



Rapport Final

Programme pour la promotion d'une interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest - CEDEAO

Composante D : Réduction de pertes de distribution

Numéro de référence du projet : 12.2530.9-001.00 Numéro de contrat. : 81180638

Juillet 2017



GOPA-International Energy Consultants GmbH
Justus-von-Liebig Str. 1
61352 Bad Homburg, Allemagne
Tél: +49 (6172) 1791 886 Fax: +49 (6172) 944 95 20
eMail: info@gopa-intec.de, roland.vandeneede@gopa-intec.de

www.gopa-intec.de





Tak	ole de	s matiè	eres		Page
1.	Intr	oductio	n		1
	1.1	Brève d	description d	lu projet	1
			principaux	· · ·	2
			du projet	• •	3
	1.4	Présen	tation du rap	pport	3
2.	La l	iste de	s sociétés	s visitées Considérations préliminaires	4
	2.1	Définiti	ons		4
		2.1.1	Réseau d	e distribution	4
		2.1.2	Pertes glo	bales	4
		2.1.3	Pertes ted	chniques	5
		2.1.4		n-techniques	6
		2.1.5	Pertes d'e	encaissement	6
		2.1.6	Actions		7
		2.1.7	Approche		7
	2.2	_	s des pertes		7
		2.2.1	Pertes ted		7
			2.2.1.1	Transformateurs	7
			2.2.1.2	Lignes	8
			2.2.1.3	Energie réactive	8
			2.2.1.4	Consommation propre des équipements	8
		2.2.2		n-techniques	9
			2.2.2.1	Fraude	9
			2.2.2.2	Disfonctionnement des compteurs	10
			2.2.2.3	Absence de compte	11
	0.0	Dantas	2.2.2.4	Erreurs humaines	11
	2.3		excédentair		12
		2.3.1	Pertes ted	chniques Planification	12
			2.3.1.1 2.3.1.2	Exploitation	12 14
		2.3.2		•	14
	2.4		des pertes	n-techniques	15
	2.4	2.4.1	Pertes glo	phales	15
		2.4.2	_	tandard de calcul des pertes techniques dans les réseaux de	10
		۷.٦.۷	distributio	·	15
			2.4.2.1	Réseaux MT	16
			2.4.2.2	Réseaux BT	20
		2.4.3		n-techniques	21
3.	Dia	gnostic		étés de distribution visitées	22
	3.1	- Préaml	ماياد		22
	3.2		s visitées		22
	3.3		globales		22
	0.0	3.3.1	-	ation des pertes globales à l'EDG en 2015 et 2016	24
		3.3.2	•	n des pertes globales de la CIE et de la CEET	24
	3.4		tion des per	, -	25
	3.5		non-techniq		26
	-	3.5.1		principales des pertes non-techniques	26







