques (Solar Home Systems SHS).

La pertinence de chacune de ces options pour une zone spécifique dépendra d'un certain nombre de facteurs : la proximité de l'approvisionnement du réseau, la disponibilité des moyens de production locaux, la densité de charge, le développement attendu de la force motrice et d'autres applications industrielles, etc. La demande croissante pour approvisionner les populations rurales peut être satisfaite par une variété de ressources, à la fois sur réseau et hors réseau.

Dans certaines régions, où les densités de charge sont extrêmement faibles et où la force motrice n'est pas nécessaire, les installations solaires domestiques (Solar Home Systems) représenteront la solution appropriée. Pour des communautés plus conséquentes et dans les zones où les sources d'énergie renouvelable telles que l'hydroélectricité et l'énergie éolienne sont disponibles, les mini-réseaux renouvelables ou hybrides peuvent être le choix optimal pour l'électrification.

Dans les zones ayant de plus grandes demandes en électricité et cependant à courte distance du réseau, la technologie adéquate consisterait en des extensions du réseau national. **Les alternatives qui s'appuient sur le réseau** ont l'avantage singulier d'être en mesure de pouvoir répondre aux charges supplémentaires, particulièrement en ce qui concerne la demande liée à l'industrie, l'irrigation et l'agriculture, qui tend généralement à se développer au fil du temps.

Il faut toujours garder à l'esprit que ces options sont complémentaires les unes des autres et ne doivent pas être traitées comme des alternatives concurrentes. Dans de nombreux cas, la première étape d'électrification d'une zone est fournie par une ressource de faible puissance, par exemple des installations solaires domestiques (SHS). Puisque la demande pour l'énergie électrique n'a de cesse de croître, la nécessité peut se présenter pour une mise à niveau vers un système qui peut fournir plus de puissance. Une telle augmentation progressive de la technologie d'un système d'alimentation en énergie pour répondre à la demande d'augmentation de profil est désignée comme le concept d'échelle énergétique.



Électrification urbaine et électrification rurale

Lorsqu'un développement fondé sur le réseau est censé approvisionner une zone spécifique, il s'agit également de prendre en considération l'utilisation des normes appropriées pour les zones urbaines ou les zones rurales.

En zones urbaines, la valeur économique ainsi que la nuisance des pannes de courant sont toutes les deux élevées. Les centrales de production alternatives ayant des coûts d'investissement et d'exploitation élevés sont employées dans de nombreux établissements tels que les bâtiments commerciaux, les complexes de bureaux et industriels. Les coûts de ces sources d'approvisionnement alternatives peuvent être limités au minimum par une plus grande fiabilité de l'approvisionnement en réseau. Même lorsque de tels dispositifs alternatifs ne sont pas utilisés, la volonté accrue de payer pour des pannes moindres dans les zones urbaines justifie des conceptions réalisées à des niveaux de fiabilité élevés. Des exigences de fiabilité accrue

dans les zones urbaines doivent donc être mises en oeuvre avec des conceptions de réseau appropriées qui permettent une plus grande flexibilité de commutation en fournissant un certain nombre d'options alternatives d'approvisionnement. Cela implique également d'améliorer la taille des conducteurs pour répondre aux capacités de charge plus élevée lorsque des modifications de réseau sont effectuées.

Pour les **réseaux ruraux**, ces conditions strictes n'ont pas besoin d'être respectées, permettant des conceptions plus simples de réseaux à moindre coût. Les réseaux ruraux ont des densités de charge significativement plus faibles qu'en zones urbaines (généralement mesurées en kW³ par unité de surface ou kW par km de ligne). Les charges plus faibles sur les distributeurs permettent au concepteur de choisir

3) La densité de charge est généralement mesurée en termes de puissance (kW) et non pas en énergie (kWh) car le pic de demande énergétique est plus pertinent en matière de planification de réseau



Électrification rurale à faible coût – Modèles de réussite

- ▶ **États-Unis** : Dans les années 1930, les États-Unis ont lancé un programme visant à accroître la couverture électrique auprès des fermes et des cantons ruraux en utilisant des technologies à faible coût à la fois dans la conception de réseaux et dans les techniques de construction.
- ▶ **Nouvelle-Zélande et Australie** : Environ à la même époque, en Nouvelle-Zélande, la technologie innovante Single Wire Earth Return (SWER) était inventée pour approvisionner les régions éloignées à faible densité dans les campagnes. Cette technologie a ensuite été largement utilisée en Australie.
- ▶ **Philippines** : Un effort important a été initié dans les années 1970 pour fournir un accès en zone rurale par le biais d'un système de coopératives rurales d'électricité en suivant le modèle de réticulation monophasé développé aux États-Unis.
- ▶ **Bangladesh** : Un programme similaire (au programme des Philippines) a été développé dans les années 1980. Les PBSs (coopératives rurales) sont bien connues pour leur taux élevés de raccordement, leurs efficacité de fonctionnement avec de faibles pertes et de bons recouvrements.
- ▶ **Tunisie** : Lorsque le pays s'est lancé dans un programme d'électrification rurale massive dans les années 1970, un changement important a été introduit à partir du réseau existant en MT triphasé à trois fils pour un système à quatre fils afin d'activer les extensions monophasées.
- ▶ **Afrique du Sud** : ESCOM a lancé son programme « electricity for all » (Électricité pour tous) en utilisant des technologies à faible coût similaires dans les années 1990.
- ▶ **Ghana** : Le système innovant de câblage blindé ou Shield Wire System (SWS) a été développé dans les années 1980 afin de fournir de l'électricité à moindre coût auprès des communautés isolées proches des lignes de distribution.



parmi un plus grand éventail d'options, permettant ainsi l'utilisation de technologies moins onéreuses. En comparaison aux zones urbaines, les exigences en matière de fiabilité d'approvisionnement sont également généralement plus faibles dans les zones rurales ; tout comme la volonté de payer pour une fiabilité accrue en termes d'approvisionnement. Compte tenu de ces considérations, il est possible de réaliser une réduction substantielle des coûts en appliquant les normes appropriées pour les zones rurales, permettant une augmentation des taux d'accès à l'électricité avec le même budget.

Des progrès significatifs ont déjà été réalisés dans le développement et l'application de **technologies alternatives à faible coût pour l'électrification rurale** dans plusieurs pays. Des modèles de réussite illustrés dans les exemples énumérés dans la zone de texte ci-dessous peuvent être utilisés pour illustrer les programmes d'électrification rurale à venir. L'utilisation de technologies appropriées décrites dans ce manuel permettra la construction de davantage de réseaux, ce qui entraînera des taux d'électrification maximum à partir de l'utilisation des fonds disponibles.





2. Technologies de distribution électrique à bas coût

Le **développement historique des systèmes de distribution d'énergie** en Afrique subsaharienne a été fondé sur le modèle européen et a été introduit dans le milieu du XXe siècle. Ce modèle était idéal pour desservir les charges urbaines concentrées, ce qui représentait le stade initial en matière d'électrification dans ces pays. Initialement, les réseaux d'approvisionnement recevaient l'énergie à partir de centrales de production au fioul et avaient une couverture géographique limitée. Les réseaux de distribution consistaient en des lignes basse tension (BT) à 230/400 Volts et utilisaient des conducteurs de gros calibre pour approvisionner des zones s'étendant sur quelques kilomètres. Par la suite, la capacité des centrales électriques ayant augmenté, la couverture a été étendue en utilisant des lignes de moyenne tension (MT), généralement de 11 kV et 33 kV. Les transformateurs d'alimentation devant alimenter les réseaux basse tension BT avaient une grande capacité de 50 à 500 kVA.

Avec de nouveaux développements dans les ressources énergétiques à grande échelle telles que l'électricité et les centrales thermiques à vapeur à combustible fossile, **les réseaux nationaux ont été établis et on a procédé à la construction des réseaux de transport** pour apporter l'électricité à partir des centrales de production à destination des centres de charge. La conception des lignes MT et BT, ainsi que le dimensionnement du transformateur, ont été maintenus comme auparavant créant ainsi un réseau essentiellement en approvisionnement triphasé. La zone de couverture du réseau BT à partir d'un transformateur individuel était relativement importante avec de longues lignes, utilisant des conducteurs de jauge de grand calibre

afin de respecter les limites posées par les chutes de tension. Dans l'ensemble, ces systèmes ont bien fonctionné aussi bien techniquement qu'économiquement pour les fortes densités de charge des populations urbaines. Cependant, avec le temps, il y avait une demande croissante pour étendre le service vers les zones périphériques et auprès des populations rurales ainsi que vers les charges rurales agro-industrielles.

Aujourd'hui, dans presque tous les pays d'Afrique subsaharienne, de nombreux centres urbains de charge sont assez bien couverts alors que l'accès en zone rurale est à un niveau très bas, souvent inférieur à 10. Bien que divers pays aient lutté pour relever les nouveaux défis que représente l'extension du système de réseau pour couvrir de nouvelles zones, la philosophie de conception initiale de la distribution MT et BT et le dimensionnement des transformateurs demeuraient inchangés. Dans la plupart des pays en développement, aucun effort systématique n'a été effectué pour déterminer la meilleure conception de réseau qui répondrait aux conditions significativement différentes des zones rurales. Ce chapitre examine d'autres approches disponibles pour répondre à ce défi.



2.1 Distribution en monophasé

Dans de nombreux pays d'Afrique sub-saharienne, l'expansion du réseau dans les zones rurales était l'application directe de la technologie utilisée pour les charges urbaines. Il s'agit de réseaux MT (généralement 33 kV / 11 kV), de transformateurs de grande capacité (50 kVA à 500 kVA), et de longues lignes BT s'étendant souvent sur une distance de plus de 2 km. Bien que les lignes BT monophasées ne soient parfois utilisées que pour les sous-voies, le réseau BT principal est généralement une construction triphasée.

L'utilisation des lignes monophasées en MT peut cependant entraîner des réductions de coût conséquentes, comme cela est appliqué aux États-Unis et adopté par plusieurs pays avec réussite. Les principales caractéristiques de ces systèmes d'alimentation comprennent :

- ▶ Des lignes MT triphasées à quatre fils qui sont la colonne vertébrale du système,
- ▶ Des branchements latéraux MT monophasés à neutre qui couvrent largement la zone d'approvisionnement,
- ▶ Des transformateurs monophasés à neutre, de faible capacité, pour alimenter de petits groupes de consommateurs, et
- ▶ Des lignes BT très limitées ou quasi inexistantes.

Schéma 1 Transformateur monophasé utilisé aux États-Unis





La fonction principale de ce système est de couvrir la zone d’approvisionnement avec un vaste réseau de distributeurs monophasés MT apportant la puissance MT pratiquement au domicile du consommateur. Ces lignes monophasées sont alimentées par le système de colonne vertébrale triphasé qui porte les charges combinées des distributeurs. Les transformateurs monophasés (voir figure 1) sont de faible capacité de 5 kVA à 37,5 kVA et fabriqués avec des tôles d’acier cylindriques et donc beaucoup moins chers à fabriquer que les transformateurs à cadre rectangulaire utilisé pour les transformateurs triphasés. Les transformateurs monophasés sont utilisés à la fois sur les lignes triphasées et monophasées.

Lorsqu’une alimentation triphasée est nécessaire sur une ligne triphasée, trois transformateurs monophasés sont montés symétriquement sur un poteau monophasé, souvent en bois. La connexion de service est souvent effectuée directement à partir du poteau du transformateur ou dans une paire de pôles supplémentaires. Ainsi, il existe un grand nombre de transformateurs le long de la ligne MT. Il n’y a pas de couverture continue BT et les espaces sans habitation sont laissés sans aucune couverture BT. Cette pratique réduit considérablement le réseau BT ; la puissance est transférée vers le système BT en petites quantités proches du consommateur. Les évaluations des conducteurs BT sont donc bien moindres.

Comme alternative, **la configuration phase-phase** peut être appliquée aux branchements latéraux MT à la place du phase-neutre. De cette manière, les branchements latéraux dans un système de 11 kV sont en 11 kV (phase-phase) au lieu de 6,35 kV (phase-neutre) ; et dans un système en 33 kV (phase-phase) au lieu de 19,1 kV (phase-neutre).

Si le système de normes de distribution MT d’un pays, à partir de sous-stations de réseau existantes, est un réseau à trois fils, l’utilisation des branchements latéraux phase-phase permettra d’éviter le besoin de suspendre un fil neutre à partir de la sous-station de réseau. Les dispositions phase-phase permettront également une capacité de transfert d’électricité plus élevée que les branchements latéraux monophasés en raison de l’augmentation de la tension de ligne. Cela entraînera toutefois des coûts supplémentaires en raison de la nécessité d’isoler le fil de phase retour. Ainsi, la décision de comparer phase-phase et phase-neutre devrait être prise au cas par cas, en particulier si un réseau MT à quatre fils peut facilement être mis à disposition.

Considérations techniques

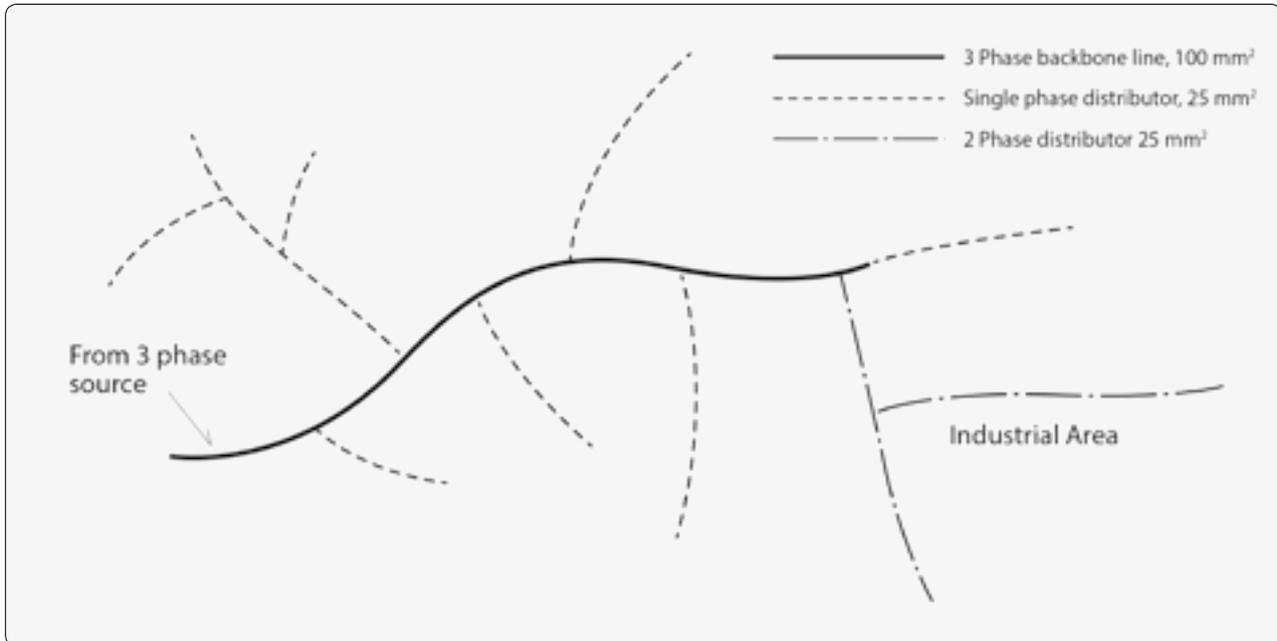
Les systèmes monophasés (phase-neutre et phase-phase) ont été largement utilisés dans le monde depuis de nombreuses années et il n’y a aucun problème technique majeur nécessitant une attention particulière. Il convient cependant de considérer l’importance d’assurer **l’équilibre du système d’ossature triphasé**. Pour ce faire, il s’agit de s’assurer que les embranchements latéraux successifs soient constitués de différentes phases, considé-



rant également le nombre de consommateurs lié à chaque embranchement latéral. Une bonne documentation sur les lieux de consommation et sur la phase d'approvisionnement aidera à conserver le système principal bien équilibré et à diminuer le courant neutre au poste d'alimentation principal. La documentation est idéalement répertoriée dans une base de données du réseau GIS centralisée. On peut noter que :

- Pour une chute de tension donnée et pour les mêmes tailles de conducteurs, une ligne monophasée (phase-neutre) portera un sixième de la puissance d'une ligne triphasée. Une ligne phase-phase portera la moitié de la puissance d'une ligne triphasée.

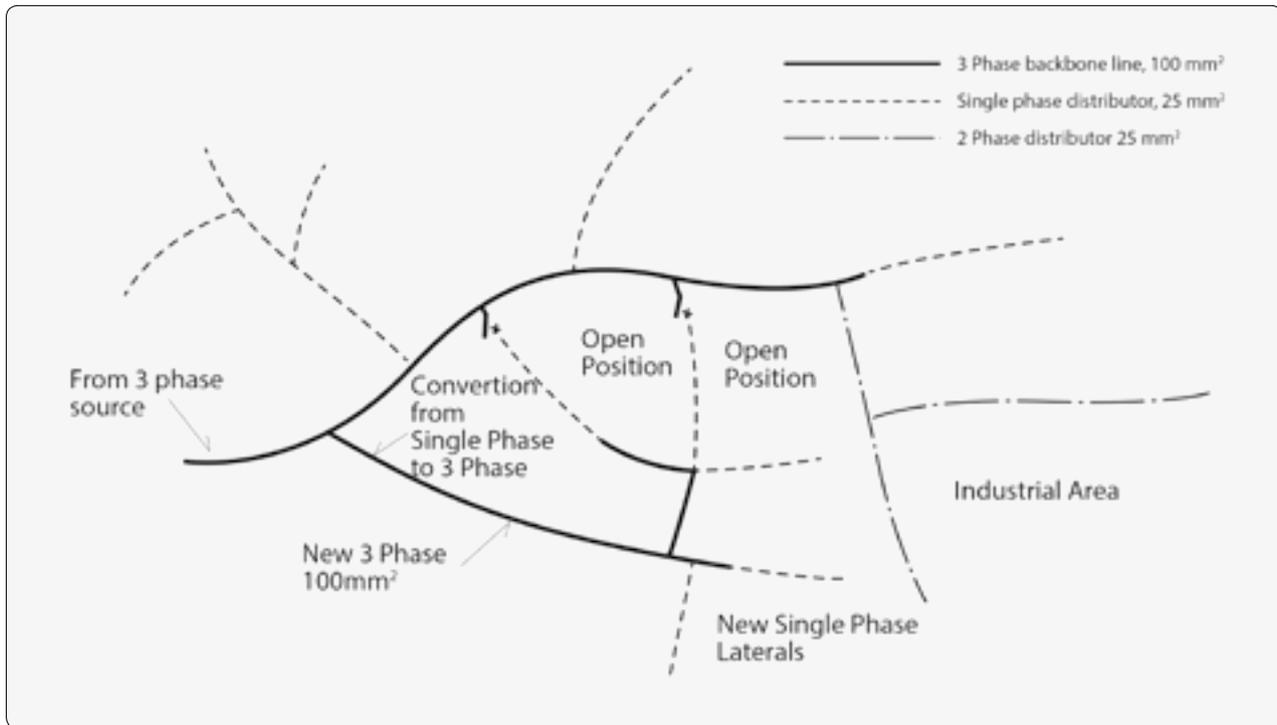
Schéma 2 Exemple de réseau avec une ligne d'ossature et un agencement latéral



Note : La zone industrielle est alimentée par une ligne en phase-phase permettant de générer un approvisionnement BT triphasé par le biais de transformations en triangle-étoile ouvert



Schéma 3 Augmentation subséquente du réseau afin de répondre à des charges de distribution additionnelles





Amélioration de l'accès avec une extension en monophasé

- ▶ **États-Unis** : le taux d'électrification rurale a augmenté de 10 %, en 1935, à 96,5 % 25 ans après (1960), et à 98 % vers 1964.
- ▶ **Philippines** : après une première série dans les toutes premières années, une deuxième phase menée dans les années 1970 a entraîné l'ajout d'un million de consommateurs en dix ans.
- ▶ **Bangladesh** : Les coopératives rurales d'électricité ont été mises en oeuvre pour couvrir plus de 90 % du territoire et connecter plus de 4 millions de consommateurs.
- ▶ **Tunisie** : Le taux d'électrification rurale a augmenté de seulement 6 %, au milieu des années 1970, à 88 % à la fin de l'année 2000, et un accès presque total à l'heure actuelle.
- ▶ **Afrique du Sud** : L'électricité était présente dans 35 % des foyers en 1990 et dans 84 % des foyers en 2011.

- ▶ Si des branchments latéraux monophasés (phase-neutre) sont utilisés (à la place de branchements latéraux phase-phase), le système d'ossature doit être un réseau triphasé à quatre fils avec le conducteur neutre tendu tout au long du réseau depuis la station de réseau principale.

Le système se prête aussi idéalement à l'amélioration du réseau pour répondre au développement de charge supplémentaire pour l'année à venir. Ces améliorations peuvent être entreprises par les moyens suivants :

- ▶ La conversion des branchements latéraux monophasés (phase-neutre) en phase-phase ou en triphasé, si nécessaire, combinée au changement de taille du conducteur à une jauge plus élevée, et
- ▶ Le développement du réseau de l'ossature et modifier le régime d'alimentation des embranchements latéraux dans le but de réduire les longueurs des lignes latérales.

Le *schéma 2* donne un exemple d'un réseau avec une ligne d'ossature et un agencement latéral. Dans le *schéma 3*, des ajouts sont effectués à ce réseau afin de pouvoir répondre à des charges additionnelles. La stratégie adoptée est de convertir une section monophasée en ligne d'ossature triphasée, changeant ainsi la manière d'alimenter les embranchements latéraux et permettant de ce fait un passage de courant de puissance supérieure.



Avantages

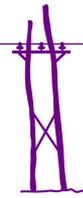
La réduction des coûts d'utilisation du monophasé⁴ en MT par rapport aux paramétrages traditionnels en triphasé survient du fait de (i) la baisse du coût de l'expansion MT et (ii) de l'élimination de la couverture étendue de la ligne BT : Le coût d'une ligne BT à quatre fils (en triphasé) est du même ordre que celle d'une ligne MT triphasée. Selon le terrain, les coûts unitaires des lignes MT est parfois même moins onéreux qu'une ligne BT en raison de l'allongement de la durée possible, entraînant un nombre moindre de poteaux et de matériels d'équipement au sommet de ces derniers (qui est plus coûteux pour la MT).

Lorsque les charges sont très dispersées, l'avantage de la distribution en monophasé devient plus prononcé. Dans ces endroits, les embranchements latéraux monophasés peuvent être facilement érigés avec des transformateurs monophasés de petite capacité approvisionnant de petits groupes de consommateurs. L'alternative d'avoir un dispositif en triphasé nécessitera le renforcement de la zone de couverture pour chaque transformateur ainsi que l'érection de lignes BT plus étendues.

Des exemples d'économies de coût possibles par l'utilisation de simple distribution en monophasé pour étendre l'approvisionnement sur un réseau peuvent être consultés à partir des exemples fournis en annexe. Dans les études⁵ de cas MT, S1 à S4, on constate qu'il est possible d'atteindre des économies d'environ 25 %. Dans l'étude de cas S5, qui implique à la fois les lignes MT et BT, on constate que les économies de coût peuvent atteindre jusqu'à 32 % lors de l'extension de nouveaux réseaux dans des zones de faibles densités de chargement.

4) Inclut les systèmes phase-neutre et phase-phase

5) Dirigées lors des deux ateliers à Arusha et à Cotonou, voir deuxième de couverture de ce manuel



2.2 Single Wire Earth Return (SWER)

Le système *Single Wire Earth Return* (SWER) est tout simplement un système de distribution monophasé en MT utilisant la terre comme conducteur de retour. Il existe deux types essentiels de système SWER en cours d'utilisation : (i) en utilisant un transformateur d'isolement à la dérivation de la ligne d'alimentation principale (*schéma 4*), et (ii) ponctionné directement à partir de la ligne principale d'alimentation (« SWER direct », *schéma 5*).

Le système SWER est généralement combiné, en Amérique du Nord, avec la pratique d'avoir un certain nombre de **transformateurs monophasés dispersés** pour alimenter des petits groupes de charge au lieu d'avoir un transformateur centralisé avec un nombre significatif de lignes BT. Ainsi le réseau BT est considérablement réduit, comme dans le cas de la simple distribution en monophasé (voir chapitre précédent). La ligne monophasée à fil MT, qui est étendue aux sites de charge, utilise des transformateurs de distribution en monophasé de l'ordre de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA et parfois jusqu'à 37,5 kVA. La tension utilisée dépend de la tension d'alimentation disponible et des exigences du système pour supporter la charge prévue.

Lorsqu'un **transformateur d'isolement** est utilisé, il est possible de sélectionner une autre tension pour le réseau SWER qui soit différente de celle du système principal : si la tension d'alimentation disponible est soit 11 kV ou bien 22 kV, le transformateur d'isolement est souvent utilisé pour majorer le système SWER à 19,1 kV ou même à 33 kV. Cette revalorisation de la tension a été effectuée avec succès en Afrique du Sud où d'importants réseaux à 11 et

22 kV sont installés. Si aucun transformateur d'isolement n'est utilisé, la tension du réseau SWER est la même que la tension de phase du système d'alimentation ; soit 19,1 kV pour un système de 33 kV, 12,7 kV pour un système de 22 kV et 6,7 kV pour un système de 11 kV.

Considérations techniques

Transformateur d'isolement et SWER direct

Les avantages de l'utilisation des **transformateurs d'isolement** sont principalement liés à la capacité de limiter les courants de défaut à la terre dans la zone du système SWER : le courant de retour à la terre retournera vers la borne de terre du transformateur d'isolement et le reste du réseau ne sera pas affecté. Toutes les difficultés causées par le courant de terre ne se feront pas sentir à l'extérieur de la zone d'approvisionnement SWER. Les transformateurs d'isolement sont essentiels sur les systèmes utilisant des réacteurs de mise à la terre neutres aux sous-stations d'alimentation HT/MT, à moins que la réactance de mise à la terre soit très faible. Ils permettront également l'utilisation de systèmes de protection homopolaire sensible au sens d'écoulement du courant à la terre sur les serveurs émanant des sous-stations d'alimentation.

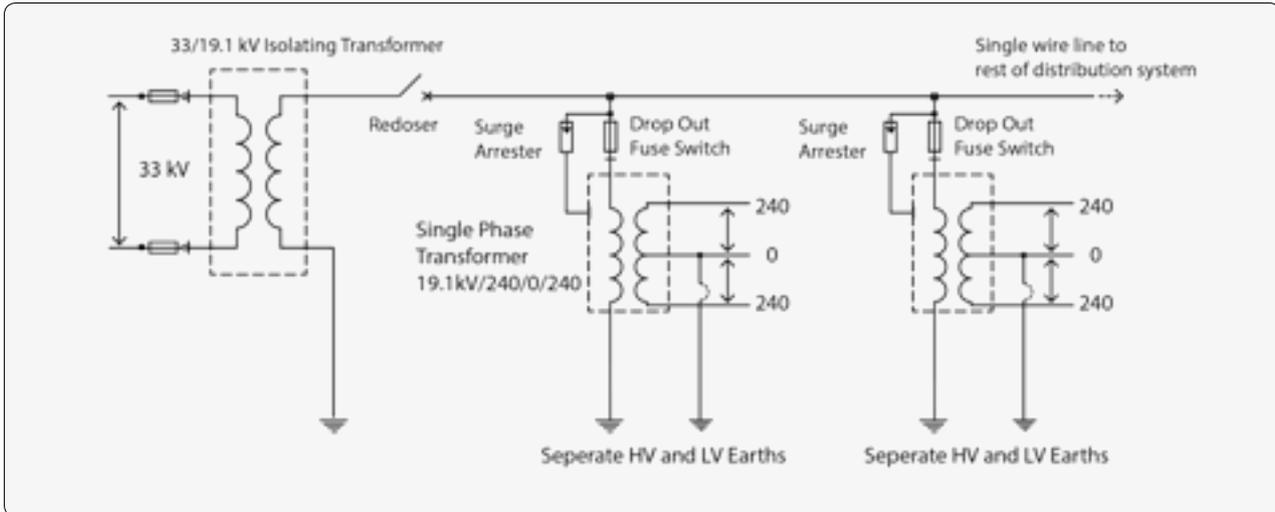
Avec un **SWER direct**, le courant de retour à la terre va s'écouler à l'électrode de terre au poste principal HT/MT qui est la source du système MV pour le réseau SWER, ainsi que trois autres réseaux de phase MT dans la zone globale. Si de nombreux systèmes SWER sont utilisés et que le chargement des différents systèmes est équilibré de manière appropriée parmi les trois phases, le courant de retour peut



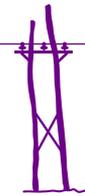
être sensiblement minimisé puisque le déplacement de phase des trois phases annulera le courant de terre qui en résulte. Cependant, dans la pratique, cela est difficile à réaliser et un retour courant de contre-réaction apparaîtra à l'électrode terre de la station principale. Ainsi un SWER direct ne peut être utilisé si la protection sensible de défaut à la terre est employée au poste source car le courant de charge normale circulant dans la terre va déclencher une panne. Le SWER direct est donc généralement utilisé uniquement lorsque le poste source est solidement ancré au neutre.

L'utilisation d'un transformateur d'isolement limite la charge qui peut être fournie, puisque des courants de charge plus élevés nécessitent une très faible impédance des électrodes de mise à la terre pour maintenir la tension d'impulsion à un niveau acceptable. Habituellement, le taux maximal des transformateurs d'isolement est d'environ 315 kVA bien que les systèmes en 480 kVA sont également présents dans la pratique. Avec un SWER direct, il n'y a aucune limitation de charges sur n'importe quel chargeur SWER. Un autre avantage du SWER direct est la réduction des coûts en raison de l'omission du transformateur d'isolement. Toutefois, si le poste source est situé dans une zone

Schéma 4 Système SWER avec transformateur d'isolement



Note : Les transformateurs de distribution sont indiqués en bi-tension +/- 240V. Cependant, il est également possible d'utiliser les transformateurs BT monophasés, en 19,1 kV/240V, à la place.



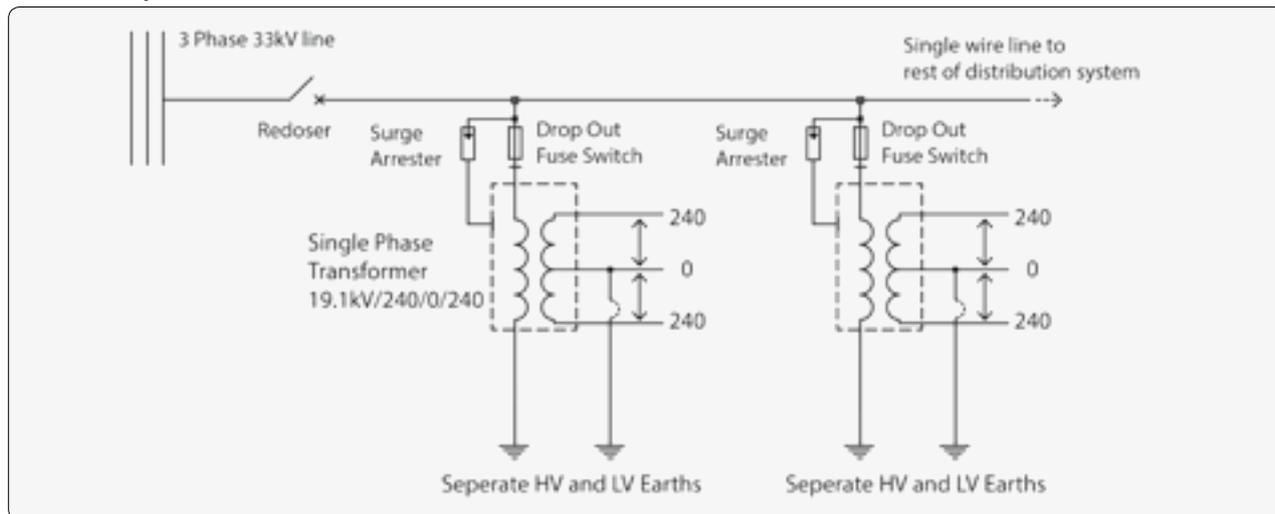
d'activités de télécommunication importantes, les courants au sol peuvent causer des interférences, réitérant une fois de plus la nécessité de procéder à un équilibre minutieux des différentes lignes SWER à partir des différentes phases.

Schéma de liaison à la terre

Pendant le fonctionnement normal de la ligne SWER, un courant de charge MT circule à travers la terre de chacun des transformateurs de distribution à l'arrière du transformateur d'isolement (ou le transformateur à un SWER direct). Cela entraînera une **élévation du potentiel de terre**

(EPT) « continue » sur chacun des systèmes de mise à la terre. Dans le cas d'un défaut à la terre sur le conducteur SWER, le courant de défaut circule à la terre au point de contact et retourne au système de mise à la terre du transformateur d'isolement. Cela entraînera une EPT « intermittente » ou « durée d'anomalie ». Les limites de tension dangereuses correspondantes pour l'exposition humaine seront considérablement plus élevées que pour l'EPT continue.

Schéma 5 Système SWER direct



Note : Les transformateurs de distribution sont indiqués en bi-tension +/- 240V. Cependant, il est également possible d'utiliser les transformateurs BT monophasés, en 19,1 kV/240V, à la place.

Du fait que le courant typique de défaut soit beaucoup plus faible dans les applications SWER et à des distances plus importantes de la sous-station source, les valeurs du courant de terre sont beaucoup plus faibles que dans les situations normales de défaillance de ligne. Si les systèmes de mise à la terre MT et BT sont communs ou interconnectés, l'EPT sera également transmise à la borne de terre du consommateur et aux pièces métalliques exposées des appareils connectés. Le transfert des risques d'EPT peut également se produire aux équipements de télécommunication dans le voisinage des transformateurs d'isolement, des transformateurs de distribution et dans les locaux de consommateurs particulièrement dépendants de l'interconnexion électrique entre les systèmes terrestres MT et BT. La principale zone de transfert d'EPT aux équipements de télécommunication dans les locaux des consommateurs se situe sur tout équipement de télécommunication alimenté dans ces locaux en question.

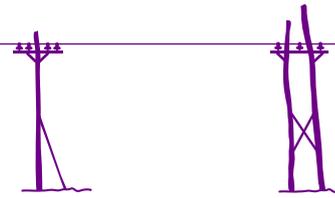
Compte tenu de ce qui a été décrit précédemment, la question cruciale dans un système SWER est de s'assurer que le système de mise à la terre est bien conçu, construit et entretenu. Généralement, les tensions de contact et de pas admissibles sont réglementées dans chaque pays pour assurer la sécurité des personnes qui peuvent accidentellement entrer en contact avec n'importe quelle partie du système de terre. En l'absence de toute réglementation appropriée, une valeur sûre pour maintenir l'EPT (appelé aussi « gradient de potentiel ») est de 50 volts. La tension de contact fait référence à la tension qui peut apparaître entre tout point de contact de la main avec des pièces en

métal non isolées et la surface du sol ; la tension d'impulsion se réfère à la différence de tension superficielle subie par une personne à une distance de 1 mètre au sol.

Le tableau suivant indique la distance au sol minimale nécessaire pour maintenir une EPT de 50 volts en courant à pleine charge.

Schéma 6 Transformateur d'isolement SWER et ligne de raccord en Nouvelle-Zélande





On peut voir que respecter la résistance de terre maximale requise ne sera pas un problème pour les transformateurs de distribution, même si une capacité de 50 kVA est utilisée, bien que les résultats recommandés soient beaucoup plus faibles, de l'ordre de 5 à 16 kVA. Cependant, le maintien d'une faible résistance de masse sera un problème pour les transformateurs d'isolement et de grandes précautions doivent être prises pour assurer la conformité avec les valeurs maximales de résistance de terre. Lors de la conception d'un système de mise à la terre, il faut également garder à l'esprit que les changements saisonniers peuvent avoir un impact significatif sur la résistivité du sol. En outre, comme il existe des rendements décroissants pour réduire la résistance de mise à la terre, il est préférable de réduire les capacités du transformateur utilisé en remplacement.

Les mesures pour maintenir un bon système de mise à la terre et pour limiter les dangers causés par l'EPT incluent :

- **Surfaces conductrices** : Réduire les surfaces conductrices dénudées et mal isolées à la station du transformateur d'isolement et dans les postes de transformation de distribution. Pour ce faire, l'utilisation de poteaux en bois plutôt qu'en acier ou en béton présentera un avantage.



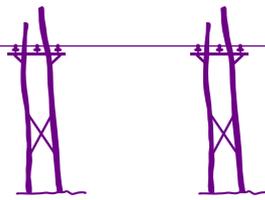


Tableau 1 Résistance du sol exigée pour maintenir une EPT de 50 volts

	À partir d'un système à 33 kV				À partir d'un système à 22 kV			
Tension de ligne, kV	19.05	19.05	19.05	19.05	12.70	12.70	12.70	12.70
Capacité transformateur, kVA	16	50	315	480	16	50	315	480
Courant pleine charge, Amps	0.84	2.62	16.53	25.19	1.26	3.94	24.80	37.79
Résistance du sol, Ohms	59.54	19.05	3.02	1.98	39.69	12.70	2.02	1.32

- ▶ **Connexions :** Utiliser des connexions en double depuis la borne de terre du transformateur à l'électrode de mise à la terre. Les connexions en double devraient utiliser des routes séparées ; un minimum de 3 mètres est recommandé entre les deux systèmes d'électrodes.
- ▶ **Type d'électrodes :** Les types appropriés d'électrodes dépendent des conditions du sol, telles que la résistance et l'acidité spécifiques. Les électrodes en acier plaqué cuivre d'environ 16 mm de diamètre sont adaptées à la plupart des endroits. Lorsque l'acidité du sol est élevée, les électrodes en acier enrobé de cuivre, les électrodes en cuivre massif ou en acier inoxydable peuvent être utilisées. Les électrodes et les tuyaux galvanisés ne doivent pas être utilisés dans le sol corrosif car la corrosion électrolytique est accélérée en raison de la circulation du courant conti-

nu. Les électrodes peuvent être des tiges d'environ 5 mètres ou des tiges de même longueur pouvant être connectées.

- ▶ **Système d'électrodes :** Le système habituel d'électrodes est constitué de trois électrodes dans un espace formé d'un triangle équilatéral d'environ 5 mètres de côté. Lorsque la résistance de terre requise (voir le tableau 1) n'est pas atteinte, d'autres électrodes doivent être ajoutées à l'espacement de 5 mètres. La connexion entre le transformateur et les électrodes de charge doit être suffisante, bien fixée et isolée. La section des connexions de terre doit être au minimum de 16 mm² en cuivre torsadé (25 mm² recommandé). Celles-ci devraient être couvertes de PVC et munies d'une protection mécanique, telle un tuyau d'eau galvanisé fixé solidement au poteau pour empêcher les vols ou les dommages intention-



nels. Les connexions entre l'électrode et le conducteur de terre, et tout autre assemblage, devraient être effectuées par assemblage de compression. Les joints boulonnés de serrage ne sont pas acceptables sous terre à cause du courant continu de terre qui provoque une corrosion électrolytique. La ou les électrodes de terre utilisées pour les courants de retour à la terre peuvent être utilisées pour d'autres connexions de mise à la terre ou de liaison ; en particulier pour la cuve du transformateur et du dispositif de protection contre les surtensions à la terre.

- ▶ **Fils aériens de terre** : Dans des conditions de sols pauvres, les fils aériens de terre peuvent être racordés sur une certaine distance pour trouver de meilleurs sols de résistivité et les électrodes peuvent être connectées au fil de terre et installées à chaque poteau ou aux poteaux sélectionnés le long de cette ligne, comme dans le cas des systèmes multiples à quatre fils avec mise à la terre. Autrement, il peut être nécessaire de modifier l'emplacement du transformateur vers une zone ayant une meilleure résistivité du sol. Si les conditions de terre sont difficiles dans la zone d'un village, un fil neutre peut être disposé dans le village, avec le neutre à la terre dans des zones ouvertes à l'extérieur.
- ▶ **Trous de forage** : En dernier recours pour obtenir les valeurs basses de résistivité du terrain, de profonds trous de forage peuvent être forés pour atteindre des zones d'humidité constante (d'environ six mètres) et un mélange de bentonite et de gypse peut être disposé autour des électrodes.

- ▶ **La séparation électrique** des systèmes de mise à la terre MT et BT devrait être garantie. Plus le système de mise à la terre du système MV est important, plus la séparation entre les deux systèmes doit être grande.
- ▶ **La protection physique** du système de mise à la terre est particulièrement importante là où l'accès public est facilité. Le vandalisme tout comme le vol de fils de cuivre a été un problème majeur dans plusieurs pays ; les systèmes SWER sont particulièrement sensibles à ce risque. Les fils d'aluminium recouverts de cuivre et même les fils d'acier galvanisé ont été utilisés efficacement à la place de fils de cuivre pour se préserver de ce problème. En utilisant ces solutions, il est important de s'assurer que la résistance de mise à la terre est suffisamment faible pour limiter l'EPT à des valeurs acceptables. Une autre disposition intéressante consiste à placer le conducteur de terre dans un conduit intégré dans les poteaux en béton utilisé pour l'isolement et les transformateurs de distribution. Il peut également être nécessaire de clôturer certains domaines particulièrement au niveau des transformateurs d'isolement. Les zones soumises aux cultures ont également besoin d'une protection spéciale pour empêcher leur exposition et éviter d'endommager les conducteurs enterrés.

Protection

Dans un système SWER, les conditions d'un sol sec peuvent entraîner des défauts de terre à haute impédance, qui sont difficiles à distinguer du courant SWER normal. La protection d'un système SWER est donc généralement limitée à la protection contre les surtensions et devrait être de nature à réduire un conducteur à un minimum pratique restant actif après la rupture d'une ligne. Alors que les fusibles coupe-circuit standard en porcelaine (DDL0s) peuvent suffire pour les lignes courtes, les lignes plus longues doivent être protégées par des disjoncteurs avec la fonction de ré-enclenchement automatique. Il est recommandé d'installer des fusibles coupe-circuit également sur des lignes droites plus longues.

Dans les zones très sèches ou lorsque les résistances de contact au sol sont très élevées, les disjoncteurs avec des relais spéciaux de détection de courant au sol peuvent être utilisés. Cependant, ceux-ci impliquent des coûts plus élevés et ne doivent être utilisés que si nécessaire. Le relais contrôle les décharges électriques plutôt que les courants de défaut et peut donc détecter de très faibles défaillances de courant de quelques ampères. Comme dans tout système de distribution normale, des parasurtenseurs sont nécessaires au niveau du transformateur d'isolement et pour chaque transformateur de distribution afin d'agir comme protection contre la foudre.

Le discernement en matière de défaillance est de mise lorsque des tensions plus élevées sont utilisées, favorisant ainsi la tension de phase de 19,1 kV des systèmes de 33 kV, de préférence à des tensions inférieures. En outre, les



grands transformateurs d'isolement avec une impédance plus faible augmentent le niveau de défaut, ce qui aboutit à une meilleure identification de la défaillance. Il ne faut pas utiliser de protection homopolaire sensible, car les systèmes SWER peuvent générer des courants de retour au-delà des valeurs de compensation habituelles.

Systèmes multifilaires

Un certain nombre de variations peut être utilisé quand un système SWER simple est incapable de respecter les conditions de chargement attendues :

- La sous-station d'isolement peut utiliser **deux transformateurs d'isolement** et fournir deux lignes de SWER distinctes. Dans ce cas, les courants de terre peuvent être minimisés par interconnexion des enroulements primaires des transformateurs de telle sorte que les courants de terre-retour soient en opposition de phase.



- ▶ **Un transformateur d'isolement en monophasé à prise médiane** peut être utilisé pour fournir 19,1 à 0–19,1 dans un système de 33 kV ou 12,1–0–12,1 dans un système de 22 kV avec la prise centrale à la terre. Comme dans le cas précédent, les courants de retour de masse seront en opposition de phase. Les deux fils de phase peuvent être utilisés comme un réseau d'ossature SWER et les lignes SWER à prise directe monofilaires peuvent être considérées comme des embranchements latéraux ; et alternativement, chaque fils de phase peut aller dans des directions différentes des lignes SWER monofilaires.
- ▶ Un **système SWER d'ossature à trois phases** peut être fourni en utilisant un seul transformateur en triangle-étoile. Comme auparavant, les trois lignes peuvent être utilisés comme ossature afin d'approvisionner les embranchements latéraux SWER monofilaires ou peuvent être positionnées dans des directions différentes pour alimenter des zones séparées. Si les trois lignes SWER ont des courants et des angles de phase identiques, le courant de retour par la masse résultant au niveau du transformateur d'isolement est égal à zéro.

Lors du calcul de la résistance de l'électrode de terre pour limiter l'EPT, l'état de la ligne défaillante devrait être considéré là où les courants de retour de masse ne s'équilibrent pas mutuellement.

Avantages

Les principaux avantages des systèmes SWER peuvent être résumés comme suit :

- ▶ Des **économies de coût** substantielles sont réalisées à partir de l'utilisation d'un seul fil MT pour couvrir la zone d'approvisionnement. Ainsi, les systèmes SWER ont des coûts d'investissement initiaux plus modérés par rapport aux coûts de toutes les autres solutions.
- ▶ Les résultats de la **simplicité de conception** en utilisant moins de matériels au sommet des poteaux et sans aucune traverse.
- ▶ Des **travées bien plus longues** peuvent être utilisées du fait que la pression du vent est bien moindre que pour trois ou deux lignes de conducteur, et il n'y a pas non plus de problème par rapport à l'entrechoc du conducteur. En Nouvelle-Zélande, des travées de plus de 1 km passant de colline en colline ont été utilisées, en offrant des économies substantielles. Avec un tracé de ligne conçu de manière appropriée, l'itinéraire habituel le long des voies routières peut être évité avec pour résultat une longueur de ligne beaucoup plus faible que pour une ligne standard.
- ▶ La possibilité d'utiliser des travées plus longues allège également **les interférences avec la végétation**.
- ▶ En raison de la simplicité de conception, la **construction** est également beaucoup plus aisée et peut être effectuée par du personnel moins qualifié en terrain normal.
- ▶ La **fiabilité du réseau** est améliorée en raison de la quantité moindre de composants dégradés. L'expérience sur le terrain l'a en effet confirmé dans de



nombreux pays et il est observé que les systèmes SWER ont de moins en moins de pannes répertoriées et d'interruptions imprévues que les systèmes standards.

- **Les coûts d'entretien** sont également sensiblement réduits en raison des composants moins nombreux dans le système.

Concernant la conception d'un routage de ligne, la considération majeure à prendre en compte dans un système SWER est **d'étendre les portées des traverses en matière de conception** au lieu d'adhérer aux normes pratiquées sur les lignes normales. Ceci peut être réalisé par l'utilisation de conducteurs souples à haute teneur en acier et à des tensions élevées de câblage pour réduire au minimum l'affaissement du conducteur. En fait, dans les premières années, des systèmes SWER ont été construits en utilisant des fils d'acier galvanisés. Pour limiter les problèmes causés par les vibrations provoquées par les vents, des tiges chemisées et des amortisseurs de vibrations peuvent être utilisés. Les portées plus longues peuvent également être utilisées efficacement dans la sélection du tracé afin de réduire sensiblement la longueur de ligne, par rapport à celle d'une ligne standard, pour accéder à un lieu particulier. Avec un tracé de ligne conçu de manière appropriée et en utilisant des portées de conception plus longues, l'itinéraire habituel le long des voies routières peut être évité.

Évolutivité

Les lignes SWER peuvent facilement être mises à niveau en cas de besoin par la croissance de charge dans la zone par un choix judicieux de hauteur du poteau et de la force ainsi que des portées du poteau pour permettre l'insertion de poteaux intermédiaires. De cette façon, le réseau peut être mis à jour lorsque cela est nécessaire vers un système triphasé ou phase-phase. En outre, le système dans son ensemble peut être amélioré en introduisant de nouvelles lignes d'ossature en triphasé et en rebranchant les réseaux SWER existants aux nouvelles lignes comme des embranchements latéraux de section plus courte. Dans la deuxième variante, les embranchements latéraux peuvent être utilement conservés sous forme de lignes SWER si une ligne SWER directe est utilisée.

En ce qui concerne les transformateurs de distribution, il est recommandé que les transformateurs existants soient conservés et que les transformateurs supplémentaires soient installés plutôt que de modifier les transformateurs. Cela permettra d'accroître le nombre de conversions MT/BT, de réduire le besoin de longueurs importantes de ligne BT et d'améliorer les fonctions de perte et de fiabilité du réseau. Si les embranchements latéraux précédents de distribution sont convertis en triphasé, la simple addition de deux autres transformateurs monophasés sur le même poteau peut convertir un point de distribution de monophasé en une alimentation triphasée, le cas échéant.



Le modèle de réussite du système SWER

Le système SWER a été inventé et appliqué d'abord en Nouvelle-Zélande par Lloyd Mandeno dans les années 1930. En quelques années, les systèmes SWER ont été largement utilisés pour fournir l'extension économique des réseaux électriques dans les régions peu peuplées en Nouvelle-Zélande et en Australie. Dans ces deux pays, ce système a commencé à être largement utilisé pour fournir la puissance nécessaire dans les zones rurales et a finalement atteint un réseau de plus de 200 000 km, donnant une couverture presque totale dans les zones rurales de ces pays. Beaucoup de zones d'approvisionnement étaient des fermes rurales ; mis à part les exigences d'éclairage général des communautés, il [le système SWER] a également fourni l'énergie nécessaire pour le pompage de l'eau, le fraissage et d'autres applications agroindustrielles associées. Cette technologie a donné l'impulsion pour l'électrification rapide des fermes et des cantons ruraux et a été le pilier qui a permis le développement économique des zones électrifiées. Le succès en Nouvelle-Zélande et en Australie a conduit à son utilisation dans de nombreux autres pays comme le Canada, le Brésil, la Tunisie et l'Afrique du Sud un peu plus tard.

Lecture complémentaire

EEA (2010). A guide for HV SWER Systems. Electricity Engineers' Association, Nouvelle-Zélande

Electricity Authority for New South Wales (1978). High Voltage Earth Return Distribution for Rural Areas. ISBN 0724051430.

Power and Water Corporation – Northern Territories, Australia (2014). Single Wire Earth Return Line Manual – Vol 25. Disponible en ligne à l'adresse https://www.powerwater.com.au/networks_and_infrastructure/standard_drawings/drawing_files/power_supply_volumes/vol_25_-_single_wire_earth_return_line_manual



2.3 Shield Wire System (SWS)⁶

Le système Shield Wire System (SWS) de transport d'énergie MT sur de longues distances a été développé il y a plusieurs années par le professeur Francesco Iliceto, de l'Université de Rome. Il est caractérisé par l'utilisation du fil de blindage des lignes de transmission pour transporter une puissance en moyenne tension (MT) le long de la voie de transmission vers un emplacement idéal, puis en élargissant l'offre par des lignes de poteaux normales jusqu'à la zone d'approvisionnement. À cet effet, le ou les fils de blindage (normalement mis à la terre) doivent être isolés au niveau MT. Le SWS permet une disponibilité d'électricité en MT auprès des collectivités situées le long des lignes de transmission à haute tension, avec un coût d'installation représentant à peine 10–15 % du coût des lignes MT indépendantes sur le même droit de passage.

Si l'**isolation du fil de blindage** est réalisée avec la construction de la ligne de transmission, les coûts sont réduits au minimum, avec en pratique uniquement le coût des isolants MT supplémentaires et des cornes d'amorçage étant engagées sur la majeure partie de la longueur de ligne. Si les isolateurs doivent être fixés de façon rétroactive, c'est-à-dire sur les lignes de transport existantes, les

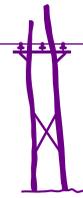
coûts augmentent considérablement car cela impliquerait des travaux sous tension sur une ligne de transmission, ou bien des pannes sur la ligne de transmission.

L'alimentation MT est dérivée de la sous-station d'où part la ligne de transmission et se situe généralement entre 20 à 34,5 kV en fonction du système MT utilisé dans le pays. Le système SWS utilise l'infrastructure physique de la ligne de transmission à haute tension (HT) et permet le transport de l'énergie MT sur de longues distances à un coût minimale. Il est particulièrement utile pour alimenter de nombreuses collectivités situées le long ou à proximité de la ligne de transmission. La distance de ces communautés de la station de transformateur HT/MT la plus proche peut être assez importante (dépassant souvent 100 km) et la demande de charge extrêmement faible, de sorte qu'il n'est pas rentable de fournir un approvisionnement par des moyens normaux.

Les **caractéristiques principales** du SWS sont :

- ▶ Le ou les fils blindés isolés des pylônes de ligne de transport pour un fonctionnement en MT (20–34,5 kV)
- ▶ Le ou les fils blindés sous tension à partir du transformateur HT/MT au poste d'alimentation principal
- ▶ Un réseau MV étendu le long des lignes de poteaux (lorsque le tracé de la ligne s'éloigne de la ligne de transmission) et des transformateurs MT/BT installés pour alimenter la zone d'approvisionnement

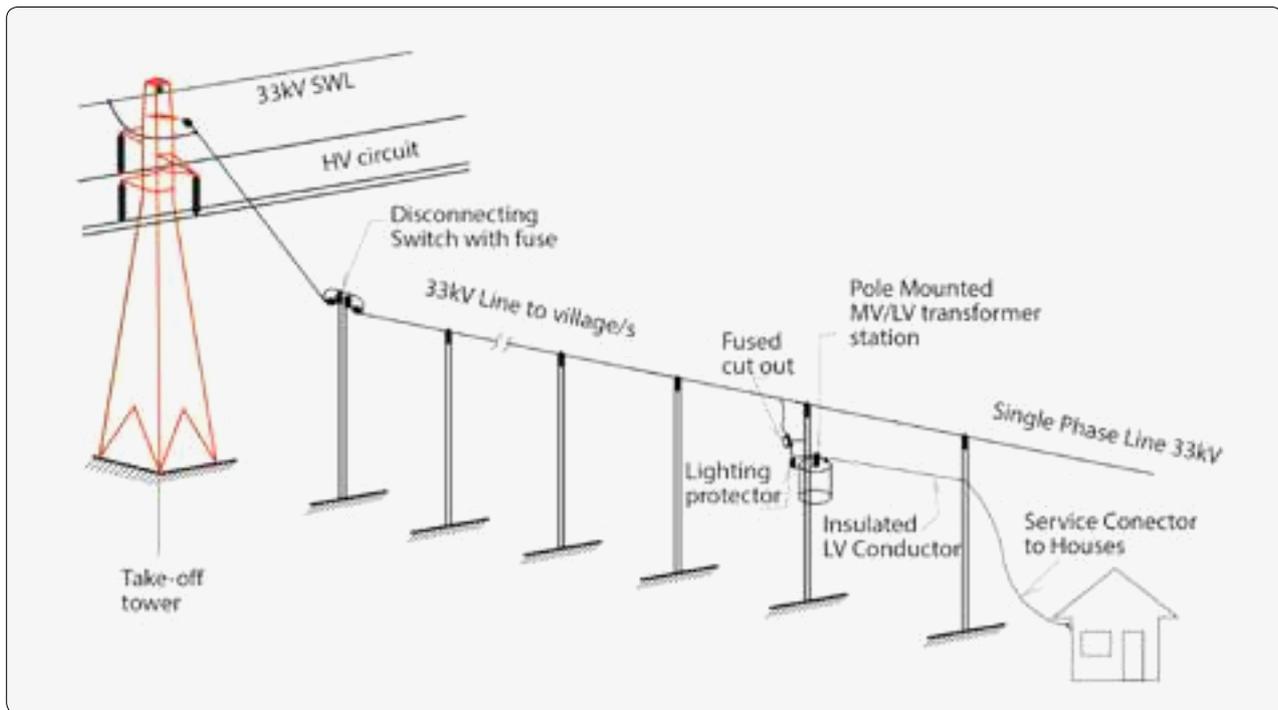
6) Cette section est préparée en utilisant des informations de la présentation du Prof. Francisco Iliceto au cours de l'atelier réalisé à Arusha du 3 au 4 septembre 2013. La présentation est disponible à l'adresse <http://euei-pdf.org/dialogue-events/aei-workshop-on-low-cost-on-grid-electrification-technologies>



Le système SWS peut être utilisé dans les **configurations** suivantes :

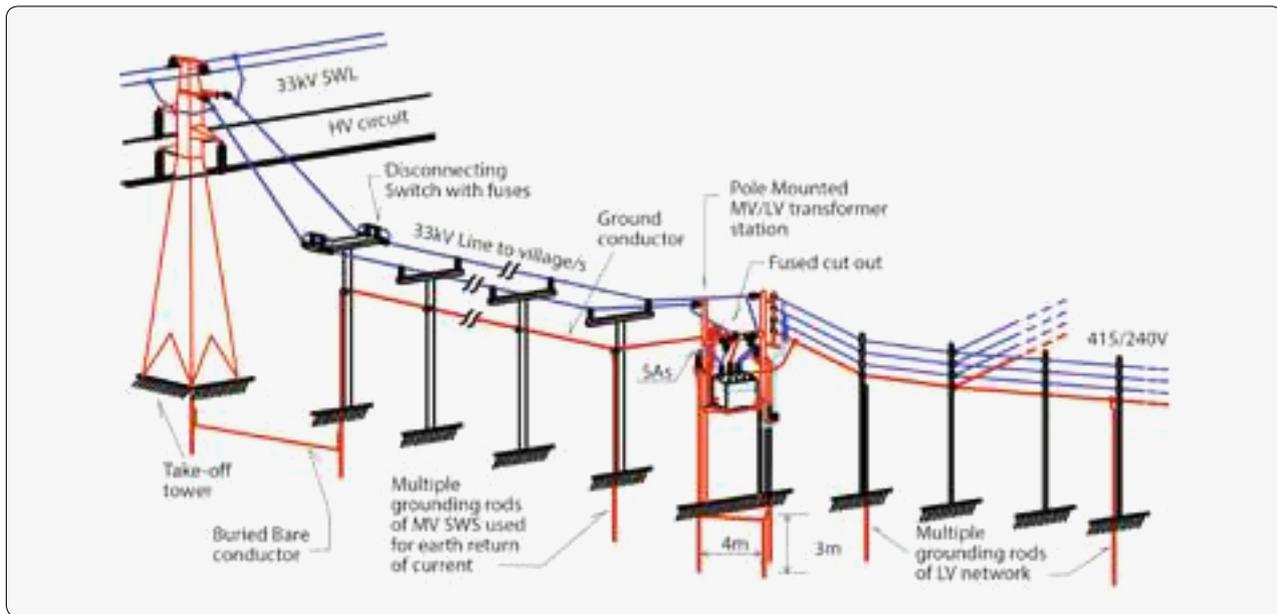
- ▶ avec un seul fil de blindage isolé avec retour à la terre fournissant une seule phase MT ;
- ▶ avec deux fils de blindage utilisés fournissant un deux fils monphasé MT ; ou
- ▶ avec deux fils de blindage utilisés avec retour à la terre fournissant la troisième phase.

Schéma 7 Système de fil de blindage avec un fil de blindage et une basse tension BT en monphasé



Source: Schéma réalisé par Prof. Francesco Iliceto

Schéma 8 Système de fil de blindage avec utilisation de deux fils de blindage et retour de masse fournissant un courant MT en triphasé



Source : Schéma réalisé par Prof. Francesco Iliceto

Si la **ligne HT** est protégée par un câble blindé, seul un système SWS monophasé terre-retour peut être réalisé. Cet agencement est représenté sur le [schéma 7](#). Si la ligne à haute tension est protégée par deux fils de blindage, deux systèmes alternatifs sont possibles ; (i) un monophasé à deux fils (qui peut être un système phase-phase, réalisant

ainsi le bénéfice de la tension accrue) ou (ii) une ligne MT triphasée en utilisant le retour à la terre comme le troisième conducteur de phase. Cet agencement est représenté sur le [schéma 8](#).