4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 Restructuration du réseau 6.4 Système de Distribution à Haute Tension 7.0 Transformateurs à haut rendement 7.9 Rééquilibrage des phases en basse tension 7.0 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 7.0 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 7.0 Gestion de la charge 7.1 Planification des réseaux 7.1 Planification des réseaux 7.1 Approches de Planification des réseaux 7.1 Al.0.1 Approches de Planification des réseaux 7.1 Al.0.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 7.1 Anol.3.1 Collecte des données économiques 7.1 Al.0.3.2 Analyse des données économiques 7.1 Al.0.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 7.1 Al.0.3.4 Analyse spatiale de la demande 7.1 Al.0.4.1 Collecte des données techniques 7.1 Al.0.4.1 Collecte des données techniques 7.1 Al.0.4.2 Critères de planification 7.0 Al.0.4.2 Critères de planification 7.0 Al.0.4.2 Limites techniques d'utilisation des équipements 7.0 Aformalisation et extrapolation des équipements 7.0 Aformalisation et standardisation 7.0 Anol.4.2 Limites techniques d'utilisation des équipements	Tab	le de	s matiè	res		Page
3.5.1 Sarctiva S				3.5.1.1	Fraude	27
3.5.2 Estimation grossière des pertes non-techniques et des pertes monétaires qu'elles entrainent 29 3.5.3 Actions principales en cours pour réduire les pertes non-techniques 29 Installation des compteurs communicants chez les gros 3.5.3.1 Installation des compteurs de type split. 31 3.5.3.2 Installation des compteurs de type split. 31 3.5.3.3 Contrôles 3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 38 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance 41 3.5.4.3 Formation 40 41 41 42 42 Renforcement 42 43 44 44 44 44 44 45 44 44 45 4				3.5.1.2	Absence de compteurs	28
monétaires qu'elles entrainent 29 3.5.3 Actions principales en cours pour réduire les pertes non-techniques 15 Installation des compteurs communicants chez les gros 1.5.3 1.5.3.1 Installation des compteurs de type split. 31 3.5.3.2 Installation des compteurs communicants chez les gros 2.5.3.5.3.1 Installation des compteurs communicants chez les gros 2.5.3.3.3 2.5.3.4 Contrôles 3.5.3.4 2.5.3.3 2.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.5.4.1 3.5.4.1 3.5.4.1 3.5.4.1 3.5.4.1 3.5.4.2 3.5.4.3 5.5.				3.5.1.3	Erreurs dans le calcul des pertes	28
3.5.3 Actions principales en cours pour réduire les pertes non-techniques Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs 3.5.3.1 Installation des compteurs de type split. 3.1 3.5.3.2 Installation des compteurs de type split. 3.1 3.5.3.3 Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs 3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 3.5.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 3.5.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 3.5.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 3.5.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 3.5.4 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.9 3.5.4 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.5 4.0 4.0 3.5.4 Formation 4.0 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 4.1 Actions de réduction des pertes techniques 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 4.3 Restructuration du réseau 6.4 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 7.0 4.5 Transformateurs à haut rendement 7.9 4.6 Rédequilibrage des phases en basse tension 8.7 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 9.1 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (ERR-D) 9.5			3.5.2	Estimation	grossière des pertes non-techniques et des pertes	
Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs 30 3.5.3.1 Installation des compteurs de type split. 31 3.5.3.2 Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs 3.5.3.3 Contrôles 3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 38 3.5.4 Actions d'accompagnement 39 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 39 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 41 42 44 Actions de réduction des pertes techniques 41 Installation de Bancs de condensateurs 42 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 43 Restructuration du réseau 44 Système de Distribution à Haute Tension 70 45 Transformateurs à haut rendement 79 48 Rééquilibrage des phases en basse tension 47 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 48 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 95 4.10 Planification des réseaux 110 4.10 Planification des réseaux 118 4.10 Planification de la demande en électricité 120 4.10 Prévision de la demande en électricité 4.10 10 2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10 3 Analyse des données économiques 120 4.10				monétaire	s qu'elles entrainent	29
3.5.3.1 Installation des compteurs de type split. 3.5.3.2 Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs 3.5.3.3 Contrôles 3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.8 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 Restructuration du réseau 6.4 4.2 Système de Distribution à Haute Tension 7.0 4.5 Transformateurs à haut rendement 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 8.7 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3 Collecte des données et des études existantes 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 127 4.10.4 Etude			3.5.3			29
3.5.3.1 Installation des compteurs de type split. 3.5.3.2 Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs 3.5.3.3 3.5.3.3 Contrôles 3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.5.3.4 Actions d'accompagnement 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 4.5 Actions de réduction des pertes techniques 4.5 Actions de préduction des pertes techniques 4.5 Actions de réduction des pertes techniques 4.5 Actions de réduction des pertes techniques 4.5 Actions de préduction des pertes techniques 4.5 Actions de réduction des pertes techniques 4.5 Actions de préduction des pertes techniques 4.6 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 4.5 Actions de print de la ligne (partiel ou total) 5.3 4.6 Renforcement par Remplacement 5.5 Actions des phases en basse tension 5.5 Transformateurs à haut rendement 7.9 4.6 Rédquilibrage des phases en basse tension 8.7 Actions des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 9.1 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables 5.6 Décentralisées (EnR-D) 9.5				Installation	n des compteurs communicants chez les gros	
3.5.3.2						
Consommateurs 33 3.5.3.3 Controles 35 3.5.3.4 Actions d'accompagnement 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ? 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes non-techniques 41 Actions de réduction des pertes techniques 45 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 46 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 4.3 Restructuration du réseau 64 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 70 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EIR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 117 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 118 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 124 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4.2 Critères de planification 126 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 127 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133 133 135 135 133 135 133 135 133 135 133 135 133 135 135 133 135 133 135					· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	31
3.5.3.3 Contrôles 3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 38 3.5.3.4 Actions d'accompagnement 39 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire? 39 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 41 3.6 Pertes d'encaissement 43 44 Actions de réduction des pertes techniques 45 41 Installation de Bancs de condensateurs 46 42 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 43 Restructuration du réseau 64 44 Système de Distribution à Haute Tension 70 70 70 70 70 70 70 7				3.5.3.2		
3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ 3.5.4 Actions d'accompagnement 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire? 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 3.5.4.3 Formation 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 3.6 Pertes d'encaissement 4. Actions de réduction des pertes techniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 Transformateurs à haut rendement 7.5 Transformateurs à haut rendement 7.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 7.0 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 7.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 7.9 Gestion de la charge 7.10.1 Approches de Planification des réseaux 7.10.1 Approches de Planification des réseaux 7.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 7.10.3 Prévision de la demande en électricité 7.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 7.10 Alouit de des données économiques 7.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 7.10 Alouit de service 7.10.4 Normalisation et standardisation 7.10 Alouit de service 7.10.4 Normalisation et standardisation 7.10.4 Liudité de service 8.10.5 Limites techniques d'utilisation des équipements						
3.5.4 Actions d'accompagnement 3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire? 39 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes non-techniques 41 3.6 Pertes d'encaissement 43 44 Actions de réduction des pertes techniques 45 44 Actions de réduction des pertes techniques 45 45 47 Installation de Bancs de condensateurs 46 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 4.3 Restructuration du réseau 64 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 110 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 117 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 126 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133 13 14 14 14 14 14 1						
3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire? 39 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 41 3.6 Pertes d'encaissement 43 44 45 Actions de réduction des pertes techniques 45 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 46 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 4.3 Restructuration du réseau 64 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 110 4.10 Planification des réseaux 117 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données économiques 120 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133 133 133 133 133 133 133 140.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133					·	
Secondaire ? 39 3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes non-techniques 41 3.6 Pertes d'encaissement 43 44 44 Actions de réduction des pertes techniques 45 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 46 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 4.3 Restructuration du réseau 64 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 7.5			3.5.4			39
3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.4.3 Formation 40 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 41 3.6 Pertes d'encaissement 43 43 44 45 45 44 45 45				3.5.4.1	·	00
3.5.4.3 Formation 3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes non- techniques 3.6 Pertes d'encaissement 43 4. Actions de réduction des pertes techniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 Restructuration du réseau 6.4 Système de Distribution à Haute Tension 7.0 Transformateurs à haut rendement 7.7 Rééquilibrage des phases en basse tension 7.0 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 7.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 7.9 Gestion de la charge 7.10 Planification des réseaux 7.10 Planification des réseaux 7.10.1 Approches de Planification des réseaux 7.10.3 Prévision de la demande en électricité 7.10.3.1 Collecte des données économiques 7.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 7.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 7.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 7.10.4.5 Critères de planification 7.10 Pla				0.5.4.0		
3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes nontechniques 3.6 Pertes d'encaissement 4.3 4. Actions de réduction des pertes techniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 4.3 Restructuration du réseau 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 4.5 Transformateurs à haut rendement 4.6 Rééquillibrage des phases en basse tension 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 126 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 127 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements					· ·	
techniques 3.6 Pertes d'encaissement 4. Actions de réduction des pertes techniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 Restructuration du réseau 6.4 Système de Distribution à Haute Tension 7.0 Transformateurs à haut rendement 7.7 Até. Rééquilibrage des phases en basse tension 7.0 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 7.0 Gestion de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables 7.1 Décentralisées (EnR-D) 7.1 Approches de Planification des réseaux 7.1 Planification des réseaux 7.1 Approches de Planification des réseaux 7.1 Analyse des données économiques 7.1 Analyse des données économiques 7.2 Analyse des données et des études existantes 7.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 7.4 Analyse spatiale de la demande 7.5 Analyse des données et des études existantes 7.6 Analyse des données et des études existantes 7.7 Analyse des des données et des études existantes 7.7 Analyse des des données et des études existantes 7.7 Analyse des des données et des études existantes 7.7 Analyse des des des des des études existantes 7.0 Analyse des des des des des études existantes 7.0 Analyse des des des des des études existantes 7.0 Actualisation et extrapolation des études existantes 7.0 Analyse des des des des des des des des			255			40
4. Actions de réduction des pertes techniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 4.3 Restructuration du réseau 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 4.5 Transformateurs à haut rendement 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 4.10 Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données économiques 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133			3.5.5		·	11
4. Actions de réduction des pertes techniques 4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 5.3 A.3 Restructuration du réseau 6.4 Système de Distribution à Haute Tension 7.0 Transformateurs à haut rendement 7.9 A.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 7.0 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 7.0 A.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 7.0 Gestion de la charge 7.10 Planification des réseaux 7.11 Approches de Planification des réseaux 7.12 Annouve des des des des des des des des des de		2.6	Dorton (•		
4.1 Installation de Bancs de condensateurs 4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 53 4.3 Restructuration du réseau 64 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 110 4.10 Planification des réseaux 117 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 118 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données économiques 120 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 121 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 122 4.10.4.1 Collecte des données techniques 124 4.10.4.2 Critères de planification 125 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements						
4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total) 4.3 Restructuration du réseau 64 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 110 4.10 Planification des réseaux 111 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 111 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 121 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements	4.	Acti	ons de	réduction	n des pertes techniques	45
4.3 Restructuration du réseau 4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 4.10 Planification des réseaux 117 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 118 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 121 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 127 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements		Actions 4.1 Ins 4.2 Rei	Installat	ion de Banc	s de condensateurs	46
4.4 Système de Distribution à Haute Tension 70 4.5 Transformateurs à haut rendement 79 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 87 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 91 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 95 4.9 Gestion de la charge 110 4.10 Planification des réseaux 117 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 118 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 121 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 127 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements		4.2	Renford	ement par F	Remplacement de la ligne (partiel ou total)	53
4.5 Transformateurs à haut rendement 4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 4.10 Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.4.4 Etude technique des réseaux de distribution 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements						
4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension 4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 110 4.10 Planification des réseaux 117 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 118 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 121 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements			-			
4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO ») 4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 4.10 Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements						
4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 4.10 Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements						
Décentralisées (EnR-D) 4.9 Gestion de la charge 110 4.10 Planification des réseaux 117 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 118 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 119 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 120 4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 121 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133			•		, "	91
4.9 Gestion de la charge 4.10 Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133		4.8			, , , <u>.</u>	
4.10 Planification des réseaux 4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 126 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133		4.0		•	•	
4.10.1 Approches de Planification des réseaux 4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133				_		
4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS 4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 120 120 121 122 123 124 125 126 127 127 127 128 129 129 120 120 120 120 121 122 123 124 125 126 127 127 127 128 129 129 120 120 120 120 120 120		4.10				
4.10.3 Prévision de la demande en électricité 4.10.3.1 Collecte des données économiques 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 4.10.4.1 Collecte des données techniques 4.10.4.2 Critères de planification 4.10.4.3 Qualité de service 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 120 120 121 122 123 124 125 126 127 127 128 129 129 120 120 120 120 121 121 122 123 124 125 126 127 127 128 129 129 120 120 120 120 121 121 122 123 124 125 126 127 127 128 129 129 120 120 120 120 120 120 120 120 120 120						
4.10.3.1 Collecte des données économiques 120 4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 121 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 126 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133				•		
4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes 4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 127 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133			4.10.3			
4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 126 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133					·	
demande 122 4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 126 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133					•	121
4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande 124 4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 126 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133				4.10.3.3	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	122
4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution 126 4.10.4.1 Collecte des données techniques 126 4.10.4.2 Critères de planification 127 4.10.4.3 Qualité de service 127 4.10.4.4 Normalisation et standardisation 129 4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133				1 10 3 1		
4.10.4.1Collecte des données techniques1264.10.4.2Critères de planification1274.10.4.3Qualité de service1274.10.4.4Normalisation et standardisation1294.10.4.5Limites techniques d'utilisation des équipements133			4 10 A		•	
4.10.4.2Critères de planification1274.10.4.3Qualité de service1274.10.4.4Normalisation et standardisation1294.10.4.5Limites techniques d'utilisation des équipements133			4.10.4		•	
4.10.4.3Qualité de service1274.10.4.4Normalisation et standardisation1294.10.4.5Limites techniques d'utilisation des équipements133					·	
4.10.4.4Normalisation et standardisation1294.10.4.5Limites techniques d'utilisation des équipements133						
4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements 133						
•						
			4.10.5		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	135







Tab	le de	s matiè	res		Page
			4.10.5.1	Structure en antenne	135
			4.10.5.2	Structure en double dérivation	136
			4.10.5.3	Structure en coupure d'artère	137
			4.10.5.4	Mode opératoire d'un réseau de distribution MT	143
			4.10.5.5	Comparaison des différentes structures de réseaux de	
				distribution MT urbains	144
		4.10.6	Structures	des réseaux de distribution BT	146
			4.10.6.1	Structure arborescente	146
			4.10.6.2	Structure en boucle ouverte	146
			4.10.6.3	Structure maillée	147
		4.10.7		coulement de puissance	147
			4.10.7.1	Extension des réseaux électriques	147
		4.10.8		son technico-économique	148
	4.11			ciétés de distribution	150
		4.11.1		rencontrées	150
		4.11.2	Recomma	ndations	150
5 .	Acti	ons de	réduction	n des pertes non-techniques	153
	5.1		des actions		153
	5.2			e calcul de la rentabilité des actions	154
	5.3		sement de la		155
	5.4			lients au poste de départ équipés de systèmes de	
		compta	-		157
	5.5		e des clients		160
	5.6			la fraude plus difficile	161
		5.6.1		on des installations de comptage	161
		5.6.2		n de compteurs split	162
		5.6.3		n de compteurs communicants	162
	5.7			compteurs défectueux	163
	5.8		s d'accompa		164
		5.8.1 5.8.2		culture au niveau national qui ne tolère pas la fraude ent du management de la société de distribution dans la	164
		5.0.2			164
		5.8.3		e les pertes es de sensibilisation	165
		5.8.4		et sanctions	165
		5.8.5		ne de formation au profit du personnel des sociétés de	100
		0.0.0	distribution	·	166
			5.8.5.1	Formation 1 : Calcul des pertes globales, des pertes non-	100
			0.0.0.1	techniques et préparation des statistiques pour le calcul	167
			5.8.5.2	Formation 2 : Méthodes de contrôle des abonnés	169
			5.8.5.3	Formation 3 : Formation à la planification	174
		5.8.6		n d'un système de monitoring	181
			5.8.6.1	Objectif	181
			5.8.6.2	Procédures	181
			5.8.6.3	Méthode de calcul des pertes globales sur le réseau de	
				distribution	181
			5.8.6.4	Méthode de calcul de l'énergie injectée dans le réseau	
				de distribution	182
			5.8.6.5	Méthode de calcul des pertes techniques	182