Considérations techniques

Alimentation d'une ligne de fil de blindage en monophasé

Si le poste de transformation HT/MT à l'origine de la ligne de fil de blindage (SWL) a un enroulement MT avec le neutre mis à la terre, la SWL peut être directement alimentée par une borne d'enroulement MT. Ce régime est également applicable si le neutre est mis à la terre via un transformateur de mise à la terre de faible réactance homopolaire ou via un réacteur de faible impédance.

Si le neutre est à haute impédance à la terre, la SWL monophasée est alimentée par un transformateur d'interposition. De même, un transformateur d'interposition peut être utilisé pour augmenter la tension de la capacité de charge lorsque le transformateur de la sous-station de réseau a une faible tension nominale qui ne suffit pas à alimenter la longueur de ligne et de charge.

SWS en triphasé

Dans le cas du SWS triphasé, les phases sont équilibrées en utilisant une mise à la terre résistance réacteur (circuit R-L) avec des condensateurs asymétriques de correction du facteur de puissance. La résistance ohmique du trajet de terre est faible, seulement 0,05 ohm/km à 50 Hz. La chute de tension dans le circuit R-L ajoute à la faible chute de tension résistive du circuit de retour par la terre et la chute de tension totale est rendue à peu près égale à la chute des fils de blindage. Les condensateurs asymétriques annulent la dissymétrie de tension le long de la SWL, qui est provoquée par les tensions induites asymétriques et les courants capacitifs de décharge du circuit HT.

Les condensateurs éliminent également le risque de surtensions dues au phénomène de ferro-résonance.

La SWL triphasée peut être alimentée par un enroulement tertiaire dédié du transformateur HT/MT. Si un enroulement tertiaire dédié n'est pas disponible, un transformateur interposant MT/MT est utilisé. Il convient de noter que le système de mise à la terre multiple est appliqué pour atteindre la faible résistance au sol requise pour le retour du courant de terre et pour la sécurité des personnes. Dans les postes HT/MT alimentant le SWS, le tapis de sol de la station est utilisé pour le retour du courant de terre.

Dans le cas du MT triphasé, la tension à la masse des phases des deux fils de blindage sera $\sqrt{3}$ (soit 1,732) fois plus élevée que pour une triphasée classique puisque le sol fonctionne comme la troisième phase. Cela nécessite un niveau d'isolation de base améliorée (BIL) ; ainsi, un BIL de 200 kV est utilisé à la place de l'habituel 170 kV pour les systèmes 34,5 kV.



Transformateurs de distribution

Les transformateurs de distribution montés sur poteaux MT/BT fournis par la SWS et de la distribution en BT dans les villages est pratiquement la même que pour la distribution MT/BT classique.

Performance face à la foudre de la ligne HT

Le ou les fils de blindage devraient continuer à remplir leur objectif principal qui est de fournir une protection contre la foudre sur la ligne de transmission. Pour permettre au fil de blindage de remplir cette fonction de protection habituelle dans le cas d'un foudroiement, les cornes arquées sont placées aux extrémités des isolants MT. Il a été démontré par l'analyse technique et confirmé par de nombreuses années d'expérience opérationnelle qu'un tel système ne modifie pas les performances de la foudre (taux d'embranchement instantané) de la ligne HT.

SWL à longue distance

Avec de très longues lignes SWL (100 km ou plus), l'utilisation de réenclencheurs à des points intermédiaires devraient être prise en considération (notamment dans les zones de haut niveau céramique).

Système de câble de garde à fibre optique et SWS

Si un câble de garde à fibre optique (OPGW) est appliqué dans la ligne HT pour les télécommunications, le système SWS peut être réalisé en isolant le OPGW standard pour une MT. Les accessoires et raccords nécessaires sont disponibles sur le marché. Des systèmes SWL de 34,5 kV avec OPGW sont en opération au Togo et au Burkina Faso. Il convient de noter qu'une partie de la section transversale d'un OPGW doit être en aluminium ou en alliage d'aluminium, afin d'assurer une faible résistance ohmique pour limiter la surchauffe par courants de court-circuit qui est préjudiciable à la fibre optique. Un OPGW est ainsi, par son concept, approprié pour une utilisation en tant que conducteur d'un SWL. La protection de la SWL en utilisant un OPGW doit inclure une compensation de défaut rapide et fiable.

Défauts transitoires

La grande majorité des défauts transitoires des SWL sont effacés par la refermeture automatique à haute vitesse du disjoncteur lors de l'émission, ou sont effacés dans tous les cas par la refermeture immédiate manuelle par les opérateurs du poste HT/MT, comme cela a toujours été pour les fautes transitoires de lignes MT classiques.

Avantages

Le SWS fournit un moyen pratique de fournir des charges sur de longues distances de réseaux MT disponibles, sauf à proximité de la ligne de transmission, et présente les avantages distincts suivants :

Coûts

Le coût du composant MT est minime, car les conducteurs et les supports sont déjà inclus dans le développement de transport. Le seul coût supplémentaire de la ligne MT concerne les isolateurs (avec une légère augmentation de leurs coûts d'installation). L'analyse des coûts dans un certain nombre de cas où l'approvisionnement en électricité a été fourni aux villages le long des voies de la ligne de transport a montré que l'investissement pour la fabrication d'électricité disponible en MT avec le système SWS pour ces communautés ne représente que 10 % à 15 % du coût de la solution conventionnelle en utilisant de longues lignes MT indépendantes de la même tension nominale.

Chute de tension

La plus grande section des fils de blindage, par rapport aux lignes MT sur des supports traditionnels, permet une réduction des chutes de tension et une diminution des pertes, permettant ainsi une plus grande circulation d'énergie que ce qui serait possible avec une ligne MT traditionnelle.

Empreinte environnementale

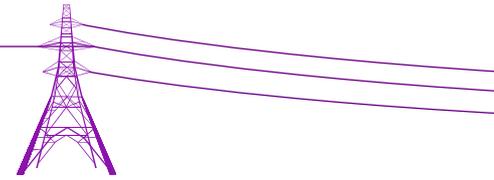
Les systèmes SWS n'augmentent pas l'impact environnemental de la ligne HT. Une ligne MT indépendante acheminée le long de la ligne HT exige l'élargissement de l'emprise de la route et a donc un impact sur l'industrie forestière et sur l'agriculture.

Terrain montagneux

Le SWS a un avantage distinct en terrain montagneux. Dans ces régions, la ligne de transmission est montée à l'aide d'un chemin plus direct souvent avec des portées entre les sommets de plusieurs collines, alors que les lignes MT traditionnelles devraient être érigées le long de routes sillonnantes le long des contours de montagne. Les itinéraires les plus longs des lignes MT classiques se rajoutent aux coûts de construction et augmentent la chute et les pertes de tension sur la ligne. Cet avantage a été utilisé à bon escient au Laos dans un certain nombre de régions montagneuses reculées.

Soutien auprès des communautés locales

Le système peut également être commodément utilisé pour alimenter des zones du village le long de la voie de transmission, gagnant ainsi le soutien et la coopération des villages situés dans ces zones. Une telle coopération est souvent cruciale dans les grands projets de développement hydroélectrique, puisque les communautés locales estiment que leurs ressources sont utilisées et s'attendent à recevoir certains bénéfices de ces méga-projets. En l'absence d'un tel arrangement SWS, les longues distances impliquées dans la construction de lignes MT alternatives font qu'il est souvent presque impossible d'alimenter les



communautés affectées. Obtenir une telle coopération permettra également d'éviter le vandalisme des composants du pylône, ce qui a également été un problème majeur dans les pays en développement.

Évolutivité

Après plusieurs années de fonctionnement en SWS le long d'une ligne HT de grande distance, la construction d'un nouveau poste de transformation HT/MT à un point intermédiaire de la ligne HT peut être justifiée. Cela peut même fournir une charge largement augmentée d'une ville initialement alimentée par SWS. Dans un tel cas, les lignes SWL initiales peuvent être divisées en SWL plus courtes fournies par les stations originales ainsi que de nouveaux réseaux. Cela permettra d'obtenir des SWL d'une capacité de charge plus grande, y compris l'alimentation d'autres villes le long de la SWL.

De plus, quand une ville desservie par SWS est convertie à une alimentation triphasée classique, les lignes de poteaux utilisées entre la ligne de transport et la zone d'alimentation, les transformateurs MT/BT et la distribution BT peuvent continuer à fonctionner avec seulement des changements mineurs sur l'équipement d'alimentation MT. De ce fait, la pré-électrification par un SWS permettra d'améliorer et d'aider à la mise à niveau lorsqu'on procède à la mise à niveau du système global d'approvisionnement.

Lecture complémentaire

F. Iliceto, F.M. Gatta, P. Masato, et H. Sysoulath (2004). Rural Electrification in Developing Countries with the Shield Wire Scheme: Applications in Laos. CIGRÉ Session C6-301 2004. Disponible en ligne à l'adresse <http://www.transform.ru/articles/pdf/SIGRE/c6-301.pdf>

F Iliceto, F. M. Gatta, et G O. Dokyi (2000). Three-Phase and Single-Phase Electrification in Developing Countries using the Insulated Shield Wires of HV Lines Energized At MV: Operation Experience in Ghana. Fourth International Conference on Power Systems Operation and Planning. ICPSOP 2000, Accra, Ghana.

F Iliceto, E. Cinieri and L. Caseley-Hayford et G Dokyi (1989). New Concepts on MV Distribution from Insulated Shield Wires of HV Lines, Operational results of an experimental system and applications in Ghana. IEE transactions on Power delivery, Vol. 4 numéro 4.



Expérience avec le SWS

La SWS a été **mis en œuvre d'abord dans le nord du Ghana** dans les années 1980 pour fournir un approvisionnement en électricité aux petites collectivités qui étaient à proximité de la ligne de transport. Actuellement, environ 30 communautés et plus de 10 000 consommateurs sont desservis par SWS au Ghana. Les villes à desservir peuvent être situées jusqu'à 100 km ou plus de la sous-station d'alimentation. De nombreux systèmes de ce type sont opérationnels depuis plus de 15 ans, prouvant ainsi sa robustesse et son efficacité opérationnelle.

- ▶ **Ghana** : Environ 1000 km de lignes 161 kV–50 Hz ont été équipées en SWS.
- ▶ **Brésil** : Des SWS en triphasé 34,5 kV sont en activité depuis 1995 sur une ligne en 230 kV–60 Hz.
- ▶ **Laos** : Des SWS en monophasé sont en activité depuis 1996 sur 190 km de lignes en 115 kV–50 Hz. Des SWS en triphasé de 34,5 kV sont en activité depuis 2002–2003 sur 335 km de lignes 115 kV.
- ▶ **Sierra Leone** : Un SWS triphasé de 34,5 kV est en activité depuis 2010 sur la première ligne de 161 kV–50 Hz construite dans le pays.
- ▶ **Togo** : Des SWS en triphasé de 34,5 kV sont en activité sur 265 km de lignes en 161 kV–50 Hz. L'un des fils de blindage est un OPGW [CGFO ou câble de garde à fibre optique] isolé.
- ▶ **Burkina Faso** : Des SWS en triphasé de 34,5 kV sont en activité sur 330 km de lignes 225 kV–50 Hz. Un fil de blindage est un OPGW [CGFO ou câble de garde à fibre optique].

Schéma 9
Ligne de transmission SWS de 161 kV avec deux fils de blindage isolés, en Sierra Leone.



2.4 Alimentation des charges triphasées

Les réseaux MT en triphasé permettent aux zones rurales d'être approvisionnées au meilleur coût. Cependant, dans de telles situations, **l'approvisionnement en courant triphasé à destination des petites industries** a été un défi majeur. Cette lacune a été un obstacle majeur à la généralisation de l'utilisation de lignes monophasées dans de nombreux pays en développement. Dans certains cas, les pouvoirs publics ont été obligés de convertir les réseaux monophasés en triphasé dans un bref délai pour la mise en service des systèmes et à un coût considérable en raison des manifestations publiques hostiles et de la demande pour une alimentation triphasée.

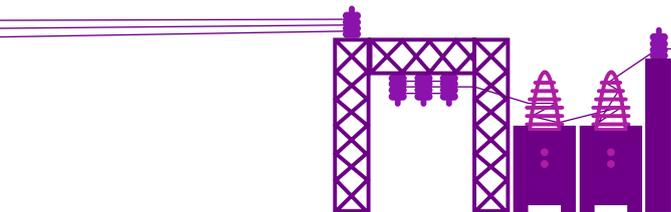
De nombreuses régions bénéficiant de l'électrification rurale ont vu le développement de petites industries, d'abord avec la conversion à l'énergie électrique de quelques industries existantes originellement alimentées par des groupes électrogènes au fioul, et par la suite avec la prolifération progressive d'un certain nombre de nouvelles industries. En fait l'existence de quelques applications agricoles ou industrielles alimentées par un moteur au fioul dans un village indique un niveau économique plus élevé et un plus grand potentiel pour un régime d'électrification rurale économiquement viable. Le coût plus faible de l'électricité à partir d'un réseau électrique, par rapport à l'électricité produite au fioul, permet aux industries rurales de devenir concurrentielles et conduit au développement économique progressif de la zone. Par conséquent, tous les efforts doivent être faits pour s'assurer qu'il y ait une

réponse adéquate envers les besoins en matière d'approvisionnement pour une utilisation productive de l'énergie.

Il y a des moteurs monophasés de grandes capacités qui peuvent satisfaire les charges de 20 kW additionnels. Cependant, à moins que la demande n'atteigne une masse critique suffisante, les installations pour préparer ces moteurs restent souvent hors de portée des industriels ruraux. Des convertisseurs de phase sont également disponibles pour les consommateurs approvisionnés à partir d'une ligne monophasée et qui ont besoin de puissance triphasée. En général, cependant, le problème persiste quant à l'entretien du nouveau type de moteurs et quant à la durabilité des convertisseurs de phase disponibles.

Lecture complémentaire

EUEI PDF, GIZ (2011). Productive Use of Energy – PRODUSE. A Manual for Electrification Practitioners. <http://euei-pdf.org/thematic-studies/productive-use-of-energy-produse>



Considérations techniques

Les moteurs triphasés sont plus efficaces, ont un meilleur couple au démarrage, sont de plus petite taille pour une puissance comparable et impliquent un coût moindre que les moteurs monophasés. Toutefois, si le coût supplémentaire pour l'obtention d'un service en triphasé est également pris en considération (par exemple, des coûts additionnels de connexion au service et une installation interne), les coûts d'investissement sont souvent plus bas pour une solution en monophasé. Par conséquent, il est préférable de rechercher les possibilités de retenir le développement du réseau monophasé, tout en offrant des solutions de rechange pour les consommateurs nécessitant une alimentation pour les charges de moteur plus élevées.

Utilisation des moteurs monophasés de grandes tailles

Les moteurs monophasés peuvent être utilisés efficacement pour les petites charges industrielles à capacités beaucoup plus grandes que celles appliquées actuellement dans la plupart des pays en développement. Habituellement, il y a un bon approvisionnement de moteurs monophasés jusqu'à environ 5 kW. La limite supérieure pour la disponibilité des moteurs monophasés peut être traitée à environ 15 kW dans la plupart des pays. Les moteurs monophasés Written Pole sont disponibles de 20 kW à 60 kW, mais ne sont généralement pas disponibles dans les pays en développement. En outre, une augmentation de la taille des moteurs monophasés entraîne un coût plus élevé des moteurs et une efficacité moindre par rapport aux moteurs triphasés de même capacité. Il convient de noter que des tentatives sont faites dans

certains pays de fabriquer localement des moteurs monophasés de bon rendement et de grande capacité, par exemple par l'Université de Witwatersrand en Afrique du Sud.

Convertisseurs de phase

L'utilisation de convertisseurs de phase a été l'approche traditionnelle pour une plus grande capacité de puissance motrice dans les pays qui ont de vastes réseaux monophasés, comme les États-Unis. L'insistance des autorités en matière d'électrification en Afrique du Sud et en Tunisie sur l'approvisionnement de puissance monophasée dans les zones rurales a également conduit au développement d'une industrie locale dans ces pays pour les convertisseurs de phase.

Les convertisseurs de phase fonctionnent sur le principe suivant : les moteurs triphasés peuvent être démarrés à l'aide d'un condensateur en série, avec la troisième borne du moteur afin de créer un décalage de phase. Les convertisseurs de phase utilisent généralement deux condensateurs – un pour le démarrage, et l'autre pour les conditions de fonctionnement. Le condensateur de démarrage est en série avec un relais de détection de tension, et il est éteint lorsque le moteur est en marche. Le condensateur de marche est dimensionné pour équilibrer les tensions à une capacité de charge particulière (généralement autour de 50 % à pleine charge). Puisque le condensateur de marche est fixé, l'équilibrage de tension à chaque extrémité (près de 0 % et 100 % à pleine charge) est assez limité. Sans un condensateur de marche, un convertisseur statique produit environ 50 % à 60 % de la puissance de la plaque signalé-

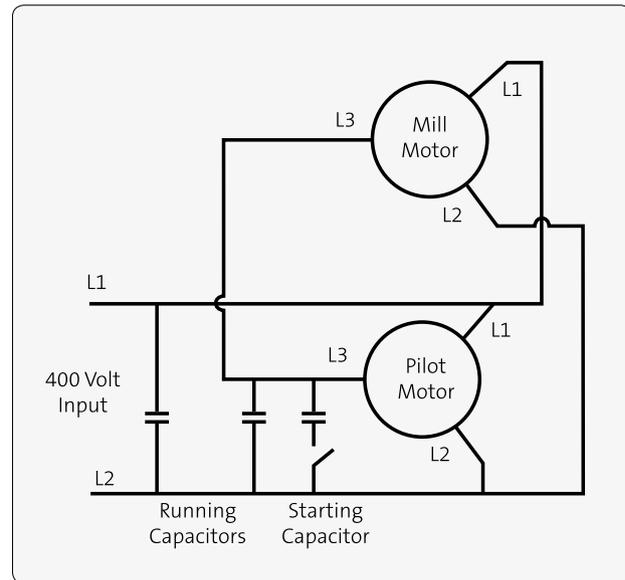


tique. Quand un condensateur de marche est ajouté, la puissance nominale atteint jusqu'à environ 70%. Dans la pratique, les moteurs doivent donc être déclassés à environ deux-tiers de la puissance mentionnée, à moins qu'ils ne fonctionnent que pour de courtes périodes lorsque les effets de chauffage ne jouent pas de rôle important.

Un **convertisseur statique** est la phase la plus simple de la technologie de conversion de phase, comprenant seulement les condensateurs et le relais de démarrage. Il est appliqué aux bornes du moteur triphasé en question.

La commutatrice est une technologie supérieure : un moteur pilote est fourni avec les condensateurs de démarrage et les condensateurs de marche ; les bornes triphasées du moteur pilote fournissent une alimentation triphasée à un ou plusieurs moteurs triphasés qui doivent être activés. Les commutatrices atteignent un meilleur équilibre de tension et peuvent être utilisées de façon très efficace pour les applications les plus communes dans les zones rurales. Elles sont conçues pour supporter la charge maximale du moteur pouvant être émise. Elles ont aussi l'avantage d'être capable d'alimenter plus d'un moteur à partir du même moteur pilote.

Schéma 10 Diagramme schématique d'un convertisseur de phase



Source : Jim VanCoevering, NRECA

Cependant, lors de l'utilisation de convertisseurs de phase rotatifs, la qualité de la puissance n'équivaut pas à une alimentation triphasée parfaitement équilibrée : les couples de démarrage peuvent ne pas être de la même qualité, et l'équilibre de tension n'est pas uniforme sur une large gamme de fonctionnement. En outre, la tension d'alimentation doit être de 400 V, ce qui nécessite un transformateur abaisseur de tension séparé (19 kV/400 V) avec un transformateur 400 V/230 V pour la charge d'éclairage. La puissance du moteur pilote peut être d'environ 125 % de la charge du moteur prévue dans les locaux. Les convertisseurs de phase créeront également une charge inductive supplémentaire, en utilisant des condensateurs de correction du facteur de puissance aux bornes d'entrée en monophasé lorsque le simple fait d'approvisionner de grandes charges peut contrer ce problème.

Les convertisseurs de phase numériques à semi-conducteurs sont les dernières avancées en matière de technologie de convertisseur de phase. Cette technologie de pointe utilise un processeur de signal numérique (DSP). Le DSP contrôle constamment et immédiatement le processus de conversion de phase, en ajustant l'entrée et la sortie du convertisseur pour maintenir la puissance équilibrée aux trois supports dans toutes les conditions de charge variables. Ces convertisseurs de phase permettent un excellent couple de départ et sont également faciles à entretenir car ils n'ont pas de pièce mobile.

Les applications les plus exigeantes pour une alimentation triphasée parfaitement équilibrée sont issues de machines à commande numérique par ordinateur (CNC) qui sont utilisées dans des applications spéciales telles que la fabrication de métaux. La charge en constante évolution des machines CNC entraîne une demande actuelle d'alimentation triphasée très variable et les convertisseurs de phase numériques à semi-conducteurs représentent la solution idéale pour de telles applications.

Ces applications spécialisées sont cependant rarement présentes dans les charges rurales des pays en développement.

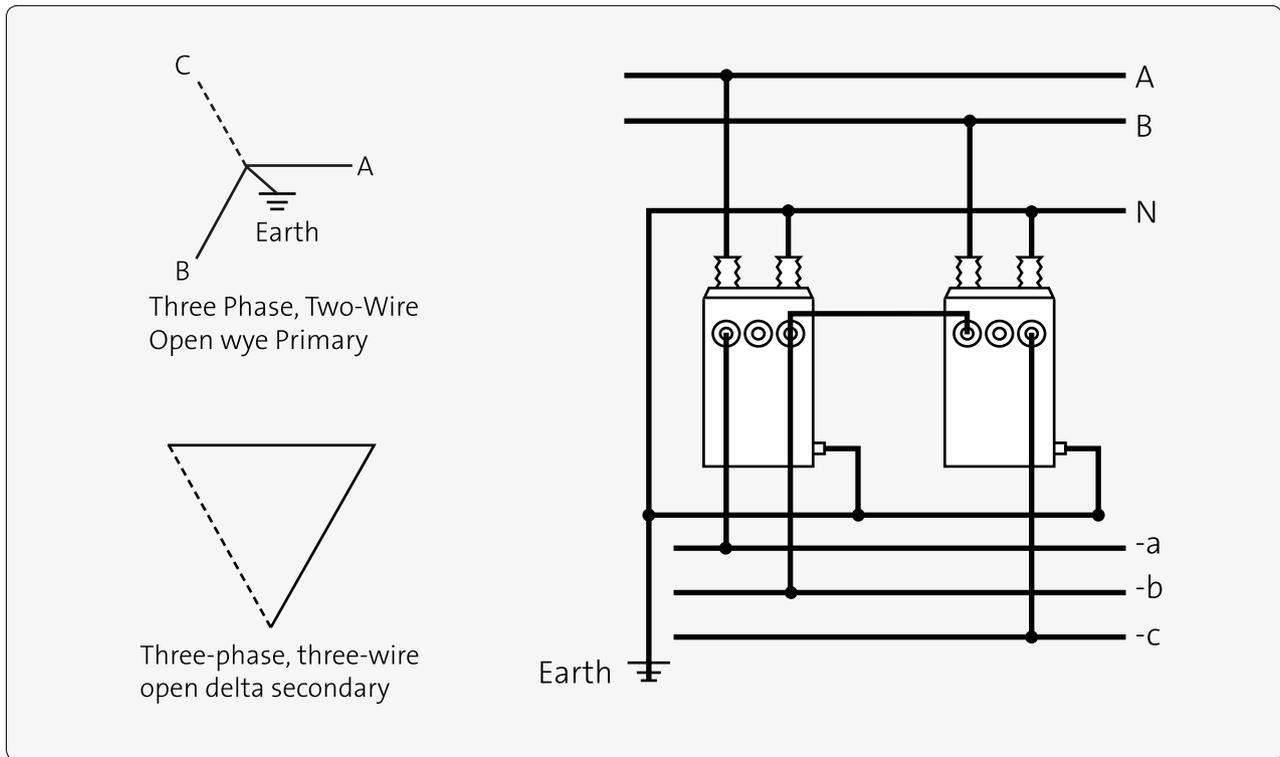
Connexion de transformateur ouvert en triangle ouvert :

Lorsque l'approvisionnement en MT biphasé est disponible, il est possible de créer une alimentation BT triphasée en connectant deux transformateurs dans une formation « ouverte en triangle ouvert » et en utilisant un retour à la terre. Un schéma représentant cette connexion est proposé ci-dessous.

Afin de faciliter cette connexion, les transformateurs doivent être en 33 kV/400 kV – contrairement aux unités en 19,2 kV/230 V normalement utilisées dans un système phase-neutre, ou les unités en 33 kV/230 V utilisées dans un système phase-phase pour une puissance d'éclairage en monophasé à 230 V. Par conséquent, lors de la construction d'un transformateur ouvert en triangle ouvert, un transformateur séparé de 400/230 V doit être utilisé pour fournir la charge d'éclairage dans les locaux. Ainsi, lorsque cette technologie sera utilisée, il y aura (i) un circuit de



Schéma 11 Connexion de transformateur ouvert en triangle ouvert



Source : Jim VanCoevering, NRECA



charge moteur triphasé à trois fils de 400 V, et (ii) une alimentation séparée de 230 V en monophasé pour les locaux. Chaque alimentation a aussi besoin d'un compteur séparé.

Recommandations

Lors d'une étude récente pour les projets pilotes d'électrification rurale, réalisée en Tanzanie, les consultants de la NRECA ont recommandé la stratégie suivante pour répondre aux exigences de charge triphasée que connaissent les zones rurales :

- ▶ Pour les charges de moteur de 5 kW ou moins : Utiliser un approvisionnement en 230 V monophasé. La différence de coût entre la faille de service en monophasé et en triphasé ne rend pas la solution en triphasé plus rentable pour le consommateur, et l'alimentation de moteurs monophasés jusqu'à hauteur de 5 kW peut raisonnablement être atteinte.
- ▶ Pour les charges de plus de 5 kW : Utiliser des convertisseurs de phase pour convertir une alimentation monophasée en service quasi-triphasé pour alimenter des moteurs en triphasé à 400 volts standards.
- ▶ Pour assurer un approvisionnement triphasé bien équilibré afin de répondre à de plus grandes charges de moteur : Utiliser deux embranchements latéraux MT à deux fils en phase-phase, et les connexions ouvertes des transformateurs en triangle ouverts.

Toutes ces recommandations ci-dessus peuvent représenter une approche raisonnable pour résoudre le problème des charges triphasées dans les régimes d'électrification rurale. Cependant, la situation dans chaque pays doit être examinée dans le contexte des charges de moteur théoriques, la disponibilité des équipements et des préférences des consommateurs. En outre, on peut noter que l'éducation des consommateurs et la facilitation de disponibilité des équipements sont des éléments essentiels d'un programme d'électrification rurale durable.



2.5 Comparaison des options technologiques de distribution

Un résumé des principales caractéristiques ainsi que les avantages et les inconvénients respectifs des différentes options pour le développement du système de distribution pour alimenter les charges rurales à faible densité sont indiqués ci-dessous.

Les critères de sélection des alternatives de distribution à faible coût pour les zones rurales peuvent être résumés comme suit :

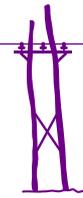
- ▶ **Le SWER** a vocation à être appliqué lorsque la densité de charge est suffisamment petite et que les taux de croissance de charge prévus ne sont pas suffisam-

ment élevés pour avoir besoin d'une mise à niveau du système pendant quelques années.

- ▶ **Le SWS** offre la meilleure solution pour atteindre les zones reculées pour lesquelles l'accès par le biais d'une ligne de transmission est facilement disponible.
- ▶ **Les branchements latéraux monophasés** (Phase-Neutre ou Phase-Phase) sont les plus à même d'être appliqués lorsque la densité de charge ne permet pas de mettre en œuvre les options de distribution de MT à moindre coût décrites ci-dessus. Le nouveau développement peut comprendre une infrastructure en triphasé, ou alors les branchements latéraux monophasés peuvent être exploités à partir des lignes triphasées existantes.
- ▶ **Les infrastructures triphasées et les branchements latéraux** sont une technologie standard applicable lorsque la densité de charge est suffisamment élevée.

Tableau 2 Comparaison des technologies de distribution

Caractéristiques	Monophasé	SWER	SWS	Triphasé
Capacité d'approvisionnement de charge	Ph-Ph : 2 x Ph-N	≈ 1.5 x Ph-N	Nettement supérieure du fait que la section transversale du conducteur soit plus élevée	6 x Ph-N
% de chute de tension comparé aux chutes en triphasé	Ph-N : 6 fois Ph-Ph : 2 fois	≈ 4 fois	petit	1



Suite du Tableau 2

Caractéristiques	Monophasé	SWER	SWS	Triphasé
Coûts d'investissement sur le ratio des coûts en triphasé	Environ 70 % à 75 % du triphasé (incluant les économies de réseau BT)	Moins de 40 % du coût réduit 3-Ph selon le terrain et l'utilisation des portées plus longues	Aucun coût MT significatif à proximité de la ligne de transport	1
Niveaux de tension MT habituels en kV	Ph-N : 19.05, 12.7 kV Ph-Ph : 33, 22, 11 kV	19.05, 12.7 kV	Généralement autour de 33 kV	33, 22, 11 kV
Problèmes liés au choix technologique	Ph-Naura besoin d'un système MT à 4 fils Ph-Ph pouvant être facilement étendu à partir d'un courant MT à 3 fils	La conception du système de masse nécessite une attention particulière. Des précautions doivent être prises contre le vol et le vandalisme à l'encontre du système de masse.	Les centrales d'approvisionnement doivent être situées à proximité des lignes de transport d'énergie	Technologie standard
Utilisation des transformateurs en triphasé	Possible	Possible	Possible	Possible
Utilisation des transformateurs en triphasé	Ph-N : impossible Ph-Ph : Possible avec un système en Y ouvert à triangle ouvert	Impossible	Possible avec SWS triphasé	Possible
Pays ayant des applications réussies	USA, Canada, Afrique du Sud, Tunisie, Philippines, Thaïlande, Bangladesh, nombreux pays en Amérique du Sud	Nouvelle-Zélande, Australie, Brésil, Afrique du Sud, Tunisie	Ghana, Laos, Brésil, Togo, Burkina Faso	Largement utilisé dans tous les pays

Note : La comparaison concerne les systèmes MT. Le monophasé inclut à la fois le Phase-Neutre (Ph-N) et le Phase-Phase (Ph-Ph). Le triphasé est indiqué par 3-Ph. Les capacités de production de charge et les chutes de tension sont exprimées en termes approximatifs car ceux-ci varient en fonction de la taille des conducteurs utilisés. Les ratios de transfert de charge sont basés sur l'utilisation de la même taille de conducteur et la chute de tension est calculée sur le même transfert de puissance.



2.6 Questions liées à la conception et à la construction

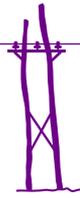
Ce manuel met l'accent sur la sélection des options technologiques d'alimentation appropriées à faible coût. Cependant, une fois qu'une option technologique est sélectionnée, et lors de la conception d'un réseau, l'attention devrait également être accordée à d'autres problèmes de conception et de construction qui pourraient entraîner une réduction de coûts appropriée. Bien qu'il existe de nombreuses possibilités pour une telle optimisation des coûts dans les pratiques établies dans les pays en développement, les principaux domaines sur lesquels l'attention peut être portée sont brièvement indiqués ci-dessous :

Choisir les travées appropriées : Souvent, les travées de ligne sont arbitrairement choisies, en raison des pratiques antérieures ou même des intérêts économiques des entrepreneurs ; et se traduisent donc souvent par un surinvestissement. Limiter le nombre des supports en ligne et du matériel associé destiné au sommet du poteau peut entraîner une réduction substantielle des coûts. Le cas échéant, les conducteurs à haute résistance avec une plus grande teneur en fil d'acier devraient être choisis pour augmenter les travées de ligne.

Sélectionner les tailles appropriées du conducteur

Souvent, standardiser les tailles du conducteur (par exemple ACSR 100 mm² dans de nombreuses compagnies publiques africaines) a inutilement entraîné une augmentation des coûts dans les zones rurales. Le dimensionnement du conducteur devrait être déterminé en tenant soigneusement compte de la charge à transporter (y compris pour les besoins futurs). En outre, la fonction de la ligne (c'est-à-dire l'infrastructure ou le branchement latéral) doit être prise en considération.

Réduire au minimum les réseaux BT peut produire une réduction substantielle des coûts. À cet effet, les petits transformateurs monophasés peuvent être utilisés conjointement avec une augmentation des branchements latéraux MT à une taille plus petite de conducteur. Les transformateurs monophasés utilisés sont souvent dans une gamme de 5, 10, 15 et 37,5 kVA. Ces transformateurs peuvent également être en type de fractionnement de 240/480 volts si cela se justifie par la charge à alimenter. Les réseaux BT peuvent également être construits avec des conducteurs de calibre inférieur (lignes aériennes torsadées – « ABC » ou « airdac »), ce qui est facilité par l'utilisation de transformateurs de taille plus réduite.



Optimisation des coûts de l'extension du réseau au Bénin

Dans le programme d'électrification rurale du Bénin, des économies substantielles pour l'extension du réseau ont été réalisées grâce à une approche optimisée, y compris

- ▶ L'optimisation de la taille des conducteurs et le mélange de fils (Aluminium/acier),
- ▶ L'optimisation des portées de conception
- ▶ L'utilisation de faisceaux de câbles avec une petite portion transversale,
- ▶ L'utilisation de poteaux de bois pour les lignes droites et les angles réduits,
- ▶ La réduction du dégagement minimum au sol pour les conducteurs BT semi-rigides, et
- ▶ La construction de lignes mixtes MT/BT avec des poteaux intermédiaires.

Les économies de coûts associées aux mesures ci-dessus ont permis une augmentation de plus de 80% de l'objectif initial de connexion avec le même budget.

Lecture complémentaire

ESMAP (2006). World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) Technical Paper 104/06: Sub-Saharan Africa –Introducing Low Cost Methods in Electricity Distribution Networks. Disponible en ligne à l'adresse http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/IW3P/IB/2007/11/21/000310607_20071121120956/Rendered/PDF/415990AFR0Elec1n0ESMAP-010401PUBLIC1.pdf

Club-ER (2014). Benin: Cost optimisation of grid extension for rural electrification. Best practices of CLUB-ER's Members. Disponible en ligne à l'adresse <http://www.club-er.org/index.php/en/ressources-et-forum/ressources-documentaires/viewdownload/88-les-bonnes-pratiques-du-club-er/701-benin-cost-optimization-of-grid-extension-for-rural-electrification.html>

Club-ER (2010). Potential reductions in rural electrification distribution costs. Disponible en ligne à l'adresse <http://www.club-er.org/index.php/en/activites-du-club-er/activites-thematiques/groupe-reduction-des-couts.html>









3. Expansion⁷ du transport à bas coût

La vaste étendue du territoire à couvrir, combinée avec des charges dispersées de quantité relativement faible représente un défi particulier pour l'électrification rurale en Afrique subsaharienne. Ces caractéristiques ont rendu l'application des technologies généralement adoptées pour les extensions d'acheminement très peu rentables. Dans le chapitre précédent, l'inadaptation des méthodes traditionnelles utilisées pour le développement des réseaux de distribution ont fait l'objet de débats en comparaison avec les technologies alternatives appropriées qui répondent aux caractéristiques particulières des zones rurales à faible densité de charge. Il existe un problème similaire en ce qui concerne les extensions du réseau de transmission et les sous-stations de réseau associées. Ce chapitre traitera des technologies appropriées pour une conception rentable des extensions du système d'acheminement pour respecter les charges rurales à faible densité.

Actuellement, dans la plupart des pays en développement, les expansions du réseau d'acheminement pour desservir les charges rurales sont fondées sur les mêmes **normes utilisées pour le réseau principal d'acheminement**, développé pour un système de haute fiabilité avec :

- ▶ La construction d'un pylône en acier pour les lignes d'acheminement
- ▶ Des sous-stations de grande fiabilité souvent avec des doubles barres d'alimentation
- ▶ Des disjoncteurs pour chaque ligne
- ▶ La capacité des transformateurs de secours avec un transformateur supplémentaire afin de pallier aux pannes de chacune des unités
- ▶ Une philosophie de protection de haut niveau nécessitant l'utilisation des batteries de la station.

Ces systèmes robustes et d'excellente fiabilité sont nécessaires pour un réseau d'acheminement national afin de desservir les principales charges urbaines en tenant compte de l'importance économique des charges desservies. **Les charges rurales** impliquent cependant des exigences différentes :

- ▶ La priorité est de permettre l'acheminement économique de l'énergie en gros sur de longues distances tout en répondant à des normes techniques de chute de tension et des pertes de lignes.
- ▶ Les lignes n'ont pas besoin d'être aussi robustes et résistantes aux pannes que celles utilisées dans les zones urbaines ; de grandes interruptions d'approvisionnement en cas d'urgence peuvent être tolérées.

7) Cette section a été préparée en utilisant des informations extraites de la présentation de M. Jim VanCoevering de la National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) International, lors de l'atelier à Arusha des 3 et 4 septembre 2013. La présentation est disponible à l'adresse <http://euei-pdf.org/dialogue-events/aei-workshop-on-low-cost-on-grid-electrification-technologies>



- Une installation alternative d'alimentation – lorsqu'un élément au sein du réseau est perdu au cours d'une panne (philosophie N-1 philosophy) – n'est généralement pas exigée pour les charges rurales.

Un autre aspect à considérer demeure **la limitation des réseaux MT** à s'adapter aux longues distances exigées pour desservir les zones rurales. En l'absence de normes adéquates concernant les extensions de ligne de transmission rurales à faible coût, de nombreux pays ont étendu les lignes MT sur de longues distances de manière inappropriée, obtenant ainsi des rendements de tension insuffisants. En outre, il est également impossible de réaliser des extensions pour alimenter les villes et les peuplements adjacents, et l'ajout de nouvelles charges au fil du temps rend ces lignes MT inutilisables en quelques années en raison de la dégradation aggravée de la tension. Souvent, les extensions MT ont été construites à partir d'un certain nombre de sous-stations de réseau adjacentes pour alimenter une zone intermédiaire entre ces stations de réseau, tout en étant incapable de fournir la charge en développement.

Le concept de **fiabilité d'approvisionnement électrique** est souvent confondu avec le niveau de tension. Généralement, il est exact que la fiabilité d'approvisionnement devrait augmenter à chaque tension d'alimentation plus élevée ; c'est-à-dire d'une Basse Tension (BV, 230 V) à une Moyenne Tension (MT, 11 kV et 33 kV) à une Haute Tension (HT, 132 kV, 230 kV, etc). Toutefois, cela est dû au fait que, à chaque niveau de HT, la charge servie et la zone couverte sont plus grandes. Une évaluation plus réfléchie des niveaux de fiabilité requis doit cependant tenir compte de la quantité de charge servie, de l'impact économique des pannes (par exemple, les charges industrielles servies) et les aspects non tangibles tels que la sécurité (caractère stratégique des endroits servis, l'exigence d'éclairage pour les routes et les lieux publics, les postes de police, etc.) et le service public (hôpitaux, installations gouvernementales). De ce point de vue les exigences de niveau de fiabilité d'une ligne rurale de 132 kV devraient être équivalentes ou même inférieures à celles d'un réseau de 11 kV ou 33 kV qui desservent des zones urbaines plus denses. Il faut se rappeler que, dans le cadre de l'approvisionnement de telles charges rurales, il s'agit souvent de choisir entre l'approvisionnement d'une alimentation à un niveau acceptable de fiabilité et à des coûts raisonnables ou une offre inexistante.

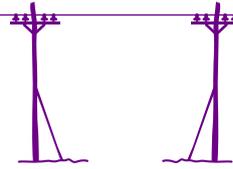


La question posée peut alors être résumée dans les termes suivants :

- ▶ De nombreuses charges rurales se trouvent à des distances considérables de stations de réseau existantes qui sont trop petites pour pouvoir justifier économiquement l'utilisation des normes actuellement en vigueur concernant les lignes d'acheminement et les stations de réseau.
- ▶ Les lignes MT ne peuvent pas répondre aux exigences de tension imposées par les longues distances et les ajouts de charge possibles au fil du temps.
- ▶ Le choix économique réside souvent entre la fourniture d'électricité à un coût raisonnable aux normes de fiabilité et à des conditions d'approvisionnement inférieures à celle des zones urbaines ou alors une offre inexistante.

Lignes de transport aux États-Unis

Les systèmes d'électrification rurale aux États-Unis se sont abstenus, avec succès, d'utiliser les normes urbaines lors de l'extension des lignes de transmission et des stations pour desservir les zones rurales. L'utilisation de lignes sur poteaux en bois à 138 kV et 161 kV est une pratique courante. Les stations rurales sont également construites en utilisant des techniques simplifiées à des niveaux de fiabilité moindres.



3.1 Lignes de distribution à bas coût

Lorsque la tension de distribution la plus élevée (généralement de 33 kV dans les pays d'Afrique subsaharienne) est insuffisante pour répondre aux besoins actuels, et prévus à terme, des charges dans des zones non desservies, les extensions de distribution doivent être construites si la distribution doit être respectée. Compte tenu des charges plus petites et les exigences de fiabilité inférieures, certaines des normes utilisées pour les zones urbaines peuvent être assouplies. La baisse des coûts en résultant saura également satisfaire la justification économique pour la distribution d'un tel approvisionnement dans les zones rurales éloignées. Les techniques suivantes ont été appliquées avec succès aux États-Unis et ailleurs dans des circonstances similaires :

Courts tronçons de ligne sur les lignes de distribution existantes :

Dans certains cas, il est possible d'exploiter une ligne de transport existante passant par la zone à desservir. Le nouveau poste peut alors être alimenté à l'aide d'un embranchement court. Cette application est idéale lorsque la station de réseau la plus proche est à une distance considérable, car elle réduit les coûts des nouvelles cellules HT et les longues lignes de transmission pour alimenter la nouvelle station. Ces stations intermédiaires peuvent également être utilisées pour réduire les longueurs de lignes de couverture MT des postes de réseau adjacents.

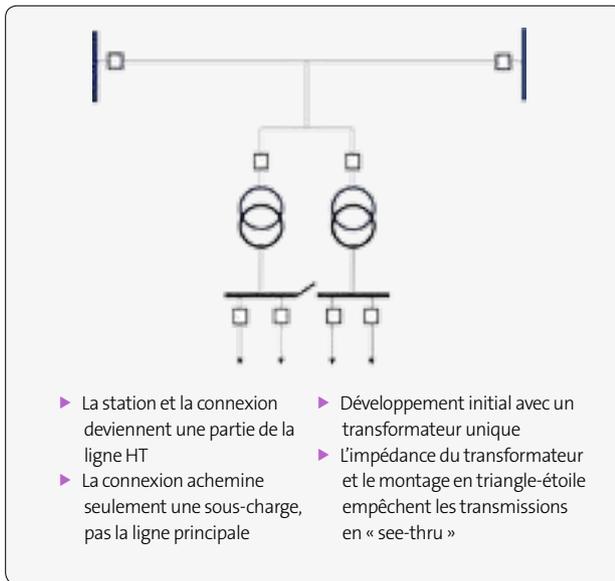
Lorsque cette méthode est utilisée, l'embranchement court et le rail HT de la station deviennent effectivement une partie de la ligne de distribution principale. Dans la plupart des situations, cela augmenterait le risque de pannes pour la station rurale, par rapport à un poste alimenté par une ligne de distribution dédiée. La fiabilité de la ligne de distribution desservant elle-même d'autres charges n'est pas réellement affectée si la ligne secondaire est courte. Ainsi, le compromis devrait être acceptable pour alimenter des charges rurale⁸, en particulier lorsque les réductions conséquentes de coût sont possibles.

Zonage de protection à distance

Lorsqu'on utilise l'option d'exploitation de la ligne au-dessus, il faut réaliser un zonage de distance de protection de la ligne de distribution particulière. Le point de prise doit se situer dans la zone 1 (habituellement environ 90% de la longueur de ligne) des systèmes de protection à distance des deux extrémités afin de permettre un dédouanement rapide de toute faille sur la ligne secondaire ou sur le poste. Toutefois, cela ne devrait pas être un problème car il y a habituellement une capacité MT suffisante dans les 10% de la longueur de la ligne à partir d'une station existante pour alimenter toute nouvelle zone rurale et la présence d'une nouvelle station de réseau n'est pas nécessaire à une distance aussi réduite.

8) Si la ligne de transmission est un câble radial, il n'y aura pas de perte de fiabilité pour le nouveau poste rural

Schéma 12 Exemple d'utilisation d'une connexion sur une ligne de distribution



Source : Jim VanCoevering, NRECA

L'impédance du transformateur HT/MT doit être suffisamment élevée pour empêcher le relais zonal de revenir au transformateur du côté MT. Encore une fois, ce n'est pas un problème en particulier pour les transformateurs de petite taille utilisés pour les postes de réseaux ruraux. La distance de la ligne secondaire doit également être maintenue dans certaines limites de sorte qu'elle soit bien couverte par le relais de zone. En outre, tout défaut d'équipement de haute tension jusqu'au transformateur (tels que les parafoudres, commutateurs, disjoncteurs) est inclus dans la zone. Cependant, les défaillances de ces équipements doivent être extrêmement rares pour provoquer un impact sur le rendement de la ligne de transmission principale.

Sélection des supports de ligne

Habituellement, les lignes de transmission sont construites avec des tours d'acier en treillis et sont d'une construction robuste. Elles sont conçues pour être rigide et ont donc des modes pour réagir en cas de défaillance catastrophique. Une insuffisance sur le pylône entraîne une destruction complète ; la restauration implique un remontage complet d'une nouvelle tour et prend un temps considérable. Pour cette raison, le coefficient de sécurité est également élevé. Cependant, le facteur de sécurité élevé augmente également les coûts. Bien que ce soit acceptable pour les principaux composants d'un réseau national, ce n'est pas rentable en pratique dans les zones rurales. Il convient donc d'examiner différentes variantes de construction qui fournissent le niveau de fiabilité approprié pour les zones rurales à faible densité tout en maintenant les coûts à des niveaux acceptables.



Poteaux en bois utilisés aux États-Unis

Les espèces utilisées pour les poteaux en bois aux États-Unis sont principalement le cèdre rouge de l'Ouest ou thuya, le cèdre blanc du Nord, le sapin de Douglas, les mélèzes et pins du Sud. Les gardes au sol pour les lignes de transmission de 138 kV sont en pratique d'environ sept mètres (23,1 pieds) aux États-Unis, le long des routes et des allées accessibles à la circulation, alors qu'il est d'environ 5,8 m (19,1 pieds) pour les zones accessibles uniquement à la circulation piétonne. Ainsi, des lignes de 138 kV peuvent être facilement construites avec des poteaux de l'ordre de 15 m ou 18 m (50 ou 60 pieds). Des traitements de préservation bien développés, des niveaux minimaux de conservation et des régimes d'essai spécifiques, dans la pratique aux États-Unis, ont permis l'utilisation de ces poteaux sur des lignes de transmission pour des périodes de plus de 50 ans. Les instructions spécifiques exigent également une incision profonde ou un

perçage radial pour atteindre une profondeur minimum de pénétration de conservation jusqu'à l'aubier, en particulier pour la zone autour de la ligne de masse (jusqu'à 2 pieds ou 60 cm au-dessus du sol et 4 pieds ou 1,2 m au-dessous du sol) afin d'assurer une utilisation prolongée en activité. Cependant, de tels poteaux d'une aussi bonne qualité doivent être importés en Afrique depuis les États-Unis, la Norvège ou la Suède. Le coût de ces poteaux en bois importés serait encore inférieur au coût des tours en acier.

Il faut relever que le Bangladesh importait des poteaux en bois des pays cités ci-dessus pour des lignes de distribution depuis un certain temps déjà (jusqu'à ce que les poteaux en béton précontraint soient devenus disponibles localement) avec des résultats très positifs quant à la longévité d'activité.

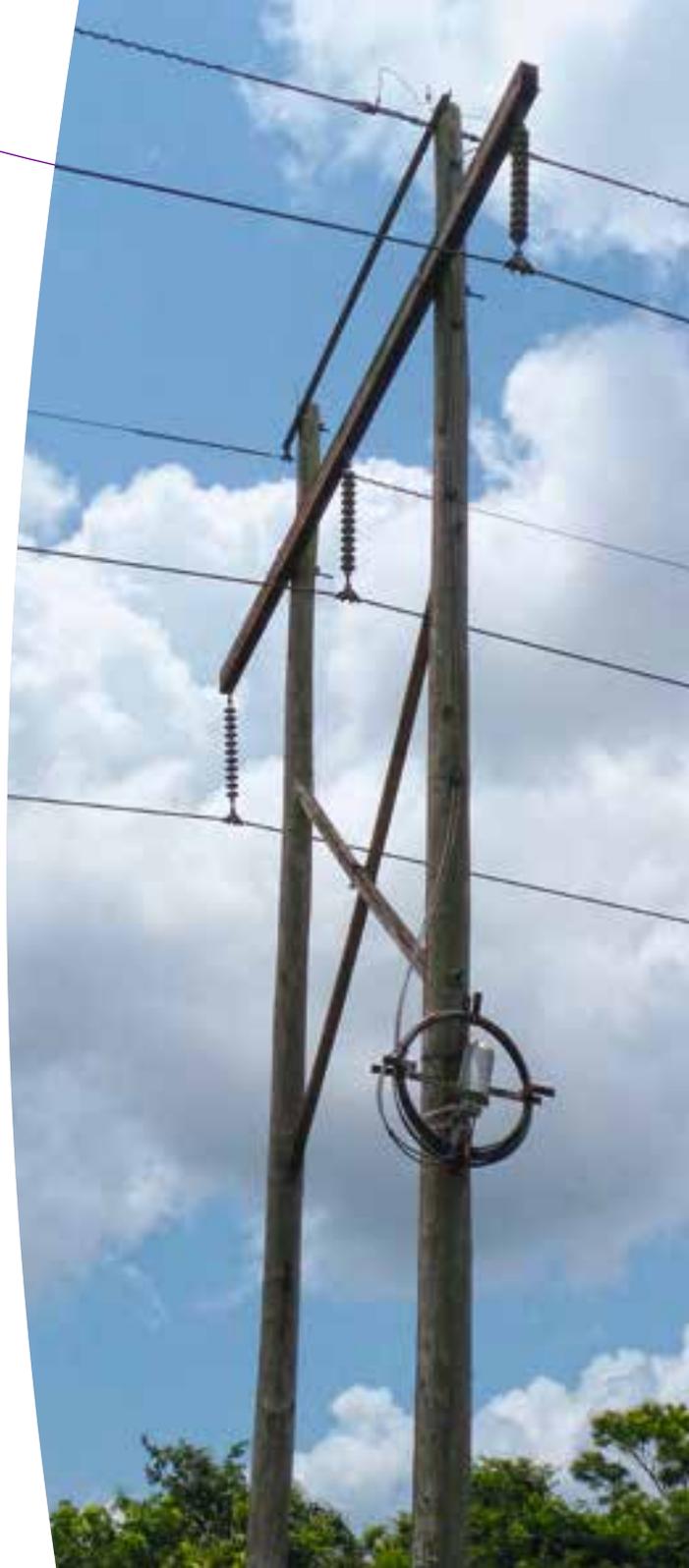
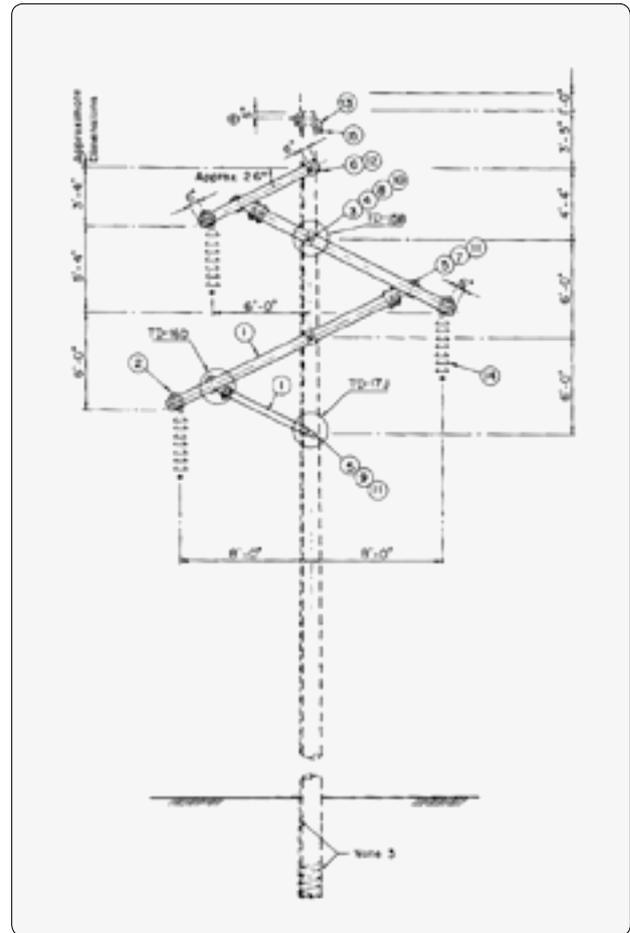
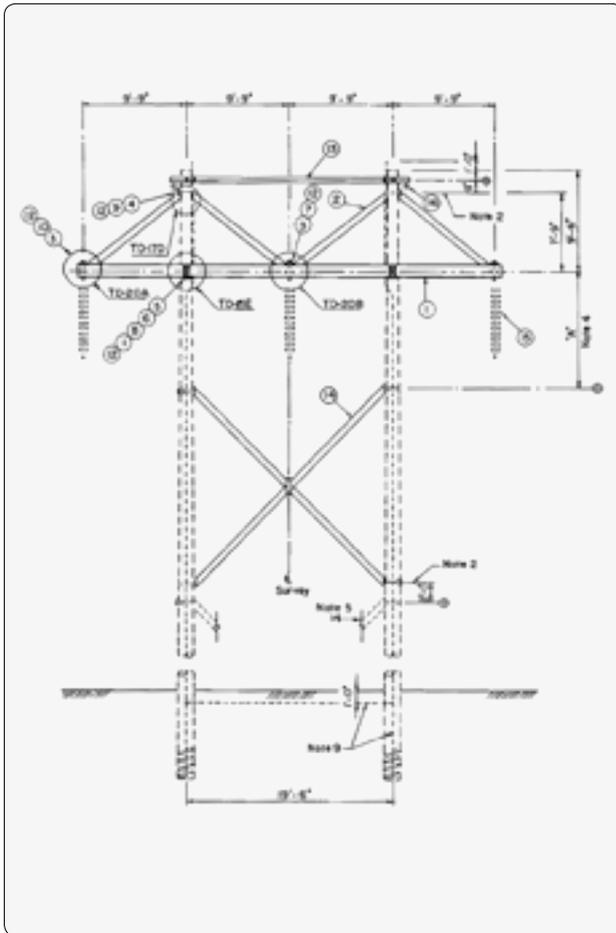
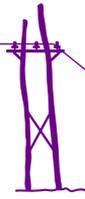




Schéma 13 et 14 Exemples de configurations de poteau utilisé aux É-U : Double bras tangent haubané (Tangent Wishbone Double Arm) pour un poteau en forme de H en 115 kV (droite) et 230 kV (gauche)



Source : Ministère américain de l'Agriculture, Agence de l'Aménagement rural (U.S. Department of Agriculture, Rural Development agency) : http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1728F-811.pdf



Aux États-Unis, les lignes de transmission de 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, et même de 230 kV, sont régulièrement construites en utilisant des poteaux de support de ligne. Ceux-ci peuvent être en bois, en béton ou en acier. Les supports peuvent être des poteaux à structure simple ou à double structure avec ou sans l'utilisation de barres de renforcement. Des chemins de câble sont utilisés pour des positions angulaires et les voies sans issue.

Les poteaux filés précontraints fabriqués localement sont une alternative réalisable et pratique pour les supports de ligne de transport. Ces poteaux peuvent être fabriqués en deux ou même trois sections qui peuvent être assemblées au moyen de brides boulonnées. Ces pôles multi-sections permettent également une facilité de construction. Dans une étude récente sur l'utilisation possible des poteaux en béton pour des lignes de transport de 132 kV en milieu rural au Bangladesh, deux types de poteaux en béton précontraints à double section de 20 m de long ont été recommandés ; l'un avec une force de résistance nominale à la rupture (RBS) de 13,8 kN et l'autre avec une RBS de 16,8 kN. L'étude a recommandé la conception des travées ci-dessous pour une charge éolienne de 200 km/h pour des lignes sur (i) poteau monopode et (ii) sur poteau double à entretoises croisées.







Tableau 3.1 Portée maximale pour des lignes de 132 kV sur un poteau monopode en béton pour une vitesse de vent de 200 km/h

Longueur de poteau et classe	Code du conducteur	Longueur de poteau et classe	Portée de la limite structurelle, en mètre	Portée de la limite au niveau du sol, en mètre
4/0 ACSR	Penguin	60 ft ou 18,28 m/N1	90	106
336.4 MCM ACSR	Linnet	60 ft ou 18,28 m/N0	94	105
477 MCM ACSR	Hawk	60 ft ou 18,28 m/N0	90	99
636 MCM ACSR	Grosbeak	60 ft ou 18,28 m/N0	89	88
795 MCM ACSR	Drake	60 ft ou 18,28 m/N0	94	80
954 MCM ACSR	Cardinal	60 ft ou 18,28 m/N0	87	75

Source : Étude internationale de la NRECA menée au Bangladesh pour des lignes de 132 kV sur poteaux en béton

Tableau 3.2 Portées maximales pour des lignes à 132 kV sur poteau à double entretoise croisée avec des vitesses de vent de 200 km/h

Taille du conducteur	Code du conducteur	Longueur de poteau et classe	Portée de la limite structurelle, en mètre	Portée de la limite au niveau du sol, en mètre
4/0 ACSR	Penguin	60 ft ou 18,28 m/N1	202	418
336.4 MCM ACSR	Linnet	60 ft ou 18,28 m/N1	210	371
477 MCM ACSR	Hawk	60 ft ou 18,28 m/N1	209	338
636 MCM ACSR	Grosbeak	60 ft ou 18,28 m/N1	208	311
795 MCM ACSR	Drake	60 ft ou 18,28 m/N1	213	291
954 MCM ACSR	Cardinal	60 ft ou 18,28 m/N0	202	277

Source : Étude internationale de la NRECA menée au Bangladesh pour des lignes de 132 kV sur poteaux en béton



3.2 Sous-stations raccordées au réseau à bas coût

Le coût des postes de réseau ruraux peut être sensiblement réduit de plusieurs manières sans nuire à ses principales exigences fonctionnelles. La plupart des postes de réseau construits exclusivement ou partiellement pour approvisionner les zones rurales fonctionneraient avec une alimentation haute tension (HT) de 132 kV. Alors que certains systèmes à 66 kV existent ; des tensions supérieures à 220 kV, etc. ne sont pas utilisées en Afrique subsaharienne car cette tension est normalement utilisée pour la distribution d'électricité en gros (par exemple, depuis les grandes centrales de production à destination des grands centres de consommation). Ci-dessous, sont présentées quelques mesures possibles de réduction des coûts des postes de réseau à haute tension pour approvisionner les zones rurales :

Omission des disjoncteurs de ligne HT et des rails collecteurs HT

La plupart des postes de réseau ruraux sont alimentés à partir d'une ligne à haute tension qui se termine à la sous-station. Alternativement, un embranchement HT à partir d'une courte ligne de transport existante peut être établi pour alimenter la station (sous les lignes de transmission, comme précédemment mentionnées). Dans les deux cas, un poste en milieu rural peut se passer de disjoncteurs de ligne HT et une installation de rails collecteurs complexe avec des travées distinctes pour les sections de chaque ligne et d'approvisionnement car l'exigence est une simple réduction de transformation pour approvisionner quelques lignes rurales MT. La conception de la sous-station peut donc être simplifiée pour n'inclure que la connexion au transformateur avec un coupe-circuit, ou circuit de commutation pour chaque transformateur de poste, laissant ainsi les disjoncteurs de ligne HT et les dispositifs de rails collecteurs.