Tabl	e des	s matièr	es		Page	
	5.9 5.10			Estimation des pertes non-techniques en énergie Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution »	183 184 186	
6.				nt pour la réduction des pertes de		
	dist	ribution	et estima	tion des coûts afférents	189	
	6.1	Modèle o 6.1.1 6.1.2	Préambule	estissement présenter dans la proposition d'un projet d'investissement	189 189	
		•		a réduction des pertes de distribution	189	
			6.1.2.1 6.1.2.2	Présentation de l'évolution des pertes globales Informations sur la répartition en pertes techniques et	189	
				non-techniques et les coûts des pertes non-techniques	189	
			6.1.2.3	Description sommaire du projet et des objectifs	190	
			6.1.2.4	Description des composantes et des coûts du projet	190	
			6.1.2.5	Estimation des bénéfices du projet	190	
			6.1.2.6	Analyses financières et présentation des résultats	191	
			6.1.2.7	Commentaire sur des analyses économiques si	400	
	0.0		0 4 Min -	demandées par les bailleurs de fonds	192	
	6.2	•		en œuvre de compteurs communicants	193	
		6.2.1 6.2.2	Introduction		193	
		6.2.3	Situation de	e depart I sommaire du projet et objectifs	194 195	
		6.2.4	•	i détaillée du projet	196	
		0.2.4	6.2.4.1	Nombre de compteurs communicants	196	
			6.2.4.2	Technologie de communication	196	
			6.2.4.3	Système d'Information Centralisé	196	
			6.2.4.4	Formation	197	
			6.2.4.5	Planning	197	
		6.2.5		les calculs de rentabilité	197	
			6.2.5.1	Rentabilité au plan économique	197	
			6.2.5.2	Rentabilité au plan financier	198	
		6.2.6	Conclusion	·	199	
	6.3	Exemple n° 2 - Mise en œuvre de bancs de condensateurs				
		6.3.1	Introduction	1	200	
		6.3.2	Situation in	itial	200	
		6.3.3	Description	du projet et objectifs	201	
		6.3.4	Réduction o	des pertes techniques attendue	201	
		6.3.5	Résultats d	les calculs de rentabilité	205	
			6.3.5.1	Coûts d'investissement et coûts annuels d'exploitation et		
				de maintenance (O&M)	205	
			6.3.5.2	Analyse économique	205	
			6.3.5.3	Analyse financière	206	
7.	Ann	exes			208	







Liste des tableaux

- Tableau 1-1: Liste des membres clés de l'équipe du projet
- Tableau 3-1: Liste des sociétés visitées
- Tableau 3-2: Evolution du taux de pertes globales (%)
- Tableau 3-3: Répartition des pertes en %
- Tableau 3-4: Raisons principales des pertes non-techniques
- Tableau 3-5: Estimation des pertes non-techniques et des pertes monétaires qui en résultent
- Tableau 3-6 : Action en cours pour réduire les pertes non-techniques
- Tableau 3-7: Utilisation des compteurs à prépaiement et des compteurs split
- Tableau 3-8: Utilisation des compteurs communicants
- Tableau 3-9: Evolution du taux de collecte
- Tableau 4-1: Description des tâches
- Tableau 4-2: Analyse économique
- Tableau 4-3 : Situation rencontrées dans les sociétés de distribution
- Tableau 4-4: Nombre de tronçons surcharges
- Tableau 4-5 : Lignes aériennes et câbles souterrains utilisés par la SONABEL
- Tableau 4-6: Les tronçons sélectionnés pour remplacement de conducteurs
- Tableau 4-7 : Analyse économique cas d'exemple pour action « Renforcement par Remplacement de la ligne »
- Tableau 4-8: Analyse économique cas d'exemple action « Restructuration du réseau »
- Tableau 4-9 : Analyse économique cas d'exemple action « Système de Distribution à Haute Tension »
- Tableau 4-10 : Détails des données pour l'analyse économique
- Tableau 4-11 : Transformateurs à faible pertes analyse économique avec et sans prise en compte de l'économie de puissance installée
- Tableau 4-12 : Transformateurs à haute performance analyse économique avec et sans prise en compte de l'économie de puissance installée
- Tableau 4-13 : Etapes typiques pour optimisation des points de séparation en fonction de l'outil disponible.
- Tableau 4-14: Paramètres de base pour l'analyse économique des climatiseurs efficients
- Tableau 4-15 : Gains générés pour le consommateur par l'achat d'un climatiseur efficient, sans subside
- Tableau 4-16 : Gains générés pour le consommateur par l'achat d'un climatiseur efficient en présence du rabais ou subside
- Tableau 4-17 : Analyse économique sous la forme de comparaison avec des solutions classiques de centrales de pointe
- Tableau 4-18: Plages de variation de la tension d'alimentation MT
- Tableau 4-19: Plages de variation de la tension d'alimentation BT
- Tableau 4-20 : Avantages et inconvénients des structures de réseaux de distribution MT urbains
- Tableau 4-21: Comparaison des variantes de la structure en coupure d'artère
- Tableau 5-1 : Réduction des pertes non-techniques pour que le recensement soit rentable (réduction en % des pertes monétaires par abonné en 2015)







- Tableau 5-2 : Réduction des pertes non-techniques pour que le rattachement des clients au départ
 - BT et installation des compteurs aux départs soit rentable (réduction en % des pertes
 - monétaires par abonné en 2015)
- Tableau 6-1 : Evolution du nombre d'abonnés, des ventes, de l'énergie injectée dans le réseau de
 - distribution et des pertes globales dans la période 2012 2016
- Tableau 6-2: Coûts et bénéfices du projet
- Tableau 6-3 : Compte de Trésorerie et Compte d'Exploitation du Projet
- Tableau 6-4: Prévision de la demande maximale du départ
- Tableau 6-5 : Réduction des pertes en énergie et valeur monétaire de cette réduction
- Tableau 6-6 : Installation de bancs de condensateurs Données et résultats de l'analyse
 - économique







Liste des Figures

Figure 1-1:	Acteurs cies du projet
Figure 2-1 ·	Dérive des compteurs électromécanique

A -4-...- -14- -1...---:-4

Figure 2-1:	Dérive des compteurs électromécaniques (EPRI 2010)
Figure 2-2	Courbe de charge journalière

i igui e z-z .	Courbe de charge journailere
Figure 2-3:	Courbe de charge annuelle

Figure 2-4:	Monotone de charge
Figure 2-5:	Paliers de charge
Figure 4-1:	Condensateurs

Figure 4-2 : Exemple départ MT à Ouagadougou

Figure 4-3 : Les taux de charges des différents tronçons à Ouagadougou

Figure 4-4: Réduction des pertes techniques par remplacement de conducteurs

Figure 4-5 : Création d'un départ additionnel

Figure 4-6 : Départ MT fort chargé à Ouagadougou

Figure 4-7 : Création nouveau départ pour soulager des tronçons surchargés

Figure 4-8: Alimentation des clients par un réseau BT classique

Figure 4-9 : Alimentation des clients par un réseau MT

Figure 4-10 : Accessibilité de transformateurs avec meilleur rendement

Figure 4-11: Zone au nord du poste « Ouaga 2 »

Figure 4-12: Après déplacement du point NO, au nord-est du poste « Ouaga2 »

Figure 4-13 : China Energy Label
Figure 4-14 : BEE star Label en Inde

Figure 4-15 : Comparaison des impacts de l'efficacité énergétique et du DR du point de vue des

consommateurs

Figure 4-16: Illustration de la DR sur une courbe de charge

Figure 4-17 : Mécanisme simple intégré à la planification de la production

Figure 4-18: Carte SIG d'une ville

Figure 4-19 : Principe du maillage et de l'agrégation de la consommation

Figure 4-20: Structure "en antenne"

Figure 4-21: Structure "en double dérivation" à deux postes sources et deux lignes d'alimentation

(câble de travail et câble de secours)

Figure 4-22: Structure "en coupure d'artère" à deux postes sources

Figure 4-23 : Structure "en fuseau" à un poste source et câble de secours spécialisé

Figure 4-24 : Structure de type "fuseau" à 2 postes sources et secours intégré
Figure 4-25 : Structure de type "épi" avec 2 départs MT et un câble de secours

Figure 4-26 : Structure de type "épi" avec 5 départs MT et un câble de secours

Figure 4-27 : Structure de type "pétale de marguerite" Figure 4-28 : Structure de type "maille" à une boucle

Figure 4-29 : Structure de type "maille" à plusieurs boucles

Figure 4-30 : Structure "en grille"

Figure 6-1 : Partie du réseau de distribution de Conakry

Figure 6-2: Monotone typique et paliers de charge







Figure 6-3 : Pertes en puissance sur le départ étudié pour le palier de charge 1 Figure 6-4 : Pertes en puissance sur le départ étudié pour le palier de charge 2 Figure 6-5 : Pertes en puissance sur le départ étudié pour le palier de charge 3







Liste des Annexes

Annexe 1 : Approche méthodologique du calcul des pertes techniques

Annexe 2–1: Rapport de visite SBEE

Annexe 2–2: Rapport de visite SONABEL

Annexe 2–3: Rapport de visite CIE

Annexe 2–4: Mission report ECG

Annexe 2–5: Rapport de visite EDM-SA

Annexe 2–6: Rapport de visite NIGELEC

Annexe 2–7: Rapport de visite SENELEC

Annexe 2–8: Mission report AEDC

Annexe 2–9: Rapport de visite EDG

Annexe 2–10: Rapport de visite EAGB

Annexe 2–11 : Mission report NAWEC

Annexe 2–12 : Mission report IBEDC

Annexe 3 : Diagnostic des pertes dans les réseaux de distribution

Annexe 4 : Calcul de rentabilité des actions techniques

Annexe 5 : Liste de normes de planification et de conception





Liste d'abréviations

BAD	Banque africaine de développement
ВТ	Basse tension
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CCR	Centre de contrôle régional
CIC	Centre d'information et de coordination
ECREEE	ECOWAS Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency
ERERA	ECOWAS Regional Electricity Regulatory Authority
fp	Facteur de puissance (cos phi)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
НТА	Haute Tension plage « A » : correspond dans la nouvelle norme française à la MT (voir ci-dessus), Cet acronyme est également utilisé par certaines sociétés de l'EEEAO, notamment la CIE
нтв	Haute Tension plage « B » : correspond dans la nouvelle norme française à la HT (voir ci-dessus), Cet acronyme est également utilisé par certaines sociétés de l'EEEAO, notamment la CIE.
intec	International Energy Consultants GmbH - Membre du groupe GOPA
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kV	Kilo Volts
MT	Moyenne tension
NAWEC	
RI	Réseau interconnecté
USAID	United States Agency for International Development
WAPP	West African Power Pool





1. Introduction

1.1 Brève description du projet

Le projet "Réduction des pertes de distribution" est un projet en coopération avec le WAPP qui, parmi plusieurs autres projets, fait partie du "Programme pour la promotion d'un réseau électrique interconnecté respectueux de l'environnement dans la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest" financé par la GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit). Le programme comprend 5 composantes (composante A à composante E). Afin de donner une vue d'ensemble des composantes du programme, leur structure est décrite brièvement ci-après.