Commutateur de circuit

Un commutateur de circuit est essentiellement un disjoncteur à courant de défaut nominal minimal. Aux États-Unis, il est aussi appelé un disjoncteur « chandelier » du fait de sa construction verticale. Ces disjoncteurs légers sont disponibles avec un seuil d'interruption jusqu'à 25 kA et peuvent être obtenus à un coût inférieur au coût des disjoncteurs standards les plus courants qui ont des cotes de courant d'interruption de plus de 40 kA. En raison des faibles niveaux de défaut généralement présents dans les périphériques de réseau de transmission qui alimentent les zones rurales, il est possible d'utiliser des disjoncteurs de faibles cotes d'interruption à moindre coût. Ainsi, il est conseillé de déterminer les cotes de défaut applicables sur site avant de faire un choix sur le disjoncteur devant être utilisé.

Omission du disjoncteur MT latéral secondaire

Les disjoncteurs secondaires MT sur chaque transformateur peuvent également être omis et actionnés par le commutateur de circuit latéral HT ou le disjoncteur. Chaque ligne d'alimentation MT sortante peut être protégée avec des réenclencheurs à un coût inférieur à un disjoncteur conventionnel.

Schéma 15 Commutateur de réglage 132 kV



Dispositif de protection

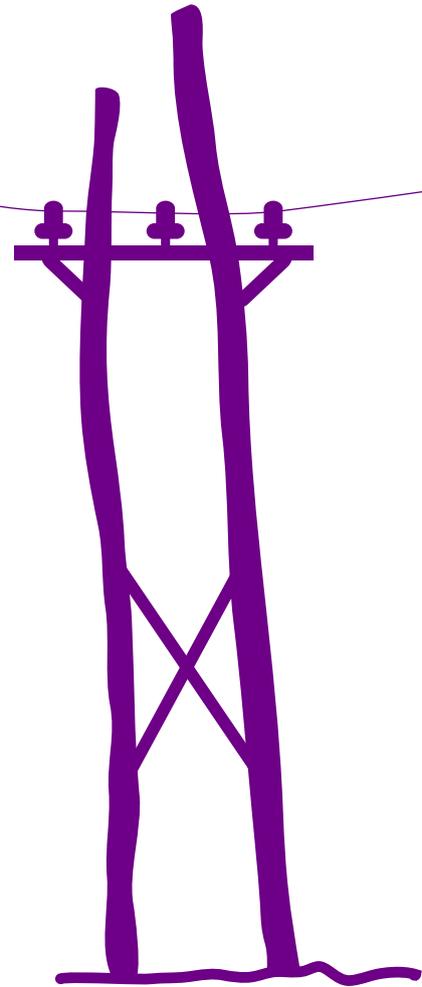
Le dispositif de protection pour un poste de réseau rural simplifié peut être réalisé comme suit :

Sur le côté HT, les transformateurs de courant du transformateur de puissance sont utilisés pour détecter le différentiel et contrôler les surcharges (comme appoint), et actionnent le commutateur de circuit pour le transformateur.

Du côté MT également, le transformateur de courant dans le transformateur de puissance agit comme entrée à la fois pour protéger des surintensités et des défauts de masse sur le port MT, et agit encore une fois sur le commutateur de circuit du transformateur. Le commutateur de circuit est conçu comme un disjoncteur et ne contient pas de transformateur de courant.

Omission d'un second transformateur

La pratique habituelle d'avoir deux transformateurs pour permettre qu'une panne de l'un puisse être captée par l'autre (fiabilité N-1 pour les transformateurs) peut être supprimée. Les pannes de transformateurs sont très rares, en particulier avec des transformateurs à charge inférieure dans une installation rurale. Dans le cas improbable d'un enroulement de court-circuit sur le transformateur, la panne durera jusqu'à ce qu'un nouveau transformateur puisse être transporté et installé sur le site. Afin de faire face à un tel événement rarissime, il serait plus économique de conserver une paire de transformateurs supplémentaires de puissance similaire pour toute la centrale plutôt que de dupliquer les transformateurs à chaque poste de réseau.





Régulation de tension

Les transformateurs sur les réseaux ruraux ne doivent pas être équipés de changeurs de prises (OLTC), appelés aussi régulateurs en charge. Pour faire face à toute baisse de tension du système HT, les transformateurs peuvent être fournis avec des réglages de prise hors charge ; l'alimentation peut être momentanément interrompue à des fins de contrôle de tension sur le côté BT. Les régulateurs de tension MT (généralement 33 kV) monophasés autonomes sont également disponibles et peuvent être installés au besoin. Lors de l'installation d'un nouveau poste de réseau rural, il est préférable de conserver un espace pour que de tels régulateurs de tension puissent être utilisés en cas de besoin lorsque la charge se développe.

Service et entretien

Les stations peuvent être des unités autonomes évitant la nécessité d'un complément substantiel de personnel de service ainsi que des installations comme les services d'eau et d'égout. Un système localisé de surveillance, de contrôle du système et d'acquisition de données (système SCADA) pourrait être installé pour communiquer des informations de chargement et fournir des alarmes pour disjoncteur lorsque celui-ci se déclenche, etc., qui peuvent être suivies par des équipes de dépannage sur appel.



Schéma 16 Poste de réseau à bas coût au Tennessee, É-U





Postes intégrés de petite capacité

Les mini-postes préfabriqués avec des fonctionnalités intégrées tels que les disjoncteur, déconnecteur, transformateur et parafoudre sont un développement prometteur qui offre un grand potentiel pour l’approvisionnement des villages reculés à proximité d’une ligne de transmission. Basé sur le concept de la conception d’un transformateur de tension, ces unités ont d’abord été développées pour alimenter les stations de commutation haute tension éloignées n’ayant pas de transformateurs de puissance, et pour des applications spéciales tels que les sites miniers et les stations de pompage à proximité de lignes HT. Ils sont disponibles à différentes capacités jusqu’à 500 kVA. La tension secondaire peut être MT (33 ou 11 kV) ou BT (240 V). Toutes les fonctionnalités clés d’un poste sont intégrées à une unité unique ne nécessitant pas d’entretien et pouvant être installée en quelques jours.



Figure 17
Poste intégré de type transformateur à faible capacité de tension.

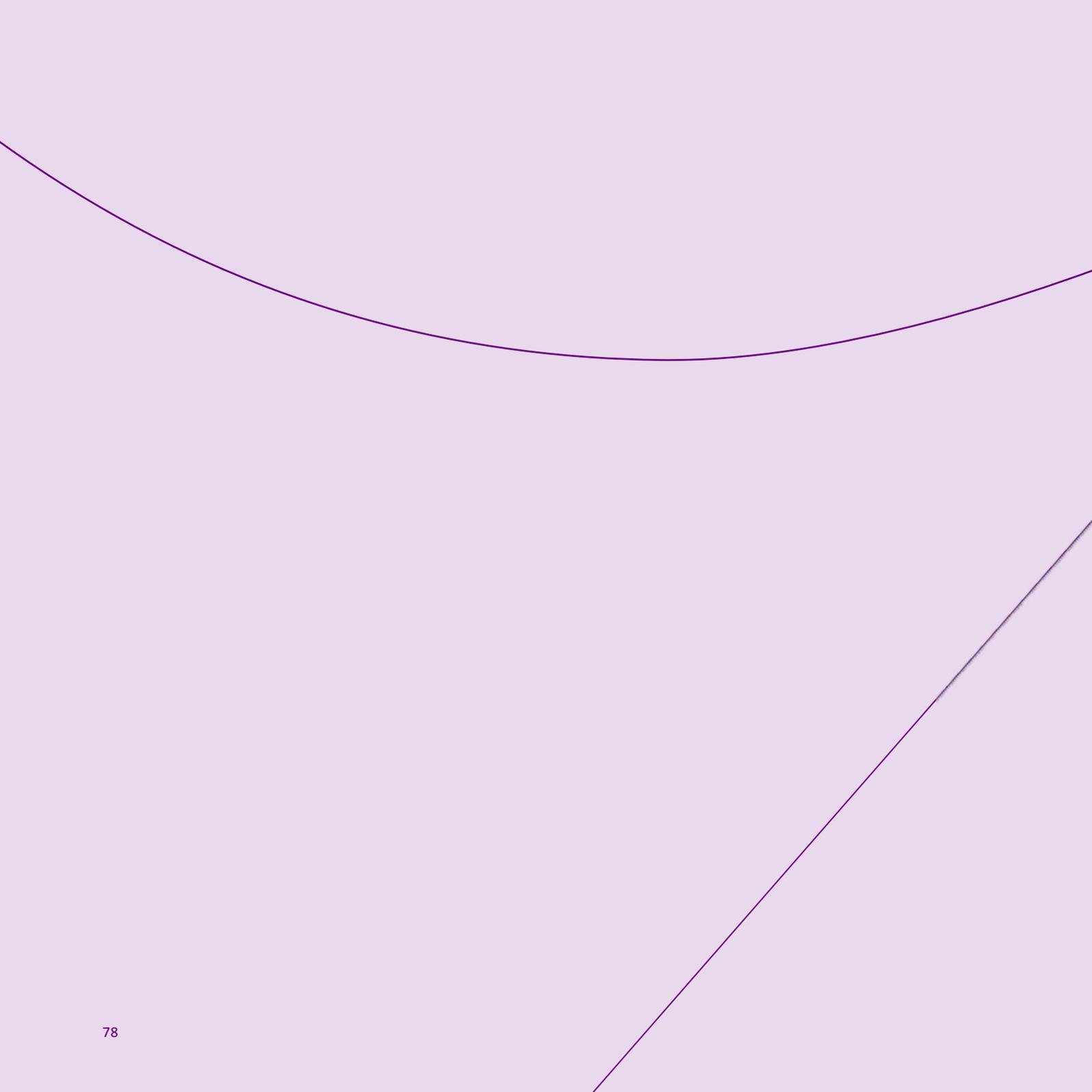
Source : ABB « TIP (SF6 Station Service Voltage Transformer) »

Lecture complémentaire

USDA (2001). Design Guide for Rural Substations. Rural Utilities Service (RUS) Bulletin 1724E-300. Disponible en ligne à l’adresse http://www.rurdev.usda.gov/supportdocuments/uep_bulletin_1724e-300.pdf

USDA (2011). RUS Specifications for Wood Poles, Stubs and Anchor Logs. Rural Utilities Service (RUS) Bulletin 1728F-700. Disponible en ligne à l’adresse http://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2013/11/UEP_Bulletin_1728F-700.pdf

USDA (1998). Electric Transmission Specifications and Drawings, 115 kV through 230 kV. Rural Utilities Service (RUS) Bulletin 1728F-811. Disponible en ligne à l’adresse http://www.rurdev.usda.gov/supportdocuments/uep_bulletin_1728f-811.pdf





4. Optimisation des connexions

Un objectif clé de tout programme d'électrification rurale devrait être de connecter autant de foyers, d'établissements commerciaux et d'utilisateurs industriels que possible dans la région électrifiée. L'objectif final étant d'augmenter l'accès à l'électricité plutôt que la construction de lignes. Cependant, dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne, les taux de connexion restent faibles dans des programmes d'électrification rurale réalisés ; de nombreuses habitations et petits établissements à portée des lignes ne sont toujours pas raccordés.

Les obstacles à l'augmentation du nombre de connexions dans les programmes d'électrification rurale réalisés comprennent :

- ▶ les restrictions imposées sur les types d'habitation ;
- ▶ les coûts d'investissement élevés des connexions de service ;
- ▶ l'accès limité du consommateur au financement nécessaire pour les frais de raccordement et de câblage interne ; et
- ▶ les difficultés logistiques rencontrées par les consommateurs à obtenir une connexion de service.

4.1 Restrictions sur les types de logement

Dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne, les connexions électriques sont limitées aux ménages construits avec des matériaux permanents, tels que la brique et le mortier, et nécessitent souvent des toits

Schéma 18 Maison de chaume, en Namibie, alimentée grâce à une connexion électrique sûre : un poteau en bois court est utilisé pour le service ABC et un poteau plus court est installé à l'intérieur de la maison pour monter le tableau électrique et le compteur. Le compteur électrique peut également être fixé sur le poteau extérieur.





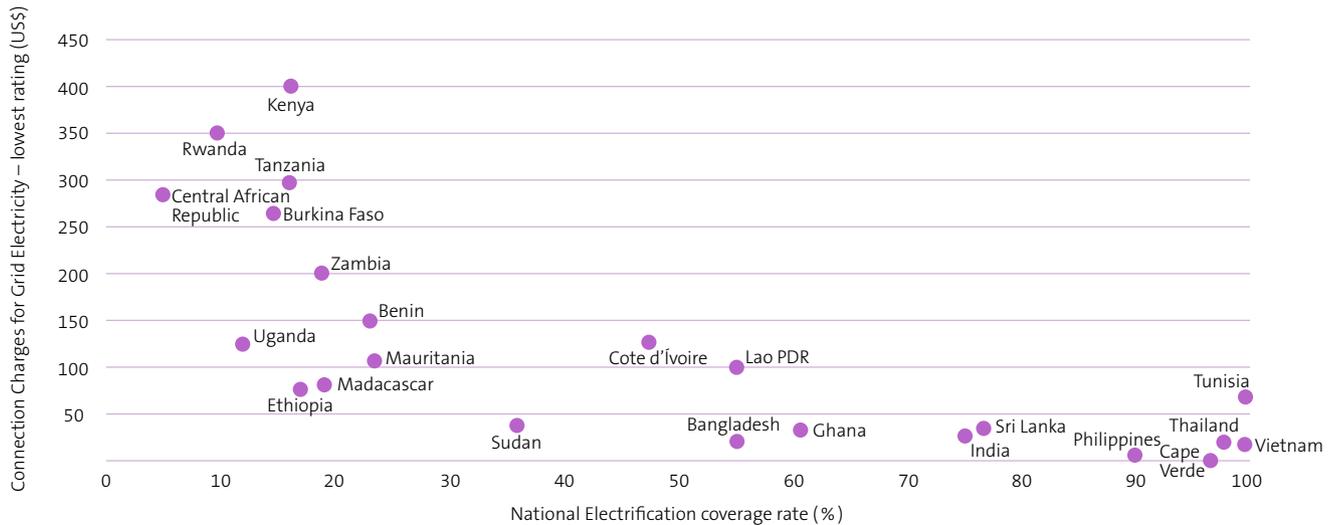
permanents. Les ménages à faible revenus utilisent habituellement des matériaux de construction moins stables, tels que des murs en terre et des toits de chaume.

Cela limite l'accès à l'électricité pour la proportion des ménages ruraux les plus pauvres, souvent des ménages dirigés par des femmes, en raison de l'insalubrité des logements. La justification souvent invoquée pour ces normes plus élevées est que l'approvisionnement en électricité de ces ménages peut causer des risques d'incendie à partir de courts-circuits électriques. Cela ne prend cependant pas en compte les risques que représentent les alternatives généralement utilisées, le kérosène et des bougies, qui présentent un risque d'incendie plus important que l'approvisionnement en électricité.

Utiliser des technologies appropriées peut garantir une utilisation sûre de l'approvisionnement en électricité dans ces ménages (*schéma 17* à droite). L'approvisionnement peut être assuré par un panneau électrique sûr et prêt à l'emploi fixé solidement aux matériaux de construction de qualité inférieure ou sur un poteau court à l'écart à l'intérieur de la maison (si le matériau de la paroi n'est pas fiable) sans encourir de risques excessifs. Le panneau prêt à l'emploi pourrait être une planche de bois simple, sur laquelle est monté un disjoncteur miniature (MCB en anglais), un obturateur et un ou deux interrupteurs pour la lumière. Dans certains cas, les services publics en ont fait un objet complexe qui entraîne des coûts plus élevés allant à l'encontre des objectifs de son utilisation ; d'où une attention particulière nécessaire à cet égard. Des conduits isolés peuvent aussi être utilisés pour l'entrée des fils de branchement au service, le long de la paroi non-conforme pour assurer un système sûr. Il est recommandé que soit retirée toute restriction sur les types de logement et que l'électricité soit fournie à ces logements en toute sécurité et à un coût raisonnable, assurant ainsi une augmentation du taux d'accès à partir des programmes mis en œuvre et finalisés.



Schéma 19 Frais de connexion par rapport aux taux nationaux d'électrification



Source : Rapport de la Banque mondiale intitulé « Connection Charges and Electricity Access in sub-Saharan Africa » [Frais de connexion et accès à l'électricité en Afrique subsaharienne] : Raluca Golumbeanu et Douglas Barnes 2013

4.2 Réduction des coûts de raccordement au service

Dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne, les frais de connexion de service dans les zones rurales sont proportionnellement élevés et constituent souvent le principal obstacle à l'augmentation du taux de connexion. Une récente étude réalisée par la Banque mondiale a examiné la relation entre la charge de connexion de service et les taux d'accès d'un grand nombre de pays. Le coût pour le service

nominal le plus simple au consommateur est souvent de l'ordre de 100 à 300 dollars US. Ces coûts contrastent vivement par rapport aux taux de connexion en Asie du Sud et en Asie de l'Est et en Amérique du Sud qui varient entre 10 à 75 dollars US environ. Le fort contraste entre ces deux variables est évident, d'après le schéma 18 ci-dessous.



Les raisons pour lesquelles les frais de connexion sont élevés⁹ concernent principalement un dimensionnement inapproprié de conducteurs de connexion au service, et l'ajout de frais supplémentaires comme par exemple les frais d'essais, les frais de déplacements et de visites, et les frais généraux qui excèdent souvent les coûts que supporterait un scénario de bonnes pratiques. De plus, le consommateur doit assumer le coût du câblage des locaux qui ne sont pas optimisés non plus dans la plupart des ménages ruraux. Les recommandations suivantes sont faites pour réduire les coûts de connexion de services ruraux :

Calibrage du conducteur

La taille minimale standard du conducteur utilisé pour les connexions rurales de services par la plupart des compagnies publiques en Afrique subsaharienne est de 16 mm². Cela est considérablement surdimensionné pour les besoins de la plupart des foyers ruraux ou des petits commerces. La capacité de transport de courant de câbles en aluminium de 16 mm² est de l'ordre de 70 A alors que la charge maximale acheminée est souvent inférieure à 2 ampères. Par exemple, une consommation de 50 kWh par mois avec un facteur de charge de 20 % à 230 V donne une demande maximale de 1,5 A. Ainsi, des câbles de service de taille minimale suffiraient. Plusieurs compagnies publiques utilisent déjà des câbles de 6 et 10 mm² pour leur service nominal le plus basique. Pour permettre à tous les consommateurs d'être servis de manière adéquate, les évaluations de connexions de service doivent être précisées : par exemple, 2 A pour un service basé sur un limiteur de charge, 5 A pour le niveau suivant, y compris les compteurs 15 A et 30 A pour les prochains niveaux supérieurs. Les deux premiers niveaux devraient accueillir plus de 90 % des consommateurs ruraux et peuvent être approvisionnés avec des baisses de service en 6 mm². Des campagnes de formation appropriées doivent également être mise en œuvre pour sensibiliser les ménages quant au nombre de points d'éclairage et d'appareils qui peut être connecté à chaque niveau de service.

9) Les frais de connexion sont les frais perçus par la compagnie publique afin de connecter un nouveau consommateur. Ils ne comprennent pas les coûts associés au câblage interne des locaux (qui doivent également être à charge du consommateur)



Compteurs

Les ménages ayant des modes de consommation faibles peuvent ainsi être approvisionnés à faible coût hors **compteurs électromécaniques** standards. Un marché se développe également pour les compteurs électroniques plus fiables, à un coût légèrement plus élevé, à la fois avec et sans installation de prépaiement.

De nombreux services publics en Afrique subsaharienne ont des programmes pour convertir les systèmes de mesure de consommation en compteurs de prépaiement concernant de fait des problèmes liés au recouvrement des recettes. Cependant, comme le coût élevé des compteurs à prépaiement par rapport aux compteurs conventionnels est répercuté sur le consommateur, cela peut empêcher certains consommateurs d'obtenir un service dans un premier temps. Les compteurs à prépaiement classiques n'offrent pas de protection importante contre le vol et les pertes non techniques. Cependant, il existe des compteurs sophistiqués « intelligents » qui fournissent une alarme en cas d'effraction, ce qui implique à nouveau des coûts plus élevés. En outre, il convient de noter que la plupart des vols d'électricité se produisent en contournant les compteurs et cela ne peut être résolu en augmentant la complexité des compteurs si le compteur est situé dans les locaux de consommation. Cette difficulté peut être surmontée en utilisant des compteurs à prépaiement fractionné et en fixant celui-ci sur le poteau (pour réduire toute tentative de malveillance) et la console de consommation à l'intérieur de la maison. À nouveau, il faudra noter que cela impliquera des coûts plus élevés ; un compteur standard

fixé sur le poteau à l'extérieur des locaux offrira une solution à faible coût contre les vols d'électricité.

La **sélection des types de compteurs** devrait donc être faite après une évaluation des mesures logistiques disponibles pour la lecture des compteurs, les pertes non techniques courantes et les compromis respectifs, (commodité du recouvrement des recettes ou coûts supplémentaires encourus). Si un choix est fait sur les compteurs à prépaiement, un système de vente commun avec spécification de transfert standard (STS) doit être établi pour empêcher tout sabotage sur un fabricant particulier.





Coûts du câblage interne

Les coûts de câblage interne pour les foyers peuvent être réduits par

- ▶ le développement de normes simples appropriées aux endettements des ménages ;
- ▶ l'achat de matériaux en vrac facilité par l'autorité d'approvisionnement ou un organisateur local ; et
- ▶ l'organisation du câblage en groupe des logements.

L'utilisation d'un « tableau prêt à l'emploi » peut réduire les coûts de câblage à un minimum pour les consommateurs les plus pauvres qui ont besoin de seulement quelques lampes et d'un point de prise. Il faut agir avec suffisamment de précautions pour s'assurer que les normes utilisées sont appropriées pour les niveaux de chargement attendus des ménages ruraux. Les recommandations (ii) et (iii) sont mieux prises en charge par un organisme tiers comme une ONG, ou d'un effort sur la base communautaire intégré dans le programme d'électrification. Si un tel effort sur la base communautaire peut être mobilisé, les impacts iront bien au-delà d'une réduction des coûts et pourront également conduire à une plus grande sensibilisation et participation des consommateurs et à une amélioration globale de la vitesse de connexion.





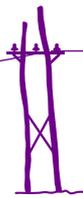
Frais et coûts supplémentaires

Les coûts tels que les frais d'inspection et d'essai ; voyage et frais généraux (y compris également le coût du travail pour fournir la connexion de service) prélevés sur les consommateurs ruraux sont souvent sensiblement élevés et ont un effet dissuasif pour installer une nouvelle connexion. Ces frais sont généralement facturés par les services publics sur la base du coût d'équipement des locaux des consommateurs et de la réalisation des travaux liés à un seul candidat. Ces coûts peuvent être considérablement réduits en réalisant des connexions de services ruraux et d'autres travaux connexes collectivement, et non sur une base individuelle. Un tel arrangement collectif est particulièrement efficace au moment ou peu avant la mise en service d'un nouveau dispositif. L'entreprise fournissant l'énergie devrait mener une campagne de publicité pour de nouvelles connexions quand un nouveau dispositif est sur le point d'être mis en oeuvre et prendre des dispositions pour le partage des coûts connexes entre de nombreux utilisateurs. Sur une seule visite par le personnel des services publics, un grand

nombre de maisons peut être testé tout en fournissant un grand nombre de services, réduisant ainsi les coûts encourus. La procédure peut également être effectuée après la mise en service de la ligne en donnant aux consommateurs potentiels un tarif inférieur s'ils souhaitent adhérer à un dispositif pour être servis conjointement avec d'autres candidats. Pour ceux qui souhaitent obtenir un service accéléré (sans attendre le partage des coûts), le coût total d'une visite pour un seul consommateur peut être facturé.

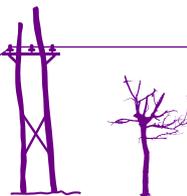
Lecture complémentaire

Golumbeanu et Barnes (2013) : Connection charges and electricity access in sub-Saharan Africa. Disponible en ligne à l'adresse <http://documents.worldbank.org/curated/en/2013/06/17933875/connection-charges-electricity-access-sub-saharan-africa>



Programmes de prépaiement pour les frais de raccordement de service

- ▶ **La Côte d'Ivoire** a mis en place un fonds renouvelable qui permet aux clients de financer 90 % des frais de raccordement grâce à des prêts sans intérêt sur une période maximale de deux ans.
- ▶ **Botswana** : Le gouvernement offre des prêts aux clients ruraux pour 95 % des frais de raccordement standard. Le prêt est remboursable sur quinze ans et calculé à un taux d'intérêt préférentiel.
- ▶ **Kenya** : Quatre tentatives différentes pour lutter contre les coûts initiaux ont été menées :
 - Kenya Power and Lighting Company (KPLC) a lancé un **partenariat avec Equity Bank** pour offrir les frais de raccordement « prêts STIMA » à tous les clients dans un rayon de 600 mètres autour du transformateur. Ces prêts comportent un paiement initial de 30 % et de trois conditions de prêt sur l'année avec un taux d'intérêt annuel de 15 %.
 - Dans un second programme, le ministère de l'Énergie finance le **Plan de paiement différé de l'électrification rurale**. Les clients paient 30 % de la taxe de raccordement à l'avance, et le solde restant sur 10 mois.
 - Un troisième programme est basé sur un **fonds renouvelable** géré par la KPLC. Le régime est ouvert à tous les clients qui doivent payer 20 % dès le départ avec le solde dû sur un ou deux ans. Des frais d'administration de 2 % sont perçus sur le solde de 80 %.
- Enfin, pour les clients au-delà de 600 mètres de rayon, KPLC offre un **programme de groupe** appelé « Uneme Pamoja ». Le programme de groupe permet aux personnes les plus éloignées des lignes de la compagnie d'électricité de financer le transformateur et la construction du réseau BT. L'estimation des coûts totaux de la compagnie d'électricité pour atteindre ces ménages est divisée en parts égales entre le groupe de clients.
- ▶ **Afrique du Sud** : Le programme One program in Cape Town permet aux ménages incapables de payer les frais de raccordement de 24 dollars US de répercuter ce montant sur leur compte de prépaiement. Ce prépaiement est essentiellement transformé en un prêt qui est remboursé au fur et à mesure que le client paie pour l'utilisation de l'électricité. Pour un dollar de consommation d'électricité, des frais de 14 cents sont ajoutés à la facture d'électricité jusqu'à ce que la facture initiale de connexion soit payée dans sa totalité.
- ▶ **Ouganda** : Un récent projet a développé un mécanisme intégré pour sécuriser les matériaux de connexion au service à partir de fonds dédiés au projet. Il s'agit de récupérer les frais auprès des consommateurs par le biais de versements, et d'utiliser les recettes pour établir un fonds renouvelable pour les matériaux de connexion au service.



4.3 Financement des coûts initiaux pour les foyers

Plusieurs études sur la volonté de payer pour les services d'électricité ont conclu que la plupart des ménages peuvent se permettre de payer des factures mensuelles d'électricité allant de 3 à 10 dollars US par mois. Un service d'électricité entraînera une réduction considérable des dépenses mensuelles pour kérosène d'éclairage, les bougies et les batteries qui peuvent être utilisées pour payer les factures d'électricité. Cependant, ce n'est pas le cas en ce qui concerne la charge initiale pour obtenir une connexion électrique. Ces coûts, même à 100 dollars US par connexion devant être payés à l'avance, sont un fardeau considérable pour les ménages les plus pauvres. Leur accès au financement par emprunt est également limité et par conséquent de nombreux ménages se retirent de l'adhésion au régime d'électrification rurale. Le problème n'est pas lié au fait d'être abordable ou non, mais plutôt au financement.

Le fait que la compagnie publique finance les coûts de connexion de service, et les récupère par le biais des paiements mensuels ainsi que les factures des consommateurs, est une solution simple à ce problème. Si les finances de la compagnie publique sont insuffisantes pour de tels arrangements de préfinancement, ces coûts doivent être intégrés dans les fonds du projet. Les remboursements reçus par facturation mensuelle peuvent former un fonds renouvelable afin de poursuivre les raccordements au service en pré-financement pour les ménages les plus pauvres.

Un autre mécanisme actuellement utilisé dans certains pays d'Afrique subsaharienne est de fournir une **subvention directe aux ménages à faible revenu sélectionnés**, souvent basée sur le financement des bailleurs de fonds. Ces subventions directes peuvent cependant fausser les marchés de l'électricité et créer des problèmes supplémentaires liés aux questions de durabilité. Parce qu'ils sont de portée limitée et incapables d'être répliqués une fois que le soutien des bailleurs de fonds pour les subventions est terminé. Il pourrait même alimenter le ressentiment et fomenteur des dissensions entre les villages ou les ménages qui ne sont pas sélectionnés pour obtenir ces subventions. Ces subventions permettraient également à l'ingérence politique de s'inviter dans le choix des villages qui bénéficient de la subvention. Puisque le problème de l'abordabilité est en relation avec le fait de payer le service en un seul versement, la méthode simple et durable de fournir des acomptes provisionnels à la place d'un mécanisme de subvention est recommandée.



4.4 Mobilisation et éducation des consommateurs

Dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne, les programmes d'électrification rurale sont effectués dans une approche « **top down** », avec peu ou pas de participation de la population locale : les régimes et la zone de couverture sont déterminés par l'autorité centrale, les contrats sont attribués à partir du centre et la population locale n'est informée qu'à une étape très tardive. Souvent, l'organisation en charge de la construction n'est pas responsable de l'exploitation et de la maintenance (O&M) des lignes. Dans de nombreux cas, l'autorité en charge de la construction n'a pas la responsabilité de garantir les connexions de services suffisantes, alors que l'unité en charge des opérations finales n'a pas été en contact avec la population locale pendant la phase de construction. Par conséquent, il y a une mauvaise relation entre le fournisseur d'électricité et la communauté desservie.

Un autre facteur crucial est la **difficulté logistique considérable dans le raccordement d'une connexion de service** dans de nombreux services publics. En fait, cette difficulté est présente même dans les zones urbaines à proximité des locaux des services publics. Les procédures de tests d'installation auprès des consommateurs, l'obtention d'estimations, d'effectuer des paiements et enfin de raccordement de la connexion de service sont souvent une épreuve difficile et peuvent impliquer une certaine corruption. Dans les zones rurales, la situation est aggravée par le fait que souvent les consommateurs ne connaissent pas les pratiques et les règlements publics, et résident à une

distance considérable à l'écart des bureaux de services publics. Souvent, les électriciens compétents sont difficilement disponibles dans les régions éloignées et les consommateurs sont à la peine pour faire en sorte que leurs maisons soient connectées conformément aux normes requises par la compagnie publique. Des tests répétés sur le câblage de la maison et de multiples visites au bureau du service public entraînent également des coûts plus



élevés et des retards, frustrant souvent les efforts des consommateurs pour s'assurer une connexion électrique.

Ces difficultés peuvent être évitées en adoptant une approche « bottom-up » et en développant des mécanismes de consultation avec la population locale dès la première étape de la planification d'un système d'électrification. La participation communautaire à toutes les étapes du cycle de projet est essentielle pour tout programme d'électrification voué au succès. La participation communautaire devrait inclure des consultations locales, fondées sur des structures organisationnelles locales et pouvant impliquer la mise en place d'un comité représentant la communauté. Les femmes devraient être représentées et participer à la planification du projet d'une manière culturellement acceptable ; notamment parce que les femmes sont souvent responsables du budget des ménages et, par conséquent, gèrent souvent les paiements d'électricité.

Les compagnies publiques, notamment celles desservant les régions rurales, devraient chercher à développer un bon programme de relations avec les consommateurs bien que cela ne nécessite pas la création de coopératives comme dans les exemples ci-dessus. Jusqu'à ce que cet objectif soit atteint, une compagnie publique pourrait nommer un « **conseiller en mobilisation auprès des consommateurs** » pour redresser la situation. L'objectif de cette mission serait de fournir aux consommateurs potentiels toutes les informations et l'assistance pertinente pour garantir une connexion électrique. Le consultant doit être une personne locale, si possible de la communauté ou ayant des intérêts

dans la communauté, avec une connaissance rudimentaire sur les questions d'approvisionnement en électricité et être également un bon communicant. Une liste des responsabilités recommandées est donnée ci-dessous :

- ▶ **Préparer la documentation** pour diffuser les informations sur les raccordements domestiques et les branchements de service auprès des consommateurs potentiels ;
- ▶ Énumérer et clarifier auprès des consommateurs potentiels **les options alternatives de branchement** (nombre de points et l'impact direct sur les coûts de connexion du service, l'option de prêt du conseil d'administration) ;
- ▶ Expliquer les **méthodes de connexion au service**, les coûts et les procédures auprès des consommateurs ;
- ▶ Développer des **canaux de communication appropriés** (par exemple des réunions au niveau du village), y compris les canaux de communication spécifiques pour atteindre les personnes à faible niveau d'instruction, les analphabètes et les femmes ;
- ▶ organiser le **câblage des maisons groupé** : sélection des électriciens possédant une licence, les modalités de fourniture de matériel requis par les revendeurs locaux, et la négociation des prix respectifs par groupe pour l'approvisionnement et les services ;
- ▶ coordonner les formulaires de demande de connexion au service qui sera présenté à la compagnie publique, ceux-ci ayant été prisés, la collecte d'argent auprès des consommateurs et de dépôt avec la compagnie publique ;

- ▶ **coordonner les essais de câblage** domestique par la compagnie publique ; et
- ▶ coordonner **les installations** de raccordement au service avec la compagnie publique.

Les coopératives électriques rurales au Bangladesh et aux Philippines

Il est possible de trouver des exemples d'approches communautaires au Bangladesh et aux Philippines où les coopératives rurales électriques ont été développées pour organiser des activités liées à l'approvisionnement d'électricité en milieu rural. Une attention particulière a également été accordée à la participation des femmes. Le programme a permis aux consommateurs de la première heure une participation et des mécanismes de facilitation du processus ; entraînant un grand nombre de connexions du service dès les premiers jours de la mise en route.









5. Planification des réseaux d'électrification rurale

L'importance d'un effort de planification systématique dans la lutte contre le développement du réseau d'électrification rurale ne peut pas être surestimée. C'est une activité essentielle qui devrait être utilisée pour diriger toutes les décisions d'électrification rurale liées au choix de la technologie, de la sélection des zones à électrifier et au développement progressif du réseau d'alimentation. Les programmes d'électrification rurale qui sont abordés de manière spécifique (parfois utiliser les fonds disponibles à partir d'une source externe) se traduisent souvent par le développement d'un réseau mal coordonné avec une augmentation des coûts sur le long terme.

Une attention suffisante doit être accordée à la préparation des plans directeurs de développement global pour l'électrification aux niveaux national, régional et local. Typiquement, ces plans examinent le profil de charge prévu sur une période de temps raisonnable (entre 10 à 15 ans) dans une zone ou une région en particulier et développent la mise en œuvre du réseau attendu à moindre coût pour couvrir ces charges économiquement et de manière progressive. Cette approche conduira à un développement programmé optimal dans le temps. Il est également essentiel d'examiner périodiquement la validité du plan directeur, dans le contexte d'évolution des circonstances telles que les attentes de charge et les technologies disponibles et d'effectuer les mises à jour requises.

5.1 Projection précise des charges

La première étape de tout processus de planification est le développement d'une projection de charge dans le temps pour la zone donnée. Cela est fondé sur les informations disponibles concernant le nombre de ménages, les consommateurs potentiels, les utilisateurs commerciaux et industriels ainsi que les institutions gouvernementales et publiques. Les modèles typiques de consommation des groupes susmentionnés devraient être déterminés. Cela se fait par le biais d'informations disponibles à partir d'évaluation des revenus ainsi que des mesures de charge prélevées sur les consommateurs, les lignes d'alimentation et les stations existantes. Dans ce contexte, il est important de tenir compte des informations des zones « similaires » plutôt que d'utiliser des valeurs moyennes pour la compagnie publique ou la région – qui sont souvent plus élevées que celles de la zone rurale.

En plus des données de facturation des consommateurs et des lectures de charge au niveau des sous-stations, l'utilisation **des instruments portables de mesure de charge** est fortement recommandée. Les soi-disant « enregistreurs de charge » peuvent être installés à divers endroits dans le réseau, y compris aux points d'alimentation des consommateurs sélectionnés, pour mesurer la charge à intervalles réguliers et stocker ces données pour le téléchargement lorsque l'instrument est récupéré. Certains « compteurs intelligents » ont aussi cette capacité de conserver les caractéristiques de charge préétablies. Une unité de planification bien organisée recueille ces données à intervalles réguliers, à partir de différentes catégories de consomma-



teurs dans différents domaines, pour établir une base fiable de la future estimation de charge dans de nouvelles zones à électrifier. Les instruments de type « enregistreur de charge » peuvent également être placés sur les points d'alimentation MT pour donner des résultats utiles sur une plus grande zone désignée.

Les **charges de consommation et d'alimentation** devraient être calculées à la fois en termes d'énergie (kWh par mois ou par an) ainsi qu'en termes de charge de pointe (kW). La demande en kWh est utile pour le calcul des flux de revenus ; la demande en kW pour déterminer le débit de charge maximale à prévoir le long des lignes. Les informations sur les flux de charge sont utilisées pour décider de la configuration de composants du réseau (lignes de soutien et embranchements latéraux), ainsi que la taille des conducteurs à utiliser.

Une fois que les caractéristiques des catégories de consommateurs spécifiques sont déterminées, la charge nominale d'un groupe de ces consommateurs est élaborée sur la base de leur « **Demande maximale après diversité** » (ADMD, en anglais). Celle-ci est simultanée à la demande maximale à attendre d'un groupe de consommateurs. Habituellement l'ADMD est estimée à la fois pour un groupe homogène (comme tous les ménages), ainsi que pour un mélange de types de consommateurs (pour une zone donnée). Lorsque l'ADMD d'une diversité de consommateurs est déterminée, il faut considérer que la demande maximale des types de consommateurs différents se produit à des moments différents ; par exemple pour un ménage la demande maximale se produit en soirée, alors que pour l'industrie rurale elle peut se produire pendant la journée. Puisque les points d'alimentations du réseau contiennent un mélange de consommateurs, l'ADMD de contribution de chaque classe de consommateurs au moment de la charge de pointe du système est regroupée pour donner l'ADMD globale du point d'alimentation.

Une erreur fréquente souvent rencontrée dans la projection de charge est l'utilisation de chiffres cumulés (parfois pour l'ensemble de la compagnie publique) pour déterminer la charge prévue d'une zone rurale à électrifier. Cela conduit souvent à un surinvestissement ainsi qu'à une surestimation des avantages du projet. Si une base de données des charges dans les villes et villages est maintenue en référence au temps écoulé après l'électrification et classée en différents types de zones existantes dans le pays, des projections beaucoup plus précises sont possibles. Les « zones » pour une telle démarcation peuvent être le



logement rural seulement, le logement avec un peu d'agriculture, les petites villes marchandes, les zones industrielles en croissance, etc. D'autres sous-catégories telles que « faible », « moyenne » et « élevée » peuvent également être utilisées avec le type de charges devant être prévu. Ainsi, la croissance de la charge réalisée au fil du temps dans les zones précédemment électrifiées, selon une classification adaptée, fournira une bonne base pour la projection de charge dans de nouvelles zones à électrifier.

5.2 Établissement d'une base de données SIG

De nombreux services publics utilisent désormais les systèmes d'information géographiques (SIG) pour planifier et gérer leurs réseaux électriques. Les cartes SIG, qui fournissent des informations sur les routes, les caractéristiques géographiques telles que les rivières, les lacs et les montagnes, les villes et les peuplements etc. sont maintenant disponibles gratuitement. En outre, de nombreux pays ont mis à jour les cartes SIG avec des informations sur les logements, la population, l'emplacement des écoles et des installations gouvernementales, etc., qui fournissent les informations nécessaires pour la projection de charge.

En plus d'obtenir de telles cartes d'information géographiques, il est nécessaire de comprendre les positions et les itinéraires des **lignes de transmission et de distribution existantes** pour permettre de mener à bien un exercice de planification. Ceci est fait en utilisant les instruments de Global Positioning System (GPS) ou « système de localisation mondial » et en réalisant un inventaire sur le terrain des lignes et sous-stations existantes. Des coordonnées GPS moins précises peuvent également être obtenues en utilisant une technique embarquée sur véhicule et en effectuant un post-traitement des coordonnées enregistrées. La photographie aérienne à haute résolution peut également être utilisée pour capturer l'emplacement des lignes et des installations existantes.



En plus de développer des cartes précises des installations existantes, il est nécessaire de **compiler les données d'équipement** par un système d'étiquetage des caractéristiques de chaque composant sur la carte du réseau. Cela inclut la taille des lignes du conducteur, les détails des structures d'appui, la capacité des transformateurs, l'année d'installation, etc. Doté des informations ci-dessus, le planificateur de système verra sa tâche beaucoup plus simplifiée et l'exactitude des plans améliorée.

La base de données SIG développée peut également être utile pour d'autres zones d'opérations de l'entreprise. Celles-ci comprennent des installations de gestion d'actifs, la gestion des appels concernant les pannes et les opérations, lien avec des équipements SCADA, etc. Une autre question qui mérite d'être mentionnée est que le développement de la fonction de planification du système est un

processus continu, où diverses activités telles que l'amélioration des connaissances sur les modes de consommation, la migration vers une plateforme de SIG, la sécurisation du logiciel de planification et l'analyse des flux de charge, etc., doivent être améliorées en parallèle. Les différentes activités ne devraient pas être traitées d'une manière échelonnée qui retarderait les dernières activités jusqu'à ce que les précédentes soient terminées – toutes les activités de planification connexes doivent être développées simultanément tandis que l'amélioration et la mise à jour constante sont requises au fil du temps.



Schéma 20 Exemple de cartes de distribution d'un réseau utilisées par le Bangladesh Rural Electrification Board pour la planification de son développement de réseau. Les cellules rectangulaires sont utilisées pour la planification de charge. Les lignes de réseau de tensions différentes sont indiquées au moyen de codes distincts. Les sous-stations de distribution primaire convertissent l'électricité de 33 kV en 11 kV.



5.3 Outils d'aide à la planification des réseaux de distribution

L'outil de base pour la planification du réseau est l'information issue de « **l'analyse des flux de charge** ». Les informations clés nécessaires sont :

- ▶ Les charges d'alimentation et les sections de ligne ;
- ▶ Les chutes de tension aux périphériques de ligne ; et
- ▶ Les pertes sur le réseau global.

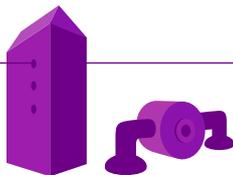
Ces données sont collectées à différents niveaux de charge et à des tailles de conducteurs qui peuvent être hypothéqués pour de nouveaux composants de réseau pour chaque développement de réseau proposé. Un exercice typique de planification de réseau comprend l'estimation des charges devant être desservies par le réseau pendant un certain nombre d'années à venir (par exemple sur les 5, 10 et 15 prochaines années), l'identification des configurations de développement de systèmes alternatifs pour chaque année d'analyse et la collecte de données produites par l'analyse des flux de charge pour chaque année et pour chaque plan de développement alternatif.

Exemples de logiciels commercialement disponibles pour la planification du système de distribution

- ▶ CYME-Dist (Canada)
- ▶ DigSILENT (Allemagne)
- ▶ ETAP (USA)
- ▶ TEKLA (Finlande)
- ▶ PSS (Sinca) (Allemagne)
- ▶ PSCAD Manitoba Hydro (Canada)
- ▶ SynerGEE (USA)
- ▶ Milsoft (USA)

Le moyen le plus efficace d'assurer l'analyse des flux de charge est l'utilisation d'un logiciel développé à cet effet. Un certain nombre de logiciels très polyvalents sont disponibles sur le marché dont certains sont indiqués ci-dessous.





Ces programmes sont généralement reliés avec des bases de données SIG pour la récupération des données et l'analyse peut être effectuée en quelques minutes pour chaque projet de développement, lorsque la base de données a été mise en place. Il suffit d'un minimum de temps pour changer un composant (par exemple, l'ajout d'une nouvelle ligne ou modifier la taille du conducteur) et obtenir les résultats de développement d'un nouveau système. Ainsi, l'efficacité en termes de qualité et de coût de la planification du réseau peut être considérablement améliorée par l'utilisation d'un tel logiciel.

Lorsque de tels programmes ou des données respectives ne sont pas disponibles, il est possible d'utiliser des techniques de modélisation simples combinées avec des analyses à base de feuilles de calcul pour obtenir l'information nécessaire à des fins de planification. Les analyses simples obtenues à partir d'un simple tableur donnent souvent des renseignements adéquats pour sélectionner la configuration optimale du réseau à utiliser et la taille du conducteur nécessaire.



Outils de support pour les calculs de flux de puissance et les résultats d'études au cours d'ateliers de professionnels

L'annexe à la fin de ce document fournit des informations sur les techniques à base de feuilles de calcul simplifiées qui peuvent être utilisées pour effectuer un exercice de planification du réseau. Il fournit également un résumé des résultats des études de cas réalisées dans les deux ateliers à Arusha et à Cotonou. Les détails fournis en annexe sont :

- ▶ Annexe T1 : Calcul de l'impédance des lignes de distribution
- ▶ Annexe T2 : Calcul de chute de tension et pertes en ligne des distributeurs électriques
- ▶ Annexe T3 : Les calculs de puissance de débit pour Réseaux MT-un classeur contenant un format pratique pour le calcul des chutes de tension et des pertes de puissance pour différentes technologies, et des organigrammes des flux d'énergie pour répondre à une chute de tension donnée
- ▶ Annexe T4 : Les calculs de puissance de débit pour réseaux BT – avec des informations sur des lignes LT similaires à l'Annexe T3
- ▶ Annexe T5 : Une comparaison des coûts d'une technologie à faible coût appropriée et celle d'un développement du réseau triphasé standard fondée sur des exemples étudiés au cours de deux ateliers
- ▶ Annexe T6 : Une note de discussion sur des solutions pour la distribution triphasée et monophasée (MT) fondée sur des exemples étudiés dans les deux ateliers



Lors de la planification du réseau de distribution d'un domaine particulier, il convient de garder à l'esprit que tous les consommateurs exigent la même **qualité ou la fiabilité du service**. La volonté de payer pour les normes de fiabilité plus élevées diffère également considérablement entre les consommateurs et les zones d'approvisionnement. Les clients avec des installations de production en continu et des machines sophistiquées subiront des pertes substantielles si l'alimentation est interrompue, même pour quelques minutes ; dans les zones urbaines, les pannes provoqueront plus de perturbations que dans les zones rurales.

Des exigences plus élevées de fiabilité exigent des voies d'approvisionnement alternatives pour desservir un domaine particulier dans le cas d'une panne, tandis que **les réseaux radiaux simples** suffisent pour les zones rurales avec des charges plus faibles et les exigences de fiabilité moindres. De même, les stations rurales peuvent avoir un seul transformateur, et le coût supplémentaire d'un deuxième transformateur de sécurité d'approvisionnement peut ne plus être indispensable. Comme indiqué dans le chapitre 3 sur les options de transmission, différentes classes de supports de ligne peuvent être utilisées dans des zones rurales ainsi que des postes destinés à des normes plus simples.





5.4 Santé financière et analyses économiques

La santé financière du système dans son ensemble, ainsi que celle des services publics qui offrent des services d'électrification rurale doivent reposer sur des bases saines. Les programmes d'électrification rurale ont besoin de fonds à la fois pour l'investissement initial (capital) et pour les dépenses de revenus (pour O&M). Les fonds de capital sont souvent fournis par des subventions publiques ou des prêts. Pour utiliser ces prêts, les tarifs doivent être structurés de manière appropriée ; le programme effectué de manière efficace ; et avoir suffisamment de temps à disposition (habituellement par un délai supplémentaire pour le remboursement du capital) pour la constitution de la base de charge afin de pouvoir générer les revenus nécessaires.

Les tarifs de tout système d'électrification rurale devraient être en mesure de recouvrir la totalité des dépenses de revenus nécessaires pour soutenir ses opérations au jour le jour. En outre, des fonds suffisants doivent être générés au cours du temps afin de rembourser au moins une partie des dépenses de capital engagées alors que l'équilibre doit être retrouvé par les subventions bien structurées. Si les régimes tarifaires peuvent avoir des mécanismes de subventions croisées pour répondre aux besoins des catégories à faible revenu, le taux tarifaire moyen global devrait être capable de répondre à ces besoins de financement. Toute configuration tarifaire qui négligerait cela devrait être considérée comme insoutenable, qui peut mettre en danger la pérennité du programme.

Avant de prendre une décision sur la mise en œuvre d'un projet, **des analyses financières et économiques** devraient être effectuées afin de comparer les coûts et les avantages de l'électrification. Ceci est habituellement effectué par l'actualisation des coûts et des avantages sur la durée de vie de l'investissement aux valeurs actuelles. Le flux de coût comprend l'investissement requis pour l'exécution du projet et les coûts annuels pour O&M. Pour une analyse plus fine, le coût des pertes peut également être incorporé dans le flux des coûts. Le flux de la prestation est basé sur les ventes attendues chaque année. Une brève note sur l'analyse économique et financière des projets est prévue à l'annexe T7 de l'annexe où il est expliqué l'utilisation des facteurs d'escompte appropriés pour le traitement des ventes.



Récupération de prêt auprès du Programme d'électrification rurale au Bangladesh

Dans le programme d'électrification rurale du Bangladesh, tous les fonds d'investissement sont passés à travers un taux d'intérêt concessionnel aux coopératives rurales d'électricité ; une période de 5 ans a été prévue avant que ne commence le remboursement. Beaucoup de coopératives étaient en mesure d'octroyer les prêts, comme convenu, alors que certains ont pris plus de temps pour mettre en place le flux de revenus. Toutefois, le programme était capable de se maintenir en tant que tel avec les meilleures coopératives (par la nature de leurs modes de consommation plus élevées), générant des flux de trésorerie supplémentaires pour compenser les coopératives qui pourraient ne pas satisfaire aux exigences de prêt à l'arrivée de leur échéance. La rentabilité disproportionnée de chaque zone rurale basée sur les caractéristiques de consommation particulières doit être prise en considération lors de l'élaboration d'un plan de financement pour l'électrification rurale.

Lecture complémentaire

Annexe T7 des Annexes : Analyses financière et économique

NRECA (2013). Distribution Line Design and Cost Estimation for Rural Electrification Projects. <https://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2013/07/Module7DistributionLineDesignandCostEstimationforRuralElectrificationProjects.pdf>

Club-ER (2010) : Planning tools and methodologies for rural electrification. http://www.club-er.org/images/slideHomePage/Vert%20outilPlanif_GB_BD.pdf

AEI/IEA (2010). Comparative Study on rural electrification policies in emerging economies. Chapter 5.1.8. Disponible en ligne à l'adresse http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/rural_elect.pdf







Annexes

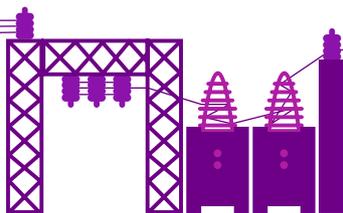
Les annexes présentées ici se composent d'une version abrégée des documents présentés lors de deux ateliers sur les technologies d'électrification à faible coût, présentés à Arusha et à Cotonou. Ce manuel comprend des documents techniques décrivant les principales formules techniques associées au calcul de la chute de tension et des pertes en ligne de distributeurs, ainsi que des extraits à valeur indicative des études menées lors de deux ateliers liés à l'élaboration de ce manuel.

Les outils de calcul Associated MS Excel ainsi qu'une description des études réalisées, avec les solutions proposées, sont disponibles en téléchargement à l'adresse <http://euei-pdf.org/thematic-studies/low-cost-grid-electrification-technologies>.

Les études menées à l'atelier contenant quelques exemples réels sur le terrain et une description des réseaux étudiés, ainsi que l'application suggérée des technologies à faible coût, sont disponibles en téléchargement à l'adresse <http://euei-pdf.org/dialogue-events/aei-workshop-on-low-cost-on-grid-electrification-technologies>.

Une liste comportant toutes les annexes est communiquée ci-dessous.

Schéma 21 Participation à l'atelier sur les technologies d'électrification de réseau à faible coût à Cotonou, au Bénin ; mars 2014



Liste des annexes

Annex T1 : Calcul de l'impédance des lignes de distribution (ci-dessous)

Un document présentant un résumé de la formule utilisée pour le calcul de la résistance et de la réactance des lignes de distribution, en incluant l'application de ces formules sur les lignes SWER.

Annexe T2 : Calcul de chute de tension et pertes en ligne des distributeurs électriques (ci-dessous)

Un document présentant la théorie basique de calcul de chute de tension et des pertes en ligne d'un tronçon de ligne ; « facteur multiplicateur » facile d'utilisation pour convertir les « conditions de charge en fin de ligne » en un distributeur ; et une méthode plus rigoureuse pour obtenir des facteurs de multiplication en utilisant le concept de « moment de charge » (load moment concept).

Annex T3 : Calculs de puissance de débit pour Réseaux MT (classeur Excel, disponible en ligne¹⁰)

Un livret de travail en trois parties, dont :

- ▶ un outil pour calculer les pertes de tension et les pertes de ligne d'un distributeur à l'aide des valeurs d'impédance de plusieurs conducteurs sous différentes technologies (triphasé, phase-phase, monophasé, SWER) ;

- ▶ des tableaux et calculs indiquant le flux de puissance possible pour une chute de tension donnée ; et
- ▶ la capacité d'écoulement de courant dérivé par rapport à des courbes de distance.

Des extraits des feuilles de calcul sont fournies ci-dessous.

Annexe T4 : Les calculs de puissance de débit pour réseaux BT (tableur Excel, disponible en ligne¹⁰)

L'Annexe T4 répète les calculs ci-dessus en ce qui concerne les réseaux BT.

Annexe T5 : Comparaison des coûts en matière de technologie (ci-dessous)

La comparaison des coûts d'une technologie à faible coût appropriée et celle d'un développement du réseau triphasé standard fondée sur des exemples étudiés au cours de deux ateliers.

Annexe T6 : Distribution triphasée ou Distribution monophasée (ci-dessous)

Une note de discussion sur des solutions pour la distribution triphasée et monophasée (MT) fondée sur des exemples étudiés dans les deux ateliers

Annexe T7 Analyse économique et financière (ci-dessous)

Les méthodologies d'une analyse économique et financière des projets de distribution d'électricité

10) Toutes les annexes peuvent être téléchargées à l'adresse <http://euei-pdf.org/thematic-studies/low-cost-grid-electrification-technologies>



Annexe T1 : Calcul de l'impédance des lignes de distribution

La formule présentée dans ce document fournit des conseils concernant le calcul de l'impédance des lignes de distribution. Des exemples de conducteurs typiques pour les lignes MT et BT sont également fournis à l'annexe T3 et T4 (feuilles de calcul Excel, disponibles en ligne¹¹) pour permettre aux professionnels d'utiliser ces chiffres ainsi que les formats de calcul afin d'estimer convenablement les chutes et les pertes de tension dans les conceptions de réseaux.

Résistance des conducteurs :

La résistance des conducteurs en courant continu se calcule en utilisant la formule suivante :

$$R_{DC} = \rho \frac{L}{A} \text{ (équation 1)}$$

Si

ρ = résistivité du conducteur ($2.8264 \times 10^{-8} \Omega m$ pour l'aluminium à $20^\circ C$ avec un coefficient de température de $0.00403 K^{-1}$)

L = longueur du conducteur et

A = surface conductrice

Toutefois, les valeurs de résistance à utiliser devraient être la résistance en courant alternatif avec des ajustements du fait de l'effet de peau pour la fréquence de système approprié (50 cycles/s ou 60 cycles/s), l'effet de convergence des fils en spirale ainsi que la température du conducteur au moment donné. La température du conducteur dépend du courant transporté (ainsi que la durée de la charge), du rayonnement solaire et des conditions de vent. Habituellement, les valeurs à $75^\circ C$ peuvent être considérées comme appropriées pour une charge à l'heure de pointe. Les valeurs de résistance, aussi bien en courant continu qu'en courant alternatif, à différentes températures peuvent être trouvées dans les catalogues de production de conducteur (obtenues à partir de données d'essai) et ces valeurs peuvent facilement être utilisées dans les calculs sans traitement informatique de la formule de base. Habituellement, le rapport entre la résistance en courant alternatif à $75^\circ C$ et une résistance à courant continu à $20^\circ C$ est de l'ordre de 1,22 à 1,34.

11) Annexes T3 et T4 peuvent être téléchargées à l'adresse <http://euei-pdf.org/thematic-studies/low-cost-on-grid-electrification-technologies>



Inductance entre conducteurs

La formule d'inductance est mieux décrite dans le manuel Westinghouse sur la transmission et la distribution (Westinghouse Transmission and Distribution Handbook¹²). Les extraits suivants ont été tirés du chapitre 3. Pour un seul fil rectiligne rond dans un circuit monophasé à deux conducteurs, l'inductance est :

$$L = \frac{\mu}{2} + 2L_n \frac{D}{r} \quad (\text{équation 2})$$

Si :

L = inductance en Abhenris par cm par conducteur

μ = permeabilité du matériau conducteur

D = distance entre les conducteurs 1 et 2

r = rayon du conducteur

D et r doivent être exprimés dans la même unité pour que la formule soit valable.

Cette équation est généralement convertie en une expression plus pratique, comme suit :

$$L = 2L_n \frac{1}{GMR} + 2L_n \frac{D}{1} \quad (\text{équation 3})$$

SI GMR = Le rayon moyen géométrique (Geometric Mean Radius) du conducteur, et représente le rayon mathématique assigné au conducteur pour tenir compte à la fois du flux interne $\frac{\mu}{2}$ et du flux externe $2L_n \frac{1}{r}$ jusqu'à une distance unitaire, et $2L_n \frac{D}{1}$ représente le flux externe depuis une distance unitaire vers le conducteur de retour. L'inductance est donc séparée en deux termes représentant et illustrant ceci, du fait des caractéristiques du conducteur seul et du fait de la distance entre les conducteurs.