Composante A: - Production - Conditions cadres pour les énergies renouvelables

- Objectif: A l'aide de plans d'action nationaux, les pays de la région CEDEAO (Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest) implémentent les parties des conditions cadres dans leur politique régionale qui règlent le raccordement de producteurs d'énergie renouvelables au réseau électrique.
- Indicateur: 12 améliorations des conditions légales ou réglementaires pour la génération d'énergie renouvelable sont préparées avec le soutien d'ECREEE (Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency).

Composante B: - Production - Energies renouvelables - Projet Phare

- **Objectif**: De la documentation sur les Projet Phare en génération d'énergies avec des sources renouvelables dans la région CEDEAO sont disponibles.
- **Indicateur**: 5 projets phares existants ou nouveaux en pour la production d'énergies avec des sources renouvelables sont documentées pour la région CEDEAO.

Composante C: - Transport - Dispatch et commerce d'électricité

- **Objectif**: Les membres principaux des équipes des centres de contrôles (CIC et CCR) des régions et 5 sous-régions maitrisent la gestion d'un dispatch régionale et le commerce d'électricité.
- Indicateur : 15 employées du CIC et CCR sont formées pour la gestion d'un dispatch régionale et le commerce d'électricité.

Composante D: Distribution – Réduction des pertes de distribution

- **Objectif**: Mettre à disposition des distributeurs d'électricité des solutions spécifiques pour la réduction des pertes d'énergie.
- Indicateur : 4 bonnes approches sont documentées et prêtes pour la diffusion régionale.

Composante E: Développement – Formations pour les sociétés de distribution

- **Objectif**: Les établissements de formation ont développé une gamme formation pour les sociétés de distribution (par exemple sur la génération d'énergies renouvelables, le commerce d'électricité et la réduction de pertes de distribution).
- Indicateur 1 : Le programme de renforcement des capacités du WAPP (West African Power Pool)
 qui a été rédigé en 2008 a été transformé en un plan directeur (incluant priorisation, plan d'action
 et estimation des coûts).







• **Indicateur 2 :** Une stratégie de formation, y compris les programmes d'études, du matériel de formation, et un plan d'affaires pour au moins 5 cours de formation, est disponible.

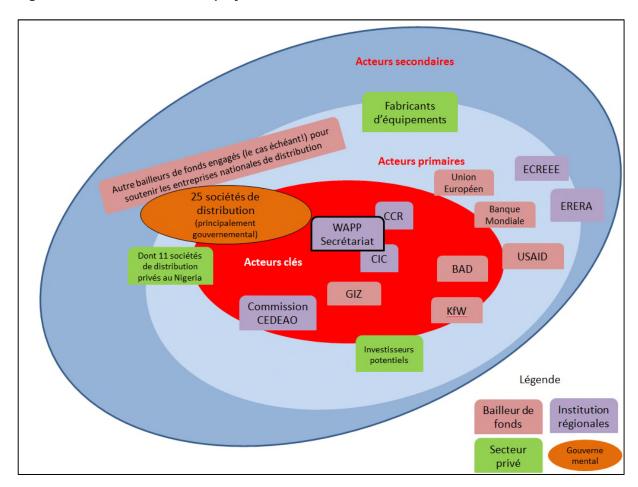
Le présent projet constitue la composante D et pour partie la composante E du programme.

1.2 Acteurs principaux du projet

Le groupe cible du projet est l'ensemble de la population de la région de la CEDEAO qui vont bénéficier des améliorations apportées par les mesures de réduction de pertes d'énergies conseillés aux sociétés de distribution. Cela comprend les ménages ainsi que les entreprises qui sont déjà connectés au réseau, mais qui jusqu'ici, souffrent d'alimentation coûteuses et peu fiables.

Les acteurs clés du projet sont la GIZ, le WAPP et les 25 sociétés de distribution de 15 pays membres. La figure suivante montre les acteurs primaires et secondaires du projet.

Figure 1-1: Acteurs clés du projet









1.3 Equipe du projet

Les membres clés de l'équipe du projet sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1-1: Liste des membres clés de l'équipe du projet

Nom	Position
Assani-Massourou Dahouenon	Chargé de Programme, GIZ
Polycarpe Basile Gbedji	Expert Réseaux de distribution, GIZ
Honoré Sanou	Chargé de Programme Exploitation du Système Electrique, WAPP
Klaus Langschied	Directeur de projet, intec
Roland Vanden Eede	Chef de projet, intec
Daniel d'Hoop	Expert Réseaux Electriques, intec
Dr. Heinz Pape	Expert Economie et Finances, intec
Jean Bigagaza	Expert Environnementaliste, intec

Les membres clés de l'équipe du projet sont appuyés par un pool de 11 experts nationaux.

1.4 Présentation du rapport

Le présent rapport est structuré en quatre parties, à savoir :

- Les considérations préliminaires
- Le diagnostic de la situation dans les sociétés de distribution visitées
- Les actions de réduction des pertes techniques
- Les actions de réduction des pertes non-techniques







2. La liste des sociétés visitées Considérations préliminaires

2.1 Définitions

Afin d'éviter les malentendus et avant d'entrer dans le vif du sujet, il est nécessaire de préciser certaines notions.

2.1.1 Réseau de distribution

Ce sont les réseaux dont le niveau d'isolement est inférieur ou égal à 45 kV. Dans certains pays toutefois, certaines lignes 30 et 33 kV sont considérées comme des lignes de transport.

2.1.2 Pertes globales

C'est la différence entre l'énergie injectée dans le réseau de distribution (E_I) et celle consommée par les utilisateurs (E_C).

$$P_{GE} = E_I - E_C$$

Energie injectée dans le réseau de distribution MT (E_{IMT})

L'énergie injectée sur le réseau de distribution MT (E_{IMT}) est calculée en faisant la somme des énergies de tous les postes sources HT/MT (E_{PS}) et de toutes les centrales de production (E_{PRMT}) qui sont injectées directement dans le réseau de distribution MT. On a donc la relation suivante :

$$E_{IMT} = \sum E_{PS} + \sum E_{PRMT}$$

Energie injectée dans le réseau de distribution BT (EIBT)

L'énergie injectée sur le réseau de distribution BT (E_{IBT}) est calculée en faisant la somme des énergies injectées par les postes MT/BT (E_{PMTBT}) et, le cas échéant, de celles injectées par les centrales de production qui injectent directement dans les départs BT (E_{PRBT}) des postes de distribution MT/BT.

$$E_{IBT} = \sum E_{PMTBT} + \sum E_{PRBT}$$

Energie injectée dans le réseau de distribution (E_I)

Energie injectée dans le réseau de distribution est la somme de l'énergie totale injectée dans le réseau de distribution MT (E_{IMT}) et de celle injectée par les centrales débitant directement dans le réseau BT (E_{PRBT})

$$E_I = E_{IMT} + \sum E_{PRBT}$$







Il convient de noter que l'énergie injectée par les postes MT/BT dans le réseau BT est déjà inclue dans E_{IMT} et ne doit par conséquent pas être prise en compte dans le calcul de E_{I} , sous peine de la comptabiliser deux fois.

Energie consommée par les utilisateurs

C'est la somme de l'énergie consommée par les utilisateurs du réseau MT et les utilisateurs du réseau BT.

Energie consommée par les utilisateurs du réseau MT

C'est la somme de l'énergie consommés par :

- les abonnés MT;
- les abonnés MT internes (Il s'agit entre autres des stations de pompage d'eau pour les sociétés chargées de la production et/ou de distribution d'eau) ;
- les fraudeurs MT (pas mesurable par définition).

Energie consommée par les utilisateurs du réseau BT

C'est la somme de l'énergie consommés par :

- · les abonnés BT;
- · les abonnés BT internes ;
- les fraudeurs BT (pas mesurable par définition).

Taux de pertes globales en énergie (T_{PGE})

C'est le taux exprimé en pourcent calculé à partir de la valeur des pertes globales par rapport à l'énergie injectée dans le réseau de distribution.

$$T_{PGE} = \frac{P_{GE}}{E_I} \cdot 100$$

2.1.3 Pertes techniques

Pertes techniques en énergie (PTE)

C'est l'énergie perdue à cause des phénomènes physiques inhérents à son transport entre les postes sources ou les centrales de production, lorsque celles-ci injectent directement l'énergie produite sur le réseau de distribution, et les points de comptage au niveau des abonnés.

Ces pertes sont estimées en faisant des simulations à l'aide d'un logiciel de calcul de répartition des charges pour plusieurs paliers de charge définis à partir d'une courbe de charge typique.







Pertes techniques en puissance (P_{TP})

Ce sont les pertes instantanées occasionnées par la puissance transitée dans les installations telles que les câbles conducteurs des lignes MT et BT mais aussi dans les transformateurs MT/BT.