Le GMR pour un seul conducteur solide est $e^{-1/4}$ et pour un faisceau de n conducteurs cela peut être déterminé en calculant la racine carrée n^2 du produit des termes de n^2 composé de GMR de chaque fil multipliée par la distance entre chaque fil. Cependant, le GMR peut être extrait convenablement des catalogues des fabricants du conducteur. Les formules simplifiées sont également présentées dans les livrets et la formule suivante peut être utilisée pour calculer le GMR pour les conducteurs ACSR à 50 Hz de fréquence :

12) Westinghouse Electric Corporation (1964). Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Disponible en ligne à l'adresse <http://de.scribd.com/doc/146376164/Electrical-Transmission-and-Distribution-Reference-Book-of-Westinghouse>

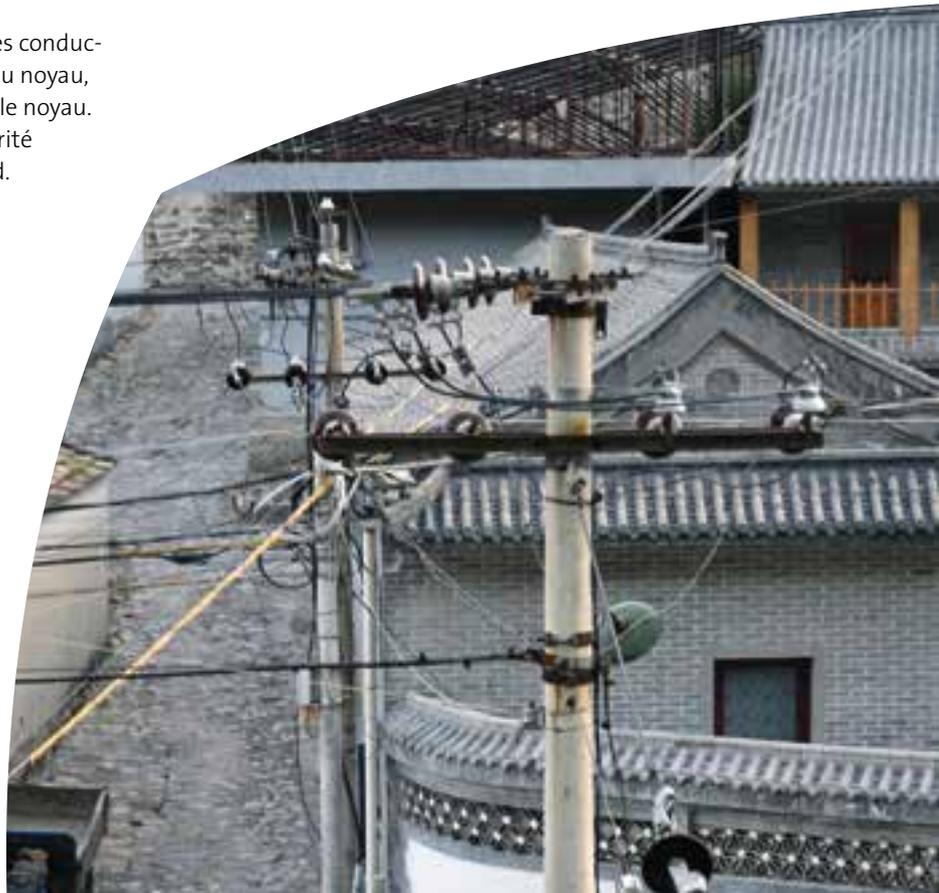


Tableau 4 Calcul du GMR pour les conducteurs ACSR

3/4 brin	GMR = 0.000232d	4/3 brin	GMR = 0.000274d
6/1 brin	GMR = 0.000358d	12/7 brin	GMR = 0.000372d
30/7 brin	GMR = 0.000378d	54/7 brin	GMR = 0.000383d

Si d = diamètre global du conducteur en mm, et GMR est indiqué en mètre

NB : Le GMR varie en raison de la taille relative des conducteurs en acier et en aluminium, la perméabilité du noyau, ainsi que la fréquence du courant circulant dans le noyau.
Source : « HV Earth Return for Rural Areas » Autorité centrale de l'électricité de Nouvelle-Galles du Sud.





L'inductance en Ohms :

Si $X = 2\pi f L$ (équation 4)

X = inductance e

L = inductance exprimée en Henries par km

Les équations 3 et 4 sont combinées aisément reformulées en une unité concrète comme suit :

$$X = 0.1447 L_{10} \frac{1}{GMR} + 0.1447 L_{10} \frac{D}{1} \text{ in } \Omega/\text{km} \text{ (équation 5)}$$

Si GMR est la distance moyenne géométrique et D est la distance entre les conducteurs, toutes les deux doivent être exprimées dans la même unité (généralement en mètre).

Fréquence : 50 Hz.

Cette expression est généralement présentée ainsi :

$$X = A + B$$

en Ohms par km pour chaque trame (aller et retour)

Si $A = 0.1447 L_{10} \frac{1}{GMR}$ la réactance interne et externe sur un mètre de distance (en se fondant sur le GMR) et,

$B = 0.1447 L_{10} \frac{D}{1}$ la réactance inductive dépendant de l'espace r entre les conducteurs (Geometric Mean Distance – Distance géométrique moyenne)

L'inductance totale pour un système à 2 conducteurs = 2 (A+B)

Inductance des lignes triphasées :

Dans le cas d'une ligne équilibrée triphasée, le calcul de la réactance séquentielle positive et négative correspond à une seule ligne donnée ci-dessus (c'est-à-dire A+B). On peut considérer que « la réactance de retour » est nulle car le « retour » est équilibré par les deux autres phases.

Dans le cas des lignes triphasées :

$$GMD = (D_1 \cdot D_2 \cdot D_3)^{1/3}$$

Si D_1, D_2, D_3 , sont les distances entre les conducteurs.

Pour une configuration équidistante du conducteur plat avec les distances,

$$D_1 = D_2, \text{ and } D_3 = 2 \cdot D_1 \text{ the GMD} = 1.26 D_1$$

Pour une configuration équidistante du conducteur plat avec les distances,

$$D_1 = D_2 = D_3, \text{ the GMD} = D_1$$



Impédance des lignes SWER :

L'impédance de lignes SWER a été élaborée en utilisant la modélisation mathématique complexe et est présentée dans une version simplifiée de la formule de Carson pour le cas d'un fil unique avec retour par la terre comme suit :

$$Z = r_c + 0.00159f + j0:004657f \log_{10} (D_e/GMR)$$

Si :

Z = Impédance en Ω /mile

r_c = résistance du conducteur métallique (Ω /mile)

D_e = $2160\sqrt{f}$ (pieds) = profondeur du conducteur en retour de terre fictif

ρ = résistivité de la terre en Ohms par mètre cube

GMR = rayon géométrique moyen du conducteur (pieds).

Réf : [Livre de référence sur la Transmission et distribution électrique de Westinghouse] « Electrical Transmission and Distribution Reference Book » (Chapitre 3)

La formule exprimée en termes métriques est la suivante :

$$Z = r_c + 0.000988f + j0:002894f \log_{10} (D_e/GMR) \text{ in } \Omega/\text{km}$$

Ou bien

$$Z = r_c + 0.0494 + j0:1447 \log_{10} (D_e/GMR) \text{ in } \Omega/\text{km} \text{ for } 50 \text{ Hz systems}$$

Si :

r_c = résistance du conducteur métallique en Ω /km

D_e = $658\sqrt{f}$ (mètres) = profondeur du conducteur en retour de terre fictif. Autrement, $D_e = 93\sqrt{\rho}$ (mètres) pour des systèmes à 50 Hz

ρ = résistivité de la terre, habituellement environ 300 ou 250 microhmmètres

GMR = rayon géométrique moyen du conducteur (mètres).

Les éléments suivants doivent être pris en note pour le calcul de l'impédance des lignes SWER :

- ▶ Le calcul vaut pour la boucle totale contrairement à la formule précédente donnée pour des systèmes monophasés à deux fils où la formule est applicable pour chaque trajet, aller et retour.
- ▶ La distance du trajet fictive de retour à la terre est D_e est d'environ 1470 mètres (pour une résistivité de la terre de 250 microhmmètres)

L'inductance peut encore être exprimée sous la forme $A + B$, pour la boucle complète

- ▶ Si $A = 0:1447 \log_{10} (1/GMR)$ et $B = 0:1447 \log_{10} (D_e)$
- ▶ La résistance du trajet de retour à la terre est d'environ 0,0494 ohms, indépendamment de la distance.



Annexe T2 : Calcul de la chute de tension et pertes en ligne des distributeurs électriques

Introduction :

Ce document fournit une méthodologie pratique et simplifiée pour le calcul de la chute de tension et de pertes en ligne pour les distributeurs d'électricité à des tensions moyennes et basses. Les formules présentées peuvent être utilisées lorsqu'il est impossible d'utiliser le logiciel informatisé d'analyse de réseau pour les réseaux de distribution d'énergie. Les réseaux peuvent être modélisés à un ensemble de distributeurs en ligne simples, et les formules présentées dans le présent document peuvent être utilisées pour obtenir les valeurs requises pour la tension d'extrémité de queue et la perte en ligne.

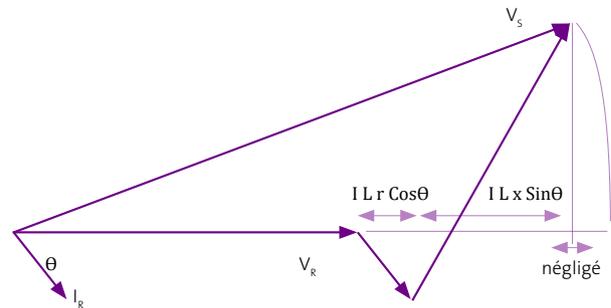
Distributeur de puissance de section unique :

Une ligne d'alimentation courte est représentée par sa résistance et sa réactance (avec des effets de capacité étant minimes et donc négligés). Dans le cas d'une charge d'extrémité de queue, la situation est représentée par le schéma suivant et le diagramme vectoriel :

Schéma 22 Représentation d'une ligne d'alimentation à un seul tronçon :



Schéma 23 Diagramme vectoriel d'une ligne d'alimentation à un seul tronçon



La phase de chute de tension de fin de ligne vers le neutre est :

$$\Delta V = I \cdot L \cdot (r \cos \theta + x \sin \theta)$$

et la perte de puissance le long d'un conducteur unique est :

$$\Delta P = I^2 r \cdot L$$



Nous obtenons donc la représentation suivante pour la chute de tension et la perte de tension, respectivement pour les systèmes triphasés et monophasés :

$$\Delta V = K \cdot I \cdot L \cdot (r \cos\theta + x \sin\theta)$$

$$\Delta P = K_1 \cdot I^2 r \cdot L$$

Si :

$K = \sqrt{3}$ pour le triphasé équilibré et 2 pour le monophasé ou biphasé

$K_1 = 3$ pour le triphasé équilibré et 2 pour le monophasé et biphasé

I = courant de ligne

L = longueur de ligne

r = résistance en Ohms par unité de longueur

x = inductance en Ohms par unité de longueur

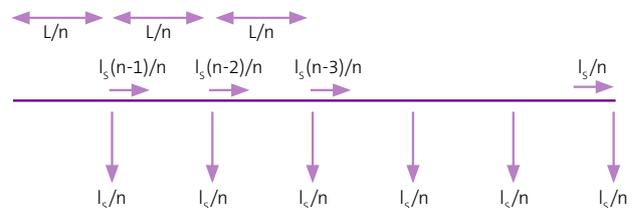
θ = angle de facteur de puissance

Distributeurs

Toutefois, dans la pratique, une ligne de distribution comprend un certain nombre de sections et de branches et est chargée à différents points sur toute sa longueur, à intervalles irréguliers. Dans de tels cas, les caractéristiques de l'écoulement de puissance, y compris les tensions de ligne à divers points et les pertes en ligne, ne peuvent être déterminées avec précision en utilisant des programmes informatiques appropriés qui peuvent apporter la solution en utilisant des processus itératifs. Cependant, il est possible de développer une méthodologie simplifiée pour obtenir une solution approximative qui donnera des résultats bien en deçà des limites de précision acceptables.

Le calcul est fait avec le distributeur modélisé comme une ligne radiale simple avec un certain nombre de sections, espacées de manière équidistante, aux extrémités desquelles sont appliquées des charges de même magnitude. La charge totale du distributeur sera égale au total des charges de la section et la longueur totale directe du distributeur (en omettant toutes les lignes de la branche) sera égale à la longueur de la ligne du modèle. L'expérience a montré qu'il est très pratique de modéliser les lignes de distribution par ce procédé sans tenir compte des niveaux des lignes de branchement puisque seule la tension la plus basse du système est digne d'intérêt. De plus, les pertes en ligne des branches sont souvent négligeables en comparaison avec les pertes sur la ligne principale qui porte la charge principale. Si une ligne de branche est d'une importance significative, elle peut être modélisée séparément, tandis que pour la performance du réseau principal, la charge totale de la ligne de branche peut être considérée comme active au point de branchement. Le modèle représentatif est montré sur le *Schéma 24* ci-dessous :

Schéma 24



n = No. of sections

I_s/n = Load at each node



Le courant circulant le long des sections, en commençant par le début de la distribution, sera :

$$I, I \frac{(n-1)}{n}, I \frac{(n-2)}{n}, I \frac{(n-3)}{n}, \dots, I \frac{(n-i)}{n}, \dots, I \frac{1}{n}$$

Chute de tension du distributeur :

La chute de tension à la section (i+1) sera :

$$= K I \frac{(n-i)}{n} (r \cos\theta + x \sin\theta)$$

Par conséquent, en résumant les chutes de tension (en ignorant l'orientation négligeable de l'angle de phase) la chute de tension en fin de ligne est :

$$\begin{aligned} &= K (r \cos\theta + x \sin\theta) \frac{L}{n} \left(\frac{n}{n} + \frac{(n-1)}{n} + \frac{(n-2)}{n} + \frac{(n-3)}{n} + \dots + \frac{1}{n} \right) \\ &= K (r \cos\theta + x \sin\theta) \frac{L}{n} (1 + 2 + 3 + \dots + n) \\ &= K (r \cos\theta + x \sin\theta) \frac{L}{n} \left(\frac{(n+1)n}{2n} \right) \\ &= K (r \cos\theta + x \sin\theta) L \frac{(n+1)}{2n} \\ &= \text{(chute de tension d'une charge terminale égale). } \frac{(n+1)}{2n} \end{aligned}$$

Perte de puissance du distributeur :

La perte de puissance le long de la section (i+1) sera :

$$= K_1 r \frac{L}{n} \left[I \frac{(n-i)}{n} \right]^2$$

Par conséquent, en résumant les pertes de puissance, la perte totale du distributeur est :

$$\begin{aligned} &= K_1 r \frac{L}{n} I^2 \left[\left(\frac{n}{n} \right)^2 + \left(\frac{(n-1)}{n} \right)^2 + \left(\frac{(n-2)}{n} \right)^2 + \dots + \left(\frac{2}{n} \right)^2 + \left(\frac{1}{n} \right)^2 \right] \\ &= K_1 r \frac{L}{n} I^2 \left[\frac{(1^2 + 2^2 + 3^2 + \dots + n^2)}{n^2} \right] \\ &= \text{(pertes d'une charge terminale égale) } \left[\frac{(1^2 + 2^2 + 3^2 + \dots + n^2)}{n^3} \right] \end{aligned}$$

En utilisant les relations ci-dessus, un ensemble de facteurs de multiplication peut être dérivé pour convertir la situation de charge terminale (c'est-à-dire la totalité de la charge pour agir en fin de ligne) à celle d'un distributeur avec la même longueur et en envoyant la charge d'extrémité. Le tableau suivant présente les facteurs de multiplication (MF) qui pourraient être utilisés pour déterminer la chute de tension et les pertes en ligne d'un distributeur.



Tableau 5 Coefficients multiplicateurs de chute de tension et pertes de ligne

Numéro des sections de ligne	MF pour	MF pour
	Chute de tension	Pertes
1	1	1
2	0.750	0.625
3	0.667	0.519
4	0.625	0.469
5	0.600	0.440
6	0.583	0.421
7	0.571	0.408
8	0.563	0.398
9	0.556	0.391
10	0.550	0.385
11	0.545	0.380
Infini	0.500	0.333

On peut noter que, pour une situation de charge parfaitement et uniformément répartie ($n \rightarrow \infty$) le facteur multiplicateur pour la chute de tension est de 0,5 et de 0,333 pour les pertes. Habituellement, un distributeur peut être modélisé par une ligne unique de 4 à 6 sections selon les branches, etc. et les valeurs à utiliser pour la chute de tension et les pertes peuvent être de l'ordre de 0,625 à 0,583 et de 0,469 à 0,421, respectivement.

Méthode alternative

Dans certains cas, le système de distribution n'est pas facilement exploitable quant à sa modélisation en tant que réseau avec des charges égales et à des distances égales. Dans la plupart de ces réseaux, il n'y a que quelques sections seulement à charges et distances irrégulières.

Dans ces cas-là, le facteur de multiplication (MF) peut être déterminé par :

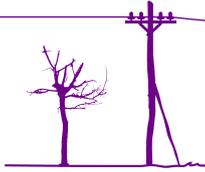
MF pour la chute de tension = [la somme des moments de (longueur de section x somme des charges en aval)] divisée par [longueur totale x charge totale]

MF pour les pertes = [somme des moments (longueur section x (somme des charges en aval)²)] divisée par [longueur totale x (charge totale)²]

Annexes T3 et T4 : Calculs du débit de puissance pour les réseaux MT et BT – Calculs des chutes et des pertes de tension ¹³

Power Flow Calculations for MV Networks -Voltage drop and loss calculations															
The workbook can be downloaded at http://euei-pdf.org/thematic-studies/low-cost-on-grid-electrification-technologies															
Calculation of Voltage Drop								Calculation of Inductance							
Three phase = $\sqrt{3} * I * L * (r \cos\theta + x \sin\theta)$								GMR for conductors							
Single Phase = $2 * I * L * (r \cos\theta + x \sin\theta)$								Inductance, X = A + B							
SWER = $I * L * (r \cos\theta + r_e \cos\theta + x \sin\theta)$								0.000358 x Dia for 6/1 strand ACSR							
Where r_e , Earth resistance = 0.05 Ohms/km								A = $0.1446 * \log_{10}(1/\text{GMR})$							
								0.000378 x Dia for 30/7 strand ACSR							
								B = $0.1446 * \log_{10}(\text{GMD})$							
								GMD for 33 kV lines = 1227 mm							
								and $0.1446 * \log_{10}(\text{De})$ for SWER Lines							
								Note: GMD assumed same for 3 phase, 2 phase and S/Phase							
								De for SWER line = 1470 meters							
Distribution Factors															
Line sections MF for Volt drop MF for losses															
1 1 1															
2 0.750 0.625															
3 0.667 0.519															
4 0.625 0.469															
5 0.600 0.440															
6 0.583 0.421															
7 0.571 0.408															
fully dist 0.500 0.333															
Conductor characteristics				SWER react				Calculation of reactance							
Conductor X-section	Resist/km	React/km	React/km	Diameter	GMR	A	B	B for SWER							
Goper (ACSA25)	26.3	1.344	0.388	0.834	7.08	0.002535	0.376	0.013	0.458						
Weasel (ACSR30)	31.6	1.116	0.383	0.828	7.77	0.002782	0.370	0.013	0.458						
Rabbit (ACSR60)	61.7	0.667	0.366	0.811	10.1	0.003616	0.353	0.013	0.458						
Hare (ACSR122)	122.5	0.336	0.345	0.790	14.2	0.005084	0.332	0.013	0.458						
Wolf (ACSR194)	194.4	0.225	0.326	0.771	18.1	0.006842	0.313	0.013	0.458						
SWER Earth resistance/km	0.05														
How to use the spreadsheet:															
Choose type of system: 3 phase, 2 phase, single phase or SWER															
Enter values (overwrite in a row or copy out a new row) for:															
distance, total kWh, power factor, conductor resistance and reactance (from table above) and distribution factors as appropriate to the line															
Result: Percent voltage drop and percent power loss															
Note: The rows already entered are those used in the various example studied. Any row can be used with corrections for the line under study															
Line voltage				33 kV				Dist./n Factor				Resistance Reactance			
Section	Length, km	Load kW	Amps	Cond size	volt drop	losses	Ohms/km	Ohms/km	Cos	Sin	Volts	Percent	kW	Percent	
Three phase 33 kV conventional system															
AB	15	2,000	36.88	ACSR 122	1	1	0.34	0.34	0.95	0.31	409	1.24	20.55	1.03	
CD	25	670	13.81	ACSR 60	0.583	0.421	0.67	0.37	0.85	0.53	265	0.80	4.01	0.60	
Two phase system															
BE	40	350	12.48	ACSR 60	0.583	0.421	0.67	0.34	0.85	0.53	435	2.28	3.50	1.00	
CF	35	400	14.26	ACSR 60	0.583	0.421	0.67	0.34	0.85	0.53	435	2.28	3.99	1.00	
Single phase system															
BE	20	350	21.59	ACSR 60	0.583	0.421	0.67	0.34	0.85	0.53	377	1.97	5.23	1.49	
BG	40	265	16.34	ACSR 60	0.583	0.421	0.67	0.34	0.85	0.53	570	2.99	6.00	2.26	
SWER System															
BE	20	350	21.59	ACSR 60	0.583	0.421	0.72	0.81	0.85	0.53	261	1.37	2.81	0.80	
BG	40	265	16.34	ACSR 60	0.583	0.421	0.72	0.81	0.85	0.53	395	2.07	3.22	1.22	

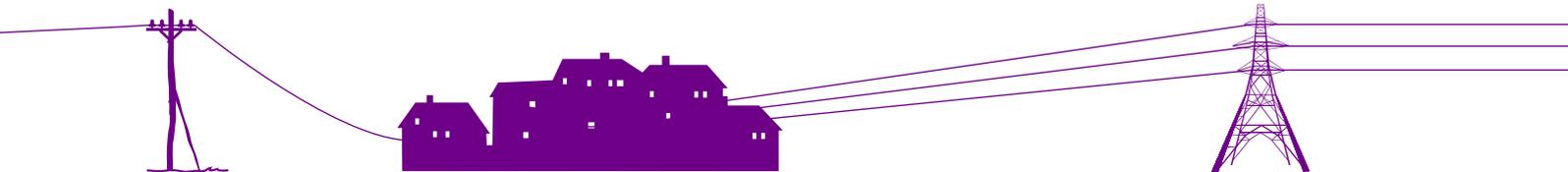
13) Annexes T3 et T4 peuvent être téléchargées à l'adresse <http://euei-pdf.org/thematic-studies/low-cost-on-grid-electrification-technologies>



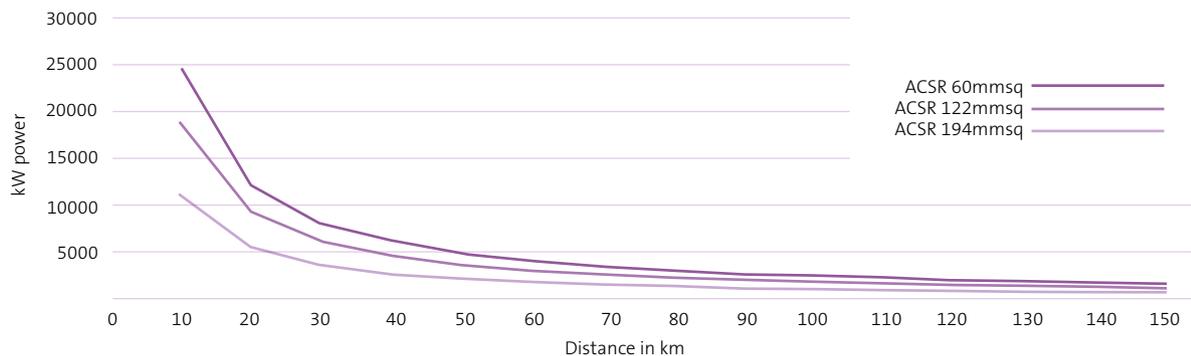
Annexe T3 – Extrait de la feuille de calcul 2 :

Calculs des flux d'énergie pour les réseaux MT – Distance contre Puissance pour une chute de tension donnée

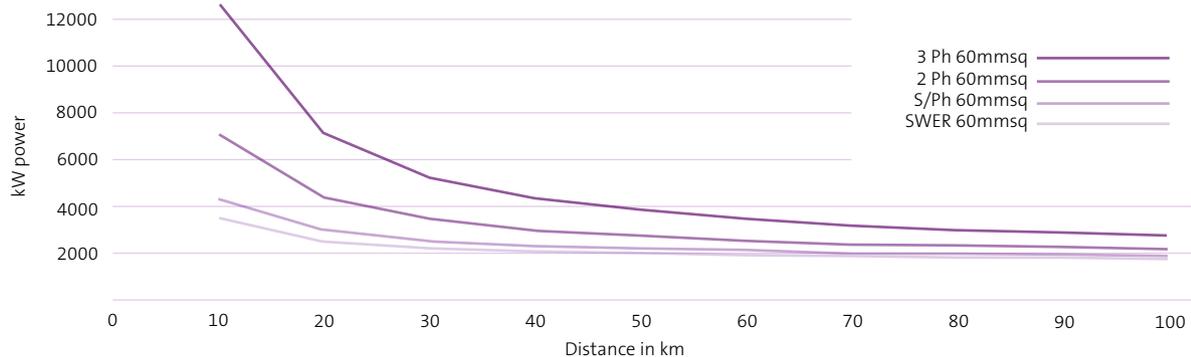
The workbook can be downloaded at http://euei-pdf.org/thematic-studies/low-cost-on-grid-electrification-technologies																																																																																																																						
Calculation of Inductance																																																																																																																						
GMR for conductors			Inductance, X = A + B																																																																																																																			
0.000358 x Dia for 6/1 strand ACSR			A = 0.1446 * Log ₁₀ (1/GMR)																																																																																																																			
0.000378 x Dia for 30/7 strand ACSR			B = 0.1446 * Log ₁₀ (GMD) and 0.1446 * Log ₁₀ (De) for SWER Lines																																																																																																																			
GMD for 33 kV lines =			1227 mm																																																																																																																			
Note: GMD assumed same for 3 phase, 2 phase and S/Phase																																																																																																																						
De for SWER line =			1470 meters																																																																																																																			
Conductor characteristics																																																																																																																						
			SWER react				Calculation of reactance																																																																																																															
Conductor	X-section	Resist/km	React/km	React/km	Diameter	GMR	A	B	B for SWER																																																																																																													
Goper (ACSA25)	26.3	1.344	0.388	0.834	7.08	0.002535	0.376	0.013	0.458																																																																																																													
Weasel (ACSR30)	31.6	1.116	0.383	0.828	7.77	0.002782	0.370	0.013	0.458																																																																																																													
Rabbit (ACSR60)	61.7	0.667	0.366	0.811	10.1	0.003616	0.353	0.013	0.458																																																																																																													
Hare (ACSR122)	122.5	0.336	0.345	0.790	14.2	0.005084	0.332	0.013	0.458																																																																																																													
Wolf (ACSR194)	194.4	0.225	0.326	0.771	18.1	0.006842	0.313	0.013	0.458																																																																																																													
SWER Earth resistance/km	0.05																																																																																																																					
Calculation of Voltage Drop																																																																																																																						
3 phase	$\sqrt{3} \times I \times L \times (r \cos \theta + x \sin \theta)$				For 3 Phase, P= [(p.u. voltage drop)/k * V _L ²]/[d * (r + x tan θ)]																																																																																																																	
2 phase	$2 \times I \times L \times (r \cos \theta + x \sin \theta)$				For 2 phase, P= [(p.u. voltage drop)/k * V _L ²]/2 [d * (r + x tan θ)]																																																																																																																	
SWER Line	$I \times L \times (r \cos \theta + r_e \cos \theta + x \sin \theta)$				For S/Phase, P= [(p.u. voltage drop)/k * V _{ph} ²]/ 2[d * (r + x tan θ)]																																																																																																																	
Where r _e Earth resistance = 0.05 Ohms/km			For SWER, P= [(p.u. voltage drop)/k * V _{ph} ²]/[d * (r + r _e + x tan θ)]																																																																																																																			
MV Power Flow Capabilities by technology, conductor size and distance for distributed loads																																																																																																																						
Power factor (k)=	0.583	Power factor	0.9	angle	0.451027										For SWER																																																																																																							
volt drop=	0.05	Sin =	0.436										Extra volt drop of earthing rods																																																																																																									
Power is given in kW	Tan =		0.484										0.035	0.001837																																																																																																								
line voltage	33 kV			33 kV			19.05256 kV			19.05256 kV																																																																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">dist. km</th> <th colspan="3">3 Phase Power</th> <th colspan="3">Dual Phase Power</th> <th colspan="3">Single Phase Power</th> <th colspan="5">SWER Power</th> </tr> <tr> <th>ACSR 60</th> <th>ACSR 122</th> <th>ACSR 194</th> <th>ACSR 60</th> <th>ACSR 122</th> <th>ACSR 194</th> <th>ACSR 60</th> <th>ACSR 122</th> <th>ACSR 194</th> <th>ACSR 25</th> <th>ACSR 30</th> <th>ACSR 60</th> <th>ACSR 122</th> <th>ACSR 194</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>40</td> <td>2767</td> <td>4644</td> <td>6098</td> <td>1383</td> <td>2322</td> <td>3049</td> <td>461</td> <td>774</td> <td>1016</td> <td>417</td> <td>478</td> <td>676</td> <td>976</td> <td>1156</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>2214</td> <td>3715</td> <td>4878</td> <td>1107</td> <td>1858</td> <td>2439</td> <td>369</td> <td>619</td> <td>813</td> <td>334</td> <td>383</td> <td>541</td> <td>781</td> <td>925</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>1845</td> <td>3096</td> <td>4065</td> <td>922</td> <td>1548</td> <td>2033</td> <td>307</td> <td>516</td> <td>678</td> <td>278</td> <td>319</td> <td>450</td> <td>650</td> <td>771</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>1230</td> <td>2064</td> <td>2710</td> <td>615</td> <td>1032</td> <td>1355</td> <td>205</td> <td>344</td> <td>452</td> <td>185</td> <td>213</td> <td>300</td> <td>434</td> <td>514</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>1107</td> <td>1858</td> <td>2439</td> <td>553</td> <td>929</td> <td>1220</td> <td>184</td> <td>310</td> <td>407</td> <td>167</td> <td>191</td> <td>270</td> <td>390</td> <td>462</td> </tr> </tbody> </table>															dist. km	3 Phase Power			Dual Phase Power			Single Phase Power			SWER Power					ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	ACSR 25	ACSR 30	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	40	2767	4644	6098	1383	2322	3049	461	774	1016	417	478	676	976	1156	50	2214	3715	4878	1107	1858	2439	369	619	813	334	383	541	781	925	60	1845	3096	4065	922	1548	2033	307	516	678	278	319	450	650	771	90	1230	2064	2710	615	1032	1355	205	344	452	185	213	300	434	514	100	1107	1858	2439	553	929	1220	184	310	407	167	191	270	390	462
dist. km	3 Phase Power			Dual Phase Power			Single Phase Power			SWER Power																																																																																																												
	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194	ACSR 25	ACSR 30	ACSR 60	ACSR 122	ACSR 194																																																																																																								
40	2767	4644	6098	1383	2322	3049	461	774	1016	417	478	676	976	1156																																																																																																								
50	2214	3715	4878	1107	1858	2439	369	619	813	334	383	541	781	925																																																																																																								
60	1845	3096	4065	922	1548	2033	307	516	678	278	319	450	650	771																																																																																																								
90	1230	2064	2710	615	1032	1355	205	344	452	185	213	300	434	514																																																																																																								
100	1107	1858	2439	553	929	1220	184	310	407	167	191	270	390	462																																																																																																								



**Annexe T3 – Exemples de capacité de transfert de puissance sur graphique :
Charges réparties en triphasé pour une chute de tension de 5 % et un facteur de puissance de 0,9**



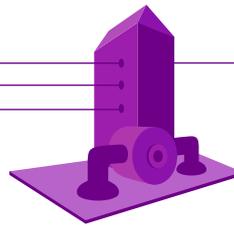
**Annexe T3 – Exemples de capacité de transfert de puissance sur graphique :
Technologies alternatives avec des charges réparties sur conducteur de 60 mm carrés
pour une chute de tension de 5 % et un facteur de puissance de 0,9**



Annexe T5 : Une comparaison des coûts d'une technologie à faible coût et des réseaux triphasés standard

Les résultats suivants sont issus de certaines études de cas réalisées au cours des deux ateliers, à Arusha et à Cotonou, indiquant les coûts d'une technologie appropriée à faible coût en comparaison au développement d'un réseau triphasé standard.