2.1.4 Pertes non-techniques

C'est la différence entre les pertes globales et les pertes techniques.

$$P_{NTE} = P_{GE} - P_{TE}$$

Ces pertes ont pour origines les actes frauduleux (by-pass du compteur, branchements clandestins, etc.), le disfonctionnement des équipements (compteurs, logiciels de facturation, etc.) et les différentes erreurs telles que l'estimation de la consommation des abonnés au forfait, l'omission de la consommation propre à la société de distribution dans les statiques de consommation, etc.).

Alors que les pertes techniques ne peuvent être complètement supprimées, les pertes nontechniques, principalement dues à des erreurs humaines ou à des actions réprimables, devraient pouvoir être réduites à leur plus simple expression.

2.1.5 Pertes d'encaissement

Les pertes d'encaissement représentent la différence entre les montants facturés aux abonnés (M_F) et les montants effectivement encaissés par l'exploitant (M_P) exprimé en unité monétaire.

$$P_E = M_F - M_P$$

Ces pertes sont indépendantes des pertes techniques et non-techniques telles que définies plus haut, mais elles sont quand-même considérées du fait que les discussions menées avec les interlocuteurs des sociétés de distribution visitées ont aussi porté sur ce type de pertes. Au Nigéria, la valeur des pertes, appelé « ATC&C Losses » (Aggregate Technical Commercial & Collection Losses), inclut les pertes d'encaissement.

Dans la réalité, le taux d'encaissement est le plus souvent calculé en divisant le montant annuel encaissé (M_P) par le montant annuel facturé (M_F) . Le montant encaissé inclut normalement les arriérés payés par les abonnés. Il est donc possible que la valeur du taux d'encaissement soit supérieure à 100%.

Un aspect à considérer est que les statistiques d'encaissement peuvent inclure des montants qui ne sont pas directement liés à la consommation comme, par exemple, les frais de branchement ou les pénalités payées par les abonnés. Dans les sociétés chargées de l'approvisionnement en électricité, eau et l'assainissement (EAGB et NAWEC), les statistiques sur la collecte ne font pas la distinction entre les encaissements relatifs à l'approvisionnement d'électricité, d'eau et d'assainissement.

Le taux d'encaissement est aussi appelé taux de collecte ou taux de recouvrement.

Au sens strict du mot « recouvrement » le calcul du taux de recouvrement devrait lier les montants encaissés durant une période aux périodes pour lesquelles les factures ont été issues. Exemple : Tous les factures issues pour la consommation en 2016 et tous montants encaissés pour ces factures de-







vraient entrer dans le calcul du taux de recouvrement 2016. Un tel calcul est rarement fait parce que le paiement des factures qui couvrent la consommation en 2016 s'entend sur beaucoup d'années ce qui rend de lourdeur au calcul. Signalons aussi que le taux pour 2016 change tant que des factures pour la consommation en 2016 sont payées ce qui peut être le cas pendant beaucoup d'années. Parmi les sociétés qui ont participé à l'étude, seule la SBEE (Bénin) fait ce calcul. Les autres sociétés utilisent les termes « taux de recouvrement », « taux d'encaissement » et « taux de collecte » comme synonymes.

2.1.6 Actions

Dans la présente étude, il sera question d'actions à mener pour réduire les pertes. Il s'agit de dispositions élémentaires à prendre pour combattre un certain type de perte.

2.1.7 Approches

Il est rare qu'une action puisse être menée de manière esseulée. La plupart des actions sont donc à combiner pour former ce qu'on peut alors désigner par le terme « approche ».

2.2 Origines des pertes

Afin de pouvoir s'attaquer aux pertes excédentaires, il convient d'abord d'en étudier les origines.

2.2.1 Pertes techniques

Les réseaux de distribution d'électricité étant constitués d'éléments différents, les pertes techniques sont donc d'origines multiples. Les principales pertes sont observées dans les transformateurs et dans les liaisons constituées par les lignes aériennes et les câbles souterrains.

2.2.1.1 Transformateurs

Les transformateurs sont le siège de pertes de différents types, à savoir les pertes à vide et les pertes en charge.

Les pertes à vide, comme leur nom l'indique, sont des pertes indépendantes de la charge et principalement causées par les courants de Foucault dans le noyau magnétique et par l'hystérésis.

Les pertes en charge sont principalement dues aux pertes Joules (RI²) dans les enroulements. Par définition, ces pertes sont donc une fonction quadratique de la charge.

Du fait de l'existence des pertes à vide dont la valeur n'est pas négligeable et est indépendante de la charge, il faut éviter d'utiliser des transformateurs de distribution de puissance nominale surdimensionnés.

Bien que les transformateurs peuvent être utilisés temporairement à des puissances dépassant largement leur puissance nominale sans pour autant que leur rendement s'effondre, il faut néanmoins







éviter que cette surcharge perdure, car l'augmentation de température en résultant a pour effet de réduire considérablement la durée de vie de l'isolant des enroulements.

2.2.1.2 Lignes

Les lignes électriques sont le siège de perte Joule. Ces pertes sont donc une fonction quadratique du courant qui les traverse. Bien que la résistance linéique des conducteurs soit faible, les pertes générées peuvent devenir importantes pour les longues lignes et/ou les lignes surchargées.

L'effet Corona, qui est un phénomène dû à l'ionisation de l'air, dès que le champ électrique régnant au voisinage immédiat du conducteur devient suffisant, est limité pour les niveaux de tension assignée considérées pour les lignes de distribution et peut donc être négligé.

2.2.1.3 Energie réactive

Dans un réseau à tension alternative, le courant et la tension ne sont pas forcément en phase. Le déphasage entre le courant et la tension est représenté par l'angle φ .

Le déphasage est le résultat de la consommation ou de la production d'énergie réactive due, d'une part, à la nature de la charge (inductive; par exemple un moteur, ou capacitive; par exemple un banc de condensateur), mais aussi aux éléments du réseau eux-mêmes.

Pour un circuit à courant alternatif, l'expression de la puissance active est donnée par la relation suivante :

$$P = U.I.\cos \Phi$$

Dans cette expression, le $\cos \phi$ est appelé le facteur de puissance.

On constate au vu de cette relation que pour une même charge active (P) alimentée, une augmentation du déphasage conduit à une diminution du facteur de puissance et par conséquent une augmentation du courant traversant les éléments du réseau et donc à une augmentation quadratique des pertes Joules (Rl²).

Un réseau est donc d'autant mieux utilisé (pertes minimales) que le facteur de puissance est proche de l'unité et donc que sa charge réactive se rapproche de zéro. A l'inverse, une charge très inductive conduit à un facteur de puissance faible et donc à une mauvaise utilisation des éléments du réseau (pertes élevées).

2.2.1.4 Consommation propre des équipements

Pour fonctionner, certains équipements nécessitent une alimentation auxiliaire qui consomme de l'énergie dont la valeur est à considérer dans les pertes techniques. Pour les réseaux de distribution, il s'agit par exemple de l'alimentation des disjoncteurs et des appareillages de télésignalisation et de télé-conduite et de l'éclairage des postes et des bâtiments d'exploitation ainsi que de leur climatisation. Dans l'ensemble, ces équipements sont cependant peu gourment en énergie et la réduction de leur consommation, bien que souhaitable, ne sera pas très significative.







2.2.2 Pertes non-techniques

Les réseaux de distribution sont le siège de pertes non-techniques dont les origines peuvent être regroupées dans les catégories définies ci-après.

2.2.2.1 Fraude

Les informations reçues des sociétés de distribution indiquent que la fraude est généralement considérée comme la cause principale des pertes non-techniques.

La fraude se rencontre sous plusieurs formes. Le by-pass du compteur, la manipulation des compteurs et les branchements clandestins sont les méthodes de fraude les plus fréquentes.

<u>By-pass</u>: Le by-pass ne se limite pas aux compteurs post-paiement. Quelques abonnés équipés de compteurs à prépaiement de type monobloc (clavier et compteur intégré) appliquent une méthode rusée de fraude. Ils achètent régulièrement un peu de crédits et se mettent en by-pass après avoir consommé le crédit. Le risque que la société détecte cette fraude est minime parce que les releveurs ne visitent normalement plus les abonnés qui ont un compteur à prépaiement et les équipes de contrôle se concentrent sur les abonnés MT et quelques grands consommateurs BT. Ces abonnés ont des compteurs à post-paiement.

<u>Manipulation</u>: Les manipulations se font sous différentes formes ; réduction de l'index, bris du pignon d'engrenage, minuterie hors service, pontage des bornes du compteur, fraude sur disjoncteur sous forme de récupération de neutre, etc.

<u>Branchements clandestins</u>: Il est plutôt rare que les branchements clandestins soient réalisés par un raccordement direct sur la ligne BT. Les branchements clandestins sont le plus souvent réalisés par branchement sur l'installation du voisin ayant un abonnement au forfait. Cette fraude est une source importante de pertes non-techniques, là où les abonnés au forfait sont nombreux, c'est-à-dire, en Guinée et au Nigéria.

On peut aussi observer d'autres formes de branchements clandestins, à savoir :

- Des abonnés dont le branchement a été déconnecté du réseau et dont le compteur a été enlevé se procurent un autre compteur et se branchent à nouveau;
- ii. Des abonnés déménagent et emmènent avec eux le compteur à post-paiement et l'installent ou se le font installer dans leur nouveau logement, sans en informer la société de distribution ;
- iii. Des branchements supplémentaires sont installés avec des disjoncteurs qui permettent d'isoler ces branchements illicites en cas de visite des agents de la société de distribution.

Les actes frauduleux ne sont pas toujours réalisés par l'abonné, mais parfois avec la complicité des agents de la société de distribution, du personnel du sous-traitant qui installe les compteurs ou d'autres personnes. Un article qui décrit la situation en Côte d'Ivoire mentionne que quelques spécialistes ont fait de la fraude leur business¹.

Voir: http://www.fratmat.info/focus/reportage/secteur-de-l%E2%80%99%C3%A9lectricit%C3%A9-industriels-particuliers-h%C3%B4teliers-tous-des-fraudeurs







2.2.2.2 Disfonctionnement des compteurs

Dans beaucoup de sociétés de distribution, les compteurs défectueux sont une source importante de pertes non-techniques. Les interlocuteurs interrogés sont d'avis que ces compteurs défectueux ont plutôt tendance à conduire à une sous-estimation de la consommation.

Lorsqu'un compteur est défectueux parce qu'il a été manipulé, cela constitue un acte de fraude. Mais la manipulation n'est pas le seul facteur qui peut affecter la fiabilité des mesures des compteurs. L'âge, l'absence de calibration et les erreurs de raccordement lors de l'installation des compteurs sont d'autres facteurs.

Le facteur « âge » adresse le fait que les compteurs électromécaniques ont la tendance à sous-estimer la consommation avec le temps à cause de l'usure des composantes mécaniques, de la dégradation des lubrifiants et de l'accumulation de la poussière. La figure suivante reflète la sous-estimation aux Etats-Unis en fonction du temps écoulé depuis la calibration. L'erreur de mesure de quelques pour cent est faible mais on peut s'attendre à ce que la sous-estimation soit plus élevée dans les pays d'ECOWAS. Il est aussi vrai que beaucoup de compteurs dans ces pays n'ont pas été calibrés pour plus de vingt ans. Le Mémoire de M. Ninon Joilleux Ahoudjinou sur la Stratégie de Réduction des Pertes de la SBEE mentionne sur page 33 « Il existe sur le réseau de la SBEE de nombreux compteurs de plus de vingt ans d'âge ... qui ne mesurent plus l'énergie de façon optimale. Ils induisent donc de ce fait des pertes non commerciales sur le réseau. »

100.5 100 99.5 Percent Registration 99 98.5 Measured Meter Registration vs. Years Since Calibration 98 (Average of 400,000 Meters) 97.5 97 0 5 10 20 15

Figure 2-1: Dérive des compteurs électromécaniques (EPRI 2010)

Source: https://voir.ca/yvan-dutil/2015/03/19/compteurs-communicants-le-prix-de-la-precision/

Une autre source d'erreur dans le calcul des pertes liées aux compteurs défectueux est l'estimation de la consommation quand le compteur est défectueux. L'estimation est basée sur les factures antérieures et des appareils électriques installés. L'abonné paie ensuite un forfait jusqu'à ce que le compteur soit remplacé. Comme il n'est pas rare que le temps de remplacement du compteur soit très long, il arrive que l'abonné ajoute d'appareils électriques entre temps ou utilise les appareils existants de manière beaucoup plus intensive. L'augmentation de la consommation qui en résulte n'étant pas facturée, elle n'entre par conséquent pas dans les statistiques de ventes de la société.

Years of Service







Un défaut est aussi présent chez certains types de compteurs qui ne fonctionnent pas correctement lorsque la tension du réseau est trop faible. Selon les interlocuteurs interrogés, ce facteur d'erreur est important pour les compteurs à prépaiement.

2.2.2.3 Absence de compte

Pour les abonnées au forfait, il y a deux raisons principales qui causent des pertes non-techniques importantes, à savoir :

- La sous-estimation de la consommation du fait que la consommation est estimée au moment de l'installation du nouveau branchement ou de l'enregistrement du nouvel abonné. Cependant, la facturation continue d'être basée sur l'estimation initiale, même lorsque l'abonné ajoute des appareils par la suite.
- 2. Certains abonnés au forfait alimentent des voisins et se font également payer un forfait mensuel. Il est évident que la consommation de ces branchements n'entre pas dans les statistiques de la société de distribution. Ce branchement constitue un acte frauduleux qui tombe donc dans la classe « fraude » décrite en haut.

2.2.2.4 Erreurs humaines

Cette catégorie comprend les erreurs faites dans le calcul des pertes totales. Rappelons que les pertes non-techniques sont estimées en soustrayant l'estimation des pertes techniques des pertes totales. Une erreur faite dans le calcul des pertes totales se traduit donc en erreur dans le calcul des pertes non-techniques.

En réalité, les pertes totales sont souvent calculées à partir de l'énergie produite ou achetée de laquelle on déduit l'énergie facturée et qui reflète la consommation. Cette méthode risque de conduire aux erreurs suivantes :

Les chiffres sur la production devraient refléter la production nette, c'est-à-dire la valeur de l'énergie produite totale de laquelle est déduite la consommation des services auxiliaires des centrales. Il faut cependant s'attendre à ce que ce ne soit souvent pas le cas et que la production donnée est la production brute, incluant la consommation des services auxiliaires. Hors la consommation des services auxiliaires des centrales diesel, de l'ordre de 3% - 5%, n'est pas négligeable. Il y a donc une différence significative entre le calcul des pertes avec ou sans la consommation propre des centrales.

Les statistiques de ventes sont une autre source d'erreur ; soit qu'elles ne reflètent pas toute consommation, soit qu'il y a des erreurs dans les valeurs.

Les erreurs suivantes conduisent à sous-estimer la consommation :

- La consommation des bâtiments de la société de distribution n'est pas incluse dans les statistiques des ventes parce qu'elle n'est pas facturée. En outre, certaines sociétés de distribution fournissent l'électricité gratuitement à leurs agents et cette consommation non facturée risque aussi de ne pas entrer dans les statistiques de consommation.
- Certaines sociétés de distribution d'électricité sont également distributrice d'eau et la consommation nécessaire au pompage et au traitement de l'eau n'entre pas dans les statistiques de vente.







 Une catégorie de consommateurs a été oubliée dans la préparation des statistiques. Le consultant a constaté cette erreur chez une société qui a mis à sa disposition des statistiques détaillées. Il se peut bien que ce soit aussi une source d'erreur chez d'autres sociétés.

D'autres erreurs constatées par le consultant sont des valeurs extrêmes (très élevées ou très faibles) qui sont dites par les agents de la société être fausses mais qui entrent quand-même dans les statistiques de ventes. Deux explications données pour des fausses valeurs sont un mauvais système de facturation et la transition d'un système de facturation à un autre système.

Les erreurs faites durant la saisie des indices et les erreurs de paramétrage des compteurs installés chez les gros consommateurs font aussi partie des erreurs humaines.

2.3 Pertes excédentaires

Les origines des pertes ayant été identifiées et décrites dans le chapitre précédant, il est maintenant possible d'étudier les causes des pertes excédentaires. Les pertes excédentaires peuvent être aussi bien causées par des phénomènes physiques inévitables dans une certaine mesure que par des erreurs humaines ou des comportements réprimables et donc dans une grande mesure évitable.

2.3.1 Pertes techniques

Nous avons vu dans le chapitre précédent que les pertes techniques dans les réseaux de distribution ne sont pas totalement évitables. Néanmoins ces pertes sont souvent trop élevées par rapport à l'optimal théorique. Il convient donc de se pencher sur ce problème, afin d'identifier les causes des pertes excédentaires et de chercher à les réduire de la manière la plus économique possible.

Les pertes techniques excédentaires proviennent principalement de deux causes. La première cause est la carence au niveau de la planification des réseaux de distribution. La seconde cause est l'inadéquation de l'exploitation des installations.

2.3.1.1 Planification

La planification des réseaux consiste à estimer les besoins en équipements nécessaire à pouvoir alimenter la demande d'électricité actuelle et future avec une qualité de service et dans des conditions économiques acceptables. Il s'agit donc tout d'abord de bien identifier et de localiser les consommateurs et d'en estimer leurs consommations spécifiques. Ce travail repose sur une bonne connaissance des types d'abonnées des différents secteurs de consommation. Pour les zones partiellement ou totalement électrifiées, les données statistiques historiques des abonnés existants sont une excellente source d'informations. Pour les zones complétement dépourvues de réseau de distribution et qui sont nouvellement à électrifiées, les statistiques des abonnées dont le comportement vis à vis de la consommation d'électricité peut être assimilé à celui des abonnés potentiels des zones déjà électrifiés peuvent également servir de support pour l'estimation de la demande. Ces données doivent cependant être confirmées par une solide étude de marché.







Une bonne estimation de la demande actuelle et de la prévision de son évolution est un facteur essentiel à la planification des réseaux de distribution fonctionnant dans des conditions telles que les pertes techniques y sont réduites à leurs valeurs minimales économiquement justifiables.

Les réseaux de distribution BT, mais aussi MT, sont trop souvent développés sans connaître avec suffisamment de précision les charges qu'ils devront transporter. Ceci conduit à construire des lignes de longueurs et de sections de conducteurs, voire même de tensions nominales inadaptées aux charges ainsi que d'installer des postes de transformations mal dimensionnés et implantés à des endroits inadéquats.

La planification doit également être basée sur des critères définis de telle sorte que les équipements puissent être exploités dans des conditions de pertes réduites sur toute la période pour laquelle ils ont été conçus.

La demande dans les villes africaines évoluant très rapidement, il faut donc planifier la construction de réseaux de distribution évolutifs. Par exemple lors de la construction initiale, compte tenu de la faible densité de charge et pour repousser le plus possibles les investissements, le nombre de postes MT/BT qui sera installé sera réduit. Cependant, à court et moyen termes, de nouveaux postes MT/BT devront être implantés entre les postes installés en phase initiale, afin de reprendre les charges des départs BT qui atteindront leur limite de fonctionnement à pertes minimales. Il faut donc que le choix des tracés des lignes MT tienne compte des emplacements des futurs postes MT/BT. Ceci est très important surtout dans le cas d'une structure de réseaux MT souterrains en coupure d'artère.

Afin de déterminer l'emplacement le plus approprié pour l'implantation des postes MT/BT, il est nécessaire de bien maitriser la localisation des charges. Pour ce faire, l'utilisation d'un logiciel du type Système d'Information Géographique (SIG) liant les informations de la demande et des réseaux avec leur localisation géographique est indispensable.