Study S1 – MV network using SWER								
			Selected system			Typical standard used		
Section	Distance (km)	Load kW	section characteristic	Rate in \$/km	Cost in \$	section characteristic	Rate in \$/km	Cost in \$
AB	15	No loads	3Ph 120	15,400	231,000	3Ph 120	15,400	231,000
BC	20	50	3Ph 120	15,400	308,000	3Ph 120	15,400	308,000
CD	25	670	2Ph 120	11,396	284,900	3Ph 120	15,400	385,000
BE	20	350	SWER 25	5,344	106,878	3Ph 120	15,400	308,000
BG	40	265	SWER 25	5,344	213,756	3Ph 120	15,400	616,000
CF	35	400	SWER 120	6,834	239,189	3Ph 120	15,400	539,000
CH	20	265	SWER 25	5,344	106,878	3Ph 120	15,400	308,000
nos.	4		SWER Isolation TFs	7,800	31,200			
				Total cost	1,521,802			2,695,000
				Savings realized %	43.53			



Study S1 – using Single Phase lines instead of SWER

Section	Distance (km)	Load kW	section characteristic	Rate in \$/km	Cost in \$	section characteristic	Rate in \$/km	Cost in \$
AB	15	No loads	3Ph 120	15,400	231,000	3Ph 120	15,400	231,000
BC	20	50	3Ph 120	15,400	308,000	3Ph 120	15,400	308,000
CD	25	670	2Ph120	11,396	284,900	3Ph 120	15,400	385,000
BE	20	350	S/Ph 60	9,930	198,606	3Ph 120	15,400	308,000
BG	40	265	S/Ph 60	9,930	397,211	3Ph 120	15,400	616,000
CF	35	400	S/Ph 120	11,396	398,860	3Ph 120	15,400	539,000
CH	20	265	S/Ph 60	9,930	198,606	3Ph 120	15,400	308,000
				Total cost	2,017,183			2,695,000
				Savings realized %	25.15			

Study S2 – Ntenjeru Example from Uganda

A to P1	22.3	1275	3Ph120	15,400	343,420	3Ph 120	15,400	343,420
P1 to P305	22.2	700	Sw60	5,988	132,923	3Ph 120	15,400	341,880
nos.	2		SWER Isolation TFs	7,800	15,600			
				Total cost	491,943			685,300
				Savings realized %	28.21			



Study S2 – using Single Phase lines instead of SWER

1 to 11	22.3	360	S/Ph 60	9,930	221,445	3Ph 60	13,371	298,169
1 to 8	22.2	160	S/Ph 60	9,930	220,452	3Ph 60	13,371	296,832
				Total cost	441,898			595,002
				Savings realized %	25.73			

Study S3 – Wolita example from Ethiopia

SS to 2	9.8	480	Sw 60	5,988	58,678	3Ph 60	13,371	131,034
2 to 10	79.4	480	Sw 60	5,988	475,409	3Ph 60	13,371	1,061,643
SS to 2	9.8	300	Sw 60	5,988	58,678	3Ph 60	13,371	131,034
2 to 14	33.3	300	Sw 30	5,344	177,952	3Ph 60	13,371	445,248
nos.	2		SWER Isolation TFs	7,800	15,600			
				Total cost	786,317			1,637,926
				Savings realized %	51.99			



Study S4 – Hosaina example from Ethiopia

			Selected system			Typical standard used		
Section	length in km	Load in kVA	section characteristic	Rate in \$/km	Cost in \$	section characteristic	Rate in \$/km	Cost in \$
1 to 11	9.8	360	SWER 25 mm ²	5,344	52,370	3Ph 60	13,371	131,034
1 to 8	33.8	160	SWER 25 mm ²	5,344	180,624	3Ph 60	13,371	451,934
nos.	2		SWER Isolation TFs	7,800	15,600			
				Total cost	248,594			582,968
				Savings realized %	57.36			

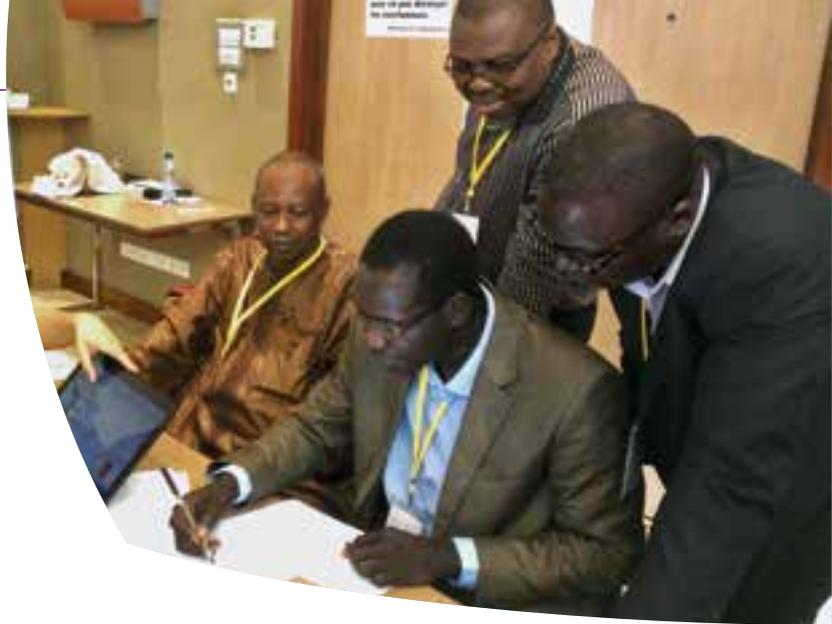
Study S4 – using Single Phase lines instead of SWER

1 to 11	9.8	360	S/Ph 60	9,930	97,317	3Ph 60	13,371	131,034
1 to 8	33.8	160	S/Ph 60	9,930	335,644	3Ph 60	13,371	451,934
				Total cost	432,960			582,968
				Savings realized %	25.73			



Annexe T6 : Comparaison des coûts de l'utilisation du monophasé ou du triphasé pour la distribution en MT

Une comparaison des coûts de l'utilisation des transformateurs triphasés, nécessitant des réseaux triphasés MT et de longs réseaux BT, par rapport à l'utilisation de transformateurs monophasés avec des conducteurs monophasés MT et BT au minimum, a été effectuée lors des deux ateliers en utilisant des exemples typiques. Trois dispositions de dispersion de charge ont été présentées pour l'étude et le développement de réseaux pour les deux alternatives possibles examinées. Les principaux détails concernant les trois cas et les résultats des études sont présentés ci-dessous.



Exemple 1 : Cet exemple a une jonction de route commune avec quatre zones d'approvisionnement BT, chacun se propageant à de 1 km de distance à partir de la jonction. Une ligne MT traverse la jonction le long de l'une des routes. Une charge distribuée de 20 kW est présente dans chaque ligne. Dans l'alternative triphasée, un seul transformateur triphasé de 100 kVA peut alimenter le réseau avec quatre lignes BT de 1 km d'AAC 60 mm² (et 25 mm² neutre). Pour l'alternative en monophasé, quatre transformateurs de 10 kVA seront utilisés par km (16 en tout). En outre, deux extensions monophasées MT de 1 km chacune seront nécessaires pour la route où la ligne MT est inexistante. Le conducteur duplex d'ABC est utilisé pour la distribution de BT, environ 60% de la longueur totale de ce qui est nécessaire pour le réseau basse tension triphasé. La réduction du réseau BT est due au fait que les transformateurs monophasés sont placés près des ensembles de logement nécessitant ainsi seulement une partie de la longueur requise pour l'alternative triphasée où la ligne doit s'étendre, depuis le transformateur jusqu'à la dernière maison. Dans la pratique, une longueur de BT beaucoup plus faible peut suffire. Dans cet exemple, la solution en monophasé correspond à 94% du coût de l'alternative triphasée.



Exemple 2 : Cet exemple a trois zones d’approvisionnement le long d’une route, chacune de 2 km avec une distance de 5 km entre chaque zone d’approvisionnement. Le point d’alimentation MT le plus proche est à 5 km de la première zone BT d’approvisionnement. Chaque zone d’alimentation a une charge répartie de 20 kW par km. Dans la variante en triphasé, une ligne triphasée est tirée le long de la route et trois transformateurs de 50 kVA sont montés sur double poteau et placés au centre de chaque zone d’approvisionnement. La ligne de BT est en triphasé AAC de 50 mm². Dans l’alternative en monophasé, 8 sections de transformateurs de 10 kVA sont utilisés par zone d’alimentation (24 sections en tout) et une ligne MT monophasée est tirée le long de la route pour alimenter les trois zones. Comme précédemment, le duplex d’ABC est utilisé pour le réseau BT, si nécessaire. Dans cet exemple, la solution en monophasé correspond à 74,2% du coût de l’alternative triphasée.

Exemple 3 : Cet exemple est similaire à l’exemple 2, avec chaque zone d’alimentation de BT qui est passée de 2 km à 3 km, la densité de charge restant à 20 kW/km. La distance entre les zones d’approvisionnement restent les mêmes, à 5 km. Dans ce cas, un transformateur de 100 kVA sera nécessaire par zone d’approvisionnement pour l’alternative triphasée, et la ligne BT devra être un conducteur de 100 mm². Dans l’alternative en monophasé, nous aurons 12 sections de transformateurs de 10 kVA par zone d’alimentation (36 sections en tout). Dans cet exemple, la solution en monophasé correspond à 76,9% du coût de l’alternative triphasée.

Il faut également prendre en compte que la distance entre les zones d’approvisionnement augmente, les avantages du développement du système monophasé sont accrus. Lorsque le réseau MT est déjà présent dans la zone à alimenter, comme dans l’exemple 1, et que la densité de charge est suffisamment élevée pour utiliser des transformateurs triphasés, la différence entre les coûts serait marginale. En revanche, d’importantes économies de coûts se concrétiseront lorsque les charges à chaque emplacement du transformateur seront faibles (soit moins de 50 kW) et que la superficie totale à approvisionner par le réseau MT sera importante.



Annexe T7 : Analyse économique et financière

Les analyses, à la fois économiques et financières, des projets potentiels doivent être effectuées pour démontrer la viabilité d'un projet. En outre, il est également important d'effectuer de telles analyses pour différentes options d'approvisionnement qui peuvent impliquer différentes applications technologiques ou différentes configurations de réseau. Une telle comparaison des développements¹⁴ alternatifs facilitera une prise de décision éclairée. L'analyse économique démontrera la viabilité sur l'ensemble de l'économie alors que l'analyse financière démontrera sa viabilité quant aux finances de la compagnie d'électricité. L'analyse est basée sur une comparaison des coûts et des bénéfices calculés sur la base d'un cycle de vie et en valeur actualisée (PV) pour représenter la « valeur temporelle de l'argent ». Les résultats peuvent être présentés de différentes manières :

- 1) Le ratio coûts/bénéfices (B/C ratio) : le ratio de la valeur actuelle des bénéfices par rapport à la valeur présente des coûts.
- 2) Valeur actualisée nette (NPV) : La valeur présente des bénéfices moins la valeur présente des coûts.
- 3) Taux de rendement interne (IRR) : Le taux d'intérêt qui donnera la valeur présente aux bénéfices = la valeur actuelle des coûts

La séquence de coût englobe les coûts d'investissement, les coûts d'opérations et de maintenance (O&M), et le coût des pertes¹⁵.

La séquence de bénéfices concerne généralement les ventes d'électricité au fil des années¹⁶.

Voici les facteurs annuels d'escompte applicables à chacun des éléments mentionnés ci-dessus :

14) Conformément aux exigences techniques

15) Le coût des pertes est d'une importance secondaire dans les programmes ruraux

16) Les avantages de la fiabilité du système peuvent également être inclus dans l'analyse, particulièrement lorsqu'on compare les évolutions alternatives. Cependant, cela est plus pertinent s'agissant des systèmes urbains où les taux de panne de système sont plus élevés.



Tableau 6 Facteurs annuels d'escompte à utiliser

	Facteur d'escompte	Légende	Commentaire
Coûts d'investissement et bénéfices constants	$\frac{1}{1+r}$	r... discount rate	Le coût de chaque année est ramené à l'année précédente
Ventes	$\frac{1+g}{1+r}$	g... growth rate	Augmentation des ventes chaque année de (1+g) à mesure que la charge augmente
Pertes	$\frac{(1+g)^2}{1+r}$	g... growth rate r... discount rate	Les pertes augmentent chaque année du taux de croissance au carré, car elles sont proportionnelles au carré du courant

L'analyse peut être simplifiée si un taux annuel constant de croissance des ventes est supposé conduire à des « Facteurs de valeur actualisée » (PVF en anglais ou FVA en français) ou coefficients d'actualisation, qui permettent de convertir la valeur de la première année à la valeur actualisée pour un nombre donné d'années. Quelques exemples sont fournis dans les tableaux ci-dessous pour les valeurs typiques des taux d'actualisation de 10 %, et du taux de croissance des ventes de 5 % :

Tableau 7 Facteur de valeur actualisée pour les bénéfices des ventes

Taux d'escompte = 10 % ; Taux de croissance = 5 %							
Année	1	2	3	4	5	6	7
Taux d'escompte	1	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564
Taux de croissance des ventes	1	1.050	1.103	1.158	1.216	1.276	1.340
Facteur d'escompte pour les ventes ligne 1 x ligne 2	1	0.955	0.911	0.870	0.830	0.792	0.756
Le facteur de valeur actualisée s'obtient en faisant la somme des facteurs d'escompte pour chaque année							
PVF sur 7 ans	6.115						
PVF sur 10 ans	8.184						
PVF sur 15 ans	11.050						

Tableau 8 Facteur de valeur actualisée pour les pertes

Taux d'escompte = 10 % ; Taux de croissance = 5 %							
Année	1	2	3	4	5	6	7
Taux d'escompte	1	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564
Taux de croissance des ventes	1	1.103	1.216	1.340	1.477	1.629	1.796
Facteur d'escompte pour les ventes ligne 1 x ligne 2	1	1.002	1.005	1.007	1.009	1.011	1.014
Le facteur de valeur actualisée s'obtient en faisant la somme des facteurs d'escompte pour chaque année							
PVF sur 7 ans	7.048						
PVF sur 10 ans	9.960						
PVF sur 15 ans	13.994						



Valeur des ventes : Les ventes sont calculées sur la base de kWh unitaires vendus aux consommateurs. Pour une analyse économique, les avantages de vente devraient être calculés au taux de la valeur économique d'un kWh de la consommation, qui varie selon les catégories de consommateurs. Pour les consommateurs industriels et commerciaux dont la valeur économique sera assez élevée en fonction de facteurs tels que la production perdue ou la perte d'activité. Une procuration appropriée pour la valeur économique est le coût (par kWh) d'approvisionnement alternatif comme pour les générateurs de secours. Pour les consommateurs domestiques, la valeur économique se reflètera dans les avantages perdus ou les coûts alternatifs d'approvisionnement à l'aide de lampes à huile au fioul, etc. La valeur économique à utiliser pour différentes catégories de consommateurs, ainsi que la valeur moyenne pour être utilisé dans une étude peut être obtenue par la mise en œuvre d'enquêtes et d'études socioéconomiques. Un autre proxy est le « consentement à payer » pour l'approvisionnement en électricité qui varie entre les différentes catégories de consommateurs. Pour une analyse financière, la valeur des ventes sera le taux tarifaire moyen qui représente ce que la compagnie publique va gagner de la vente d'électricité. Diverses études menées dans différents pays indiquent que la valeur économique est considérablement plus élevée que le taux tarifaire, souvent de l'ordre de 5 ou même 10 fois le taux tarifaire.

Si la **valeur des pertes** est également prise en compte, elle pourrait être calculée sur la base du coût marginal à long terme (LRMC) de production et de transport d'une unité d'énergie dans cette région, pour l'analyse à la fois économique et financière. Les coûts d'investissement peuvent également être différenciés en termes économiques et financiers, mais cela est souvent d'une importance secondaire et a été négligé dans une étude sur le développement du système de distribution.

Pour résumer : les coûts et les avantages d'un développement de distribution peuvent être élaborés, comme indiqué ci-dessous, pour calculer le ratio B / C, NPV ou IRR d'un projet d'investissement dans une perspective à la fois économique et financière

**Coûts = Valeur actualisée d'investissement +
valeur actualisée des coûts O&M chaque
année + (pertes kWh année 1) x (PVF pour
les pertes) x (LRMC pour la distribution)**

**Avantages = (ventes kWh année 1) x (PVF pour les
ventes) x (valeur du kWh)**



Abbreviations

ABC	areal bundled conductors / lignes aériennes torsadées	ERT II	Second Energy for Rural Transformation (World Bank Project) / Seconde énergie pour la transformation rurale (projet de la Banque mondiale)
ABERME	Agence béninoise d'électricité rurale et de maîtrise d'énergie	ESCOM	Electricity Supply Commission (South Africa) / Compagnie publique d'électricité sud-africaine
AC	alternative current / courant alternatif	EU EI PDF	EU Energy Initiative – Partnership Dialogue Facility / Facilité de dialogue et de partena- riat de l'Initiative de l'Union européenne pour l'énergie
ACSR	Aluminium conductor steel-reinforced / Câble aluminium-acier	ft	foot (0.3048 m) / pied
ADMD	After Diversity Maximum Demand / Après la demande maximale de diversité	GIS	Geographic Information System / Système d'information géographique
AEEP	Africa EU Energy Partnership / Partenariat Afrique-UE pour l'énergie	GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit / Agence de coopération internationale allemande pour développement.
AEI	Africa Energy Initiative / Initiative africaine pour l'énergie	GMD	Geometric Mean Distance / Distance géométrique moyenne
ARE	Alliance for Rural Electrification / Alliance pour l'électrification rurale	GMR	Geometric Mean Radius / Rayon géométrique moyen
BIL	Basic Insulation Level / Niveau d'isolation basique	GPS	Geographic Positioning System / Système de positionnement géographique
CLUB-ER	the Club of African agencies and structures in charge of rural electrification / Club des agences et structures africaines chargées de l'électrification rurale	HV	High Voltage / Haute tension
CNC	computer numeric control / commande numérique par ordinateur	Hz	Hertz
DC	direct current / courant direct	IEA	International Energy Agency / Agence internationale de l'énergie (AIE)
DDLO fuse	Drop-down-lift-operate fuse / fusible à expulsion	IRR	internal rate of return / taux de rentabilité interne (TRI ou TIR)
DSP	digital signal processor	km	kilomètre
EPR	Earth potential Rise / Élévation du potentiel de terre		

KPLC	Kenya Power Lighting Company / Compagnie publique kenyanne d'électricité	PVC	Polyvinyl chloride / Chlorure de polyvinyle
kVA	kilovolt-amps / kilovolts-ampères	PVF	present value factor / Facteur de valeur actualisée
kW	kilowatt	PWF	Present Worth Factor / Facteur de valeur actuelle
kWh	kilowatt-hour / kilowatt/heure	RBS	rated breaking strength / Charge limite de rupture
LRMC	long-range marginal cost / coût marginal à long terme	REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century / Réseau des politiques énergé- tiques renouvelables pour le XXIe siècle
LV	Low Voltage / Basse tension (BT)	R-L	Resistor-Inductor / Résistance-inductance
MCB	Miniature Circuit Breaker / disjoncteur miniature	SBEE	Société Béninoise d'Énergie Electrique
MCM	Miles de Circular Mil	SCADA	System Control And Data Acquisition / Système de surveillance et d'acquisition des données
MF	multiplying factor / Facteur de multiplicaton	SHS	Solar Home System / Installation solaire domestique
mm²	millimetre square / millimeter carré	SMEC	AU consultancy / Société de conseil australienne
MV	Medium Voltage / Moyenne tension (MT)	STS	Standard Transfer Specification / Spécialisa- tion de transfert standardisée
NGO	Non-Governmental Organisation / Organisation non gouvernementale (ONG)	SWER	Single Wire Earth Return / Système à fil unique avec retour à la terre
NPV	net present value / valeur nette actualisée	SWL	Shield Wire Line / Ligne de cable blindé
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association / Coopérative nationale rurale d'électricité (États-Unis)	SWS	Shield Wire Systems / Système de fil de blindage
O&M	operation and maintenance / Fonctionnement et entretien	USD	US Dollars / Dollars américains
OLTC	On Load Tap Changer / Chargeur de prise en charge	USDA	U.S. Department of Agriculture / Ministère américain de l'Agriculture
OPGW	optical ground wire / Câble de garde à fibre optique		
Ph-N	Phase-Neutral / Phase-neutre		
Ph-Ph	Phase-Phase		

Bibliographie

ARE & AEEP (2014). Best Practices for Clean Energy Access in Africa. A compilation of 20 case studies and business cases on access to off-grid energy services. Available online at http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/ARE-Best-Practice-Africa-2014_final.pdf

Club-ER (2014). Benin : Cost optimisation of grid extension for rural electrification. Best practices of CLUB-ER's Members. Available online at <http://www.club-er.org/index.php/en/ressources-et-forum/ressources-documentaires/viewdownload/88-les-bonnes-pratiques-du-club-er/701-benin-cost-optimization-of-grid-extension-for-rural-electrification.html>

Club-ER (2010). Potential reductions in rural electrification distribution costs. Available online at <http://www.club-er.org/index.php/en/activites-du-club-er/activites-thematiques/groupe-reduction-des-couts.html>

Club-ER (2010) Planning tools and methodologies for rural electrification. Online : http://www.club-er.org/images/slideHomePage/Vert%20UtilPlanif_GB_BD.pdf

EEA (2010). A guide for HV SWER Systems. Electricity Engineers' Association, New Zealand

Electricity Authority for New South Wales (1978). High Voltage Earth Return Distribution for Rural Areas. ISBN 0724051430.

ESMAP (2006). World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) Technical Paper 104/06 : Sub-Saharan Africa –Introducing Low Cost Methods in Electricity Distribution Networks. Available online at http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/IW3P/IB/2007/11/21/000310607_20071121120956/Rendered/PDF/415990AFR0Elec1n0ESMAP010401PUBLIC1.pdf

EUEI PDF, ARE & REN21 (2014) : The Mini-grid Policy Toolkit. Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs. Available online at <http://euei-pdf.org/thematic-studies/mini-grid-policy-toolkit>

EUEI PDF, GIZ (2011) Productive Use of Energy – PRODUSE ; A Manual for Electrification Practitioners. http://www.euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/EUEI%20PDF_Productive%20Use%20Manual_2011_EN.pdf

IEA (2010). Comparative Study on rural electrification policies in emerging economies. Chapter 5.1.8. Available online at http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/rural_elect.pdf

IEA (2014) The Africa Energy Outlook ; A Focus on Energy Prospects in Sub-saharan Africa. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/africa-energy-outlook.html>

Iliceto, F.M. Gatta, P. Masato, and H. Sysoulath (2004). Rural Electrification in Developing Countries with the Shield Wire Scheme : Applications in Laos. CIGRÉ Session C6-301 2004. Available online at <http://www.transform.ru/articles/pdf/SIGRE/c6-301.pdf>



Iliceto, F. M. Gatta, and G O. Dokyi (2000). Three-Phase and Single-Phase Electrification in Developing Countries using the Insulated Shield Wires of HV Lines Energized At MV : Operation Experience in Ghana. Fourth International Conference on Power Systems Operation and Planning. ICPSOP 2000, Accra, Ghana.

Iliceto, E. Cinieri and L. Caseley-Hayford and G Dokyi (1989). New Concepts on MV Distribution from Insulated Shield Wires of HV Lines, Operational results of an experimental system and applications in Ghana. IEE transactions on Power delivery, Vol. 4 no 4.

Iliceto (2013). Rural Electrification with the Shield Wire Scheme. Presentation at the AEI Workshop on Low cost Electrification. Arusha, Tansania. Available online at <http://euei-pdf.org/dialogue-events/aei-workshop-on-low-cost-on-grid-electrification-technologies>

Golumbeanu and Barnes (2013) : Connection charges and electricity access in Sub-Saharan Africa <http://documents.worldbank.org/curated/en/2013/06/17933875/connection-charges-electricity-access-sub-saharan-africa>

NRECA (2013) Distribution Line Design and Cost Estimation for Rural Electrification Projects, online : <https://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2013/07/odule7DistributionLineDesignandCostEstimationforRuralElectrificationProjects.pdf>

Power and Water Corporation – Northern Territories, Australia (2014). Single Wire Earth Return Line Manual – Vol 25. Available online at https://www.powerwater.com.au/networks_and_infrastructure/standard_drawings/drawing_files/power_supply_volumes/vol_25_-_single_wire_earth_return_line_manual

Szabó et al. (2013). Sustainable energy planning : Leapfrogging the energy poverty gap in Africa. Renewable and Sustainable Energy Reviews 28 (2013), 500–509. <http://iet.jrc.ec.europa.eu/remea/sustainable-energy-planning-leapfrogging-energy-poverty-gap-africa>

USDA (2001). Design Guide for Rural Substations. Rural Utilities Service (RUS) Bulletin 1724E-300. Available online at http://www.rurdev.usda.gov/supportdocuments/uep_bulletin_1724e-300.pdf

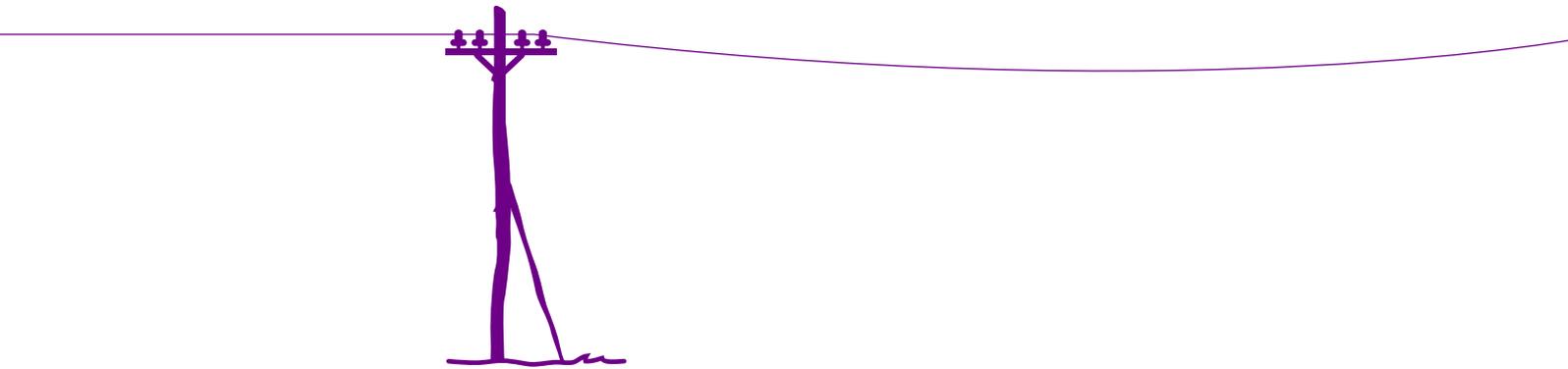
USDA (2011). RUS Specifications for Wood Poles, Stubs and Anchor Logs. Rural Utilities Service (RUS) Bulletin 1728F-700. Available online at http://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2013/11/UEP_Bulletin_1728F-700.pdf

USDA (1998). Electric Transmission Specifications and Drawings, 115kV through 230kV. Rural Utilities Service (RUS) Bulletin 1728F-811. Available online at http://www.rurdev.usda.gov/supportdocuments/uep_bulletin_1728f-811.pdf.

VanCoevering (2013). Design of Low Cost Rural Grid Substations and 132kV Lines. Presentation at the AEI Workshop on Low cost Electrification. Arusha, Tansania. Available online at <http://euei-pdf.org/dialogue-events/aei-workshop-on-low-cost-on-grid-electrification-technologies>



Schéma 25 Participants à l'atelier sur les technologies d'électrification de réseau à faible coût à Arusha, en Tanzanie ; septembre 2013



Pour en savoir plus, veuillez contacter :

**La Facilité de dialogue et de partenariat de
l'Initiative de l'UE pour l'Énergie (EUEI PDF)**

c/o Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
P.O. Box 5180
65726 Eschborn, Allemagne

T +49 (0) 6196 79-6312
E info@euei-pdf.org
I www.euei-pdf.org

L'EUEI PDF est un instrument de
l'Initiative de l'UE pour l'Énergie