Enfin pour permettre d'analyser le comportement des réseaux de distribution existants et futurs, l'utilisation de logiciels permettant au moins de procéder à des simulations de répartition des charges et de court-circuit est également indispensable.

Nous verrons dans la suite de la présente étude qu'un bon nombre de sociétés ne disposent pas des outils indispensables et/ou du personnel en suffisance, qualifié pour mener à bien la réalisation d'une bonne planification. Ceci conduit inéluctablement à développer les réseaux de distribution "sans visibilité" et a pour conséquence l'impossibilité, dès leur mise en service, ou à court terme, pour les exploitants de fournir un service dans des conditions de pertes minimales. On constate alors des pertes excédentaires dont les causes principales sont les suivantes :

- Emplacement des postes source et MT/BT excentrés par rapport au centre de gravité de la charge qu'ils alimentent
- Zone d'influence des postes source et MT/BT trop vaste
- Nombre de postes source et MT/BT insuffisant
- Transformateurs des postes source et MT/BT sous ou surdimensionnés
- Lignes MT et BT surchargées
- Lignes MT et BT trop longues
- Utilisation de sections non appropriées, etc.







2.3.1.2 Exploitation

En supposant que le réseau de distribution ait été correctement planifié, il existe cependant des possibilités de l'exploiter dans des conditions sous-optimales du point de vue des pertes. En effet, les réseaux de distribution MT sont généralement exploités en structure radiale. Ceci signifie que même si les départs peuvent être bouclés sur le même poste source ou alimentés à ses deux extrémités par deux postes sources différents, en condition d'exploitation normale, les départs sont sectionnés en deux tronçons. Selon le nombre et la charge des postes alimentés par le départ, il y a un donc un endroit idéal du point de vue des pertes pour faire le sectionnement. Il est donc souhaitable de faire correspondre le sectionnement avec l'endroit idéal. Cela n'est malheureusement pas toujours le cas.

La répartition équilibrée des charges sur les 3 phases d'un réseau BT est une des conditions pour assurer un fonctionnement à pertes minimale. Il est cependant souvent constaté un grand déséquilibre des charges sur les phases des lignes BT. Ce déséquilibre est dû à une répartition inadéquate des abonnées BT monophasés sur le réseau BT. Ceci conduit à générer des pertes excédentaires dues à la surcharge de phases et au courant circulant dans le neutre du réseau BT.

Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, le facteur de puissance $(\cos \phi)$ est à l'origine de pertes dans les réseaux de distribution. En principe, les réseaux de distribution sont conçus pour fonctionner avec un facteur de puissance égal ou supérieur à 0,8. Malheureusement, de nombreux abonnés utilisent des récepteurs dont la charge inductive n'est pas suffisamment, voire pas du tout compensée. Il est donc nécessaire que l'exploitant surveille le facteur de puissance de son réseau et qu'il réagisse rapidement dans le cas où celui-ci tombe régulièrement sous la valeur limite de 0,8.

2.3.2 Pertes non-techniques

Toutes les pertes non-techniques doivent être considérées comme des pertes excédentaires. Bien qu'elles devraient théoriquement être très faibles par rapport aux pertes techniques, on constatera très souvent qu'elles ne sont pas négligeables et que pour certaines sociétés elles atteignent, voire même dépassent la valeur des pertes techniques.

Les pertes non-techniques excédentaires dues au mauvais étalonnage des compteurs, aux erreurs de lectures des indices et/ou de saisie des compteurs des abonnés sont relativement faibles et peuvent être assez facilement identifiées et donc minimisées.

La part la plus importante des pertes-non-techniques excédentaires est malheureusement à attribuer à la fraude. Parmi les fraudes les plus fréquemment rencontrées, on peut citer les cas suivants :

- Contournement (by-pass) du compteur chez l'abonné BT et/ou MT
- Blocage occasionnel ou permanent du disque du compteur électromécanique
- · Lectures volontairement incorrectes des indices des compteurs
- Dérivation directe à partir du réseau de distribution BT

La fraude a des causes dont les origines sont multiples et très diverses. On peut citer les causes principales suivantes :

- Coût élevé de l'électricité par rapport au pouvoir d'achat ; Le fraudeur n'a pas les moyens de payer la facture du service dont il veut pourtant pouvoir profiter
- Manque d'éducation civique; Le fraudeur considère que l'électricité n'est pas un service et par conséquent que son vol n'est pas un délit.







- Manque de conscience ; Le fraudeur ignore que la production d'électricité a un coût et que son acte nuit aux intérêts du prestataire de services. Il ignore qu'à moyen terme, il contribue à diminuer la qualité de ce service.
- Manque de moyens de contrôle et de personnel qualifié ; L'abonné est convaincu que sa fraude est difficilement détectable par le releveur
- Manque de répression ; Le fraudeur ne craint pas de subir la sanction prévue par la loi, car elle n'est pas dissuasive et/ou elle n'est que très rarement, voire jamais appliquée.
- Mauvaise pratique de branchement des clients sur le réseau (raccordement par épissures, sans connecteurs).

On voit donc que la lutte contre la fraude est une mission complexe qui implique d'abord de bien en identifier les causes et leur importance respective, ceci afin de concentrer les efforts sur les mesures qui permettrons de mitiger efficacement les plus pénalisantes pour les sociétés de distribution.

Il faut noter que selon les cultures, les attitudes vis-à-vis de la fraude peuvent être très différentes. Les mesures à prendre ne seront donc pas forcément classées dans le même ordre de priorité pour toutes les sociétés de distribution.

C'est à ce niveau que les enquêtes qui ont été effectuées auprès des différentes sociétés de distribution dans le cadre de la présente étude jouent un rôle important.

2.4 Calcul des pertes

2.4.1 Pertes globales

Les pertes globales pour l'ensemble des réseaux de distribution, sont en principe facilement calculables à partir des énergies injectées sur ces réseaux et des énergies consommées. Que le calcul donne quand-même souvent des valeurs biaisées est due aux raisons décrites en haut : mauvaise estimation de la consommation des abonnés sans compteur, compteurs défectueux, mauvaises valeurs dans les statistiques, erreurs de calcul, etc.

2.4.2 Modèle standard de calcul des pertes techniques dans les réseaux de distribution

La présente étude a démontré que les sociétés de distributions ne disposent généralement pas de toutes les informations nécessaires au calcul des pertes techniques au moyen d'une méthode unique.

Les sociétés de distributions ont donc été regroupées en fonction de la similitude des informations qu'elles ont pu fournir. Pour chacun des groupes de sociétés, le Consultant a élaboré une méthodologie d'évaluation des pertes techniques adaptée aux informations disponibles.

Néanmoins, pour permettre à l'avenir de comparer les performances vis à vis des pertes de distribution des sociétés de distribution de l'EEEOA, la GIZ a demandé au Consultant de proposer une méthode standard qui permette aux sociétés d'évaluer sur une même base les pertes techniques.

Pour ce faire, la méthode doit être la plus simple possible et prendre en compte les informations qui sont le plus souvent disponibles. Les sociétés devront cependant prendre les dispositions nécessaires







pour rassembler les informations minimales qui sont nécessaires à l'application de la méthode proposée.

Selon de degré de connaissance du réseau de distribution, il sera soit possible d'évaluer les pertes techniques sur l'ensemble des réseaux de distribution ou bien il faudra se contenter d'effectuer des calculs sur des échantillons les plus représentatifs possibles des réseaux et d'extrapoler les résultats sur l'ensemble du réseau de distribution.

Le principe de l'estimation des pertes techniques est cependant le même, qu'il soit réalisé sur l'ensemble des réseaux de distribution ou sur des échantillons.

Pour illustrer ce principe, nous allons présenter ci-après une estimation des pertes techniques sur un échantillon de réseau de distribution.

Etant donné qu'il existe des pertes non-techniques aussi bien au niveau des réseaux MT qu'au niveau des réseaux BT, pour pouvoir discriminer ces deux niveaux de pertes, il est également nécessaire d'estimer les pertes techniques en puissance de façon distincte pour ces deux types de réseaux.

2.4.2.1 Réseaux MT

Pour les réseaux MT, le calcul des pertes techniques en puissance est réalisé en effectuant des simulations de répartition des charges sur les départs MT.

Pour ce faire, il est indispensable de connaître la topologie des départs MT étudiés. Cette topologie permet d'élaborer les schémas unifilaires précisant le type et la section des câbles ainsi que la longueur de chaque tronçon de ligne d'un départ MT. De nos jours, la topologie des réseaux électriques est digitalisée à l'aide d'un système d'information géographique (SIG).

Les départs MT étudiés sont ensuite modélisés à l'aide d'un logiciel de calcul de répartition des charges (NEPLAN, PowerFactory ou équivalent).

Les pertes techniques en puissance sont alors calculées comme décrit ci-après.

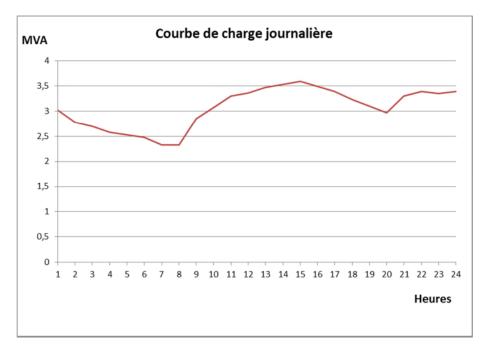
La puissance injectée sur les départs MT est fonction de la charge appelée par les postes MT/BT de distribution, mais cette charge varie fortement au cours de la journée, comme cela est illustré à la figure suivante.







Figure 2-2 : Courbe de charge journalière



La charge varie également en fonction des jours de la semaine. En effet, les courbes de charges sont généralement différentes selon qu'il s'agisse d'un jour ouvrable, d'un samedi, d'un dimanche ou d'un jour férié. Enfin, la charge varie également en fonction de la saison.

Etant donné que les pertes en puissance varient sensiblement en fonction du carré de la charge, il convient de faire plusieurs simulations pour tenir compte de la variation des pertes au cours du temps.

Pour intégrer les variations journalières, hebdomadaires et saisonnières dans les simulations, celles-ci doivent être réalisées sur la base de courbes de charge annuelles ayant une résolution horaire.

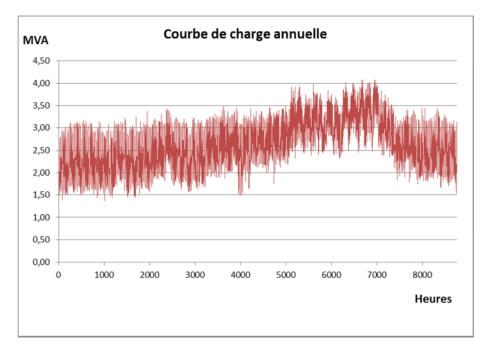
La figure suivante illustre l'allure d'une courbe typique de charge annuelle basée sur les pointes de charge horaires.





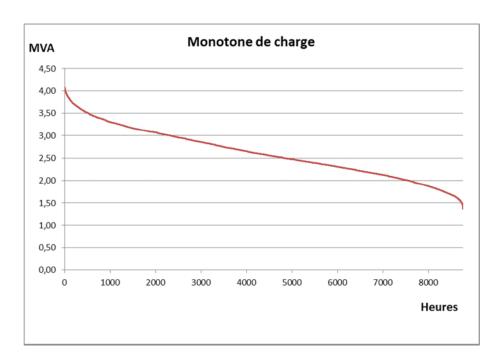


Figure 2-3: Courbe de charge annuelle



A partir de la courbe de charge, on peut créer une courbe représentant les charges horaires classées selon leur amplitude. Cette courbe est appelée monotone de charge annuelle. La monotone est illustrée à la figure suivante.

Figure 2-4: Monotone de charge



Pour calculer les pertes, il serait en principe possible de réaliser des simulations de répartition de charge pour toutes les valeurs disponibles, soit 8.760 simulations !





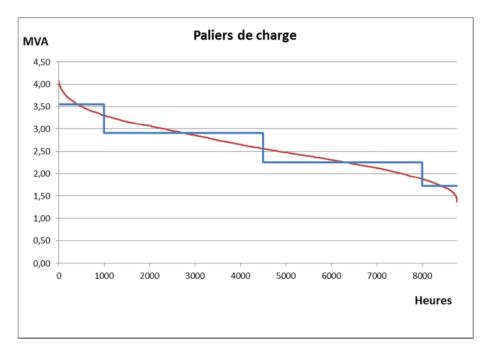


Pour des raisons de simplification et de standardisation de la méthode de calcul, il est proposé de définir quatre paliers de charges constantes telles que la somme des surfaces des quatre rectangles formés par ces paliers soit sensiblement égale à celle définie sous la monotone. Compte tenu de la forme typique des monotones de charges annuelles, ces paliers sont définis sur la base d'intervalles de temps suivants :

Palier n° 1: 0 h < T <= 1.000 hPalier n° 2: 1.001 h < T <= 4.500 hPalier n° 3: 4.501 h < T <= 8.000 hPalier n° 4: 8.001 h < T <= 8.760 h

La valeur de chaque palier est calculée en faisant la moyenne arithmétique des charges de la monotone sur l'intervalle de temps correspondant audit palier. La définition des paliers de charge est illustrée à la figure suivante.

Figure 2-5: Paliers de charge



Les pertes techniques en puissance sont alors calculées à l'aide du logiciel de répartition des charges pour chacun de ces quatre paliers de charge.

Enfin, toujours pour les mêmes raisons de standardisation et de simplification, il est proposé de considérer que la puissance injectée dans les départs MT est répartie sur chaque poste de distribution MT/BT alimentés par ces départs respectifs, au prorata de la puissance nominale des transformateurs MT/BT équipant les postes MT/BT de distribution.







Les pertes techniques annuelles en énergie sur le départ MT sont ensuite calculées en sommant les produits des pertes en puissance de chaque palier par l'intervalle de temps correspondant.

$$p_{TAEN} = \sum_{i=1}^{4} p_{PUI_i}. \ t_i$$

Avec

 p_{TAEN} = Pertes techniques annuelles en énergie p_{PUI_i} = Pertes en puissance du palier de charge i t_i = Intervalle de temps du palier de charge i

Dans la mesure où tous les départs MT du réseau de distribution sont digitalisés et que les informations concernant les puissances horaires injectées dans les départs MT sont connues, le calcul peut être réalisé pour l'ensemble des réseaux MT.

2.4.2.2 Réseaux BT

Afin d'estimer les pertes techniques dans les réseaux BT, il est indispensable de faire des simulations de répartition de charges. Il faut donc disposer de la topologie des départs BT à étudier.

Il est cependant impensable pour des raisons de coûts, de poser des équipements d'enregistrement des puissances injectées sur les différents départs BT des postes de distribution MT/BT appelées par chaque abonné BT. La méthode proposée pour estimer les pertes techniques dans le réseau de distribution BT est basée sur les hypothèses simplificatrices suivantes :

- Les puissances injectées dans les départs BT sont calculées sur la base des mêmes courbes de charge et donc sur les mêmes paliers de charge que ceux définis pour les départs MT qui les alimentent :
- Les charges sont uniformément réparties le long des lignes BT en considérant des intervalles entre les points de charges d'environ 100 m.

Les simulations conduisent à des pertes en puissance qui sont occasionnées par les puissances transitées pour chaque palier de charge. Les pertes en énergie annuelles sont alors calculées de la même manière que pour les réseaux MT, c'est à dire par la relation suivante.

$$p_{TAEN} = \sum_{1}^{n} p_{PUI_i}. t_i$$

Avec

 p_{TAEN} = Pertes techniques annuelles en énergie p_{PUI_i} = Pertes en puissance du palier de charge i t_i = Intervalle de temps du palier de charge i n = Nombre de paliers

Pour les sociétés qui ne disposent pas encore de plans des réseaux BT, il est nécessaire d'en faire le relevé sur des échantillons de réseaux afin d'obtenir une évaluation grossière de la fourchette de variation de ces pertes techniques.







2.4.3 Pertes non-techniques

Contrairement aux pertes techniques, les pertes non-techniques sont difficilement identifiables et encore plus difficilement quantifiables. Il convient donc de procéder par déduction pour connaître le niveau des pertes non-techniques globales. En pratique, l'estimation des pertes non-techniques globales est établie en faisant la différence entre les pertes globales et les pertes techniques.







3. Diagnostic des sociétés de distribution visitées

3.1 Préambule

Ce chapitre résume les observations faites au niveau des pertes globales, techniques, non-techniques et d'encaissement sur la base des données qui ont été fournies par les interlocuteurs du Consultant lors des visites effectuées dans des société de distribution membre du WAPP.

3.2 Sociétés visitées

En concertation avec la GIZ, le consultant a procédé à des visites de collecte des données dans 11 des 25 sociétés de distribution d'électricité membres du WAPP, afin d'obtenir des compléments d'informations à celles qui ont été fournies en réponse au questionnaire disséminé à toutes les sociétés de distribution lors des séminaires de présentation du projet.

La liste des sociétés visitées est donnée dans le tableau suivant² :

Tableau 3-1: Liste des sociétés visitées

Dénomination complète	Pays	Acronyme
Société Nationale d'Electricité du Sénégal	Sénégal	SENELEC
Electricité du Mali	Mali	EDM-SA
Compagnie Ivoirienne d'Electricité	Côte d'Ivoire	CIE
Société Nationale d'Electricité du Burkina	Burkina Faso	SONABEL
Société Béninoise d'Energie Electrique	Bénin	SBEE
Société Nigérienne d'Electricité	Niger	NIGELEC
Electricité de Guinée	Guinée	EDG
Empressa Publica de Electricidate e Agua de Guinée Bissau	Guinée-Bissau	EAGB
National Water and Electricity Company Ltd	Gambie	NAWEC
Electricity Company of Ghana	Ghana	ECG
Abuja Electricity Distribution Company	Nigéria	AEDC

3.3 Pertes globales

Le tableau ci-dessous montre l'évolution des pertes globales (pertes techniques et non-techniques) telles que définies et qui ont été calculées sur la base des données collectées et analysées auprès des sociétés de distribution citées ci-dessus.

Il n'a pas toujours été possible d'obtenir les informations relatives à l'énergie nette injectée sur les réseaux de distribution sur une base absolument identique, c'est pourquoi la base sur laquelle le taux de perte a été calculé est précisée dans le tableau pour chaque société. Si les taux donnés ne sont pas

La liste ne comprend pas Ibadan Electricity Distribution Company (Ibadan, Nigéria) qui a également été visitée, mais n'a fourni que très peu de données lors de la visite. IEDC est une entreprise privée. IEDC a exigé la signature des accords de confidentialité avant de rendre disponibles les données. Les accords n'ont pas pu être finalisés lors de la visite.







comparables au sens strict du terme, il n'en reste pas moins qu'ils permettent d'en dégager les tendances d'une société à l'autre.

Tableau 3-2: Evolution du taux de pertes globales (%)

Société	Base de calcul	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SENELEC (1)	Energie livrée aux postes sources RI	14,9	13,5	18,1	17,6	18,4	18,9	18,6
EDM-SA (1)	Energie injectée dans le réseau 15 kV	19,0	19,1	16,0	18,9	16,5	15,8	18,4
CIE (2)	Energie livrée à la distribution	17,2	22,4	27,1	23,5	19,5	17,4	16,7
SONABEL	Energie livrée à la distribution	12,5	11,4	11,8	12,4	13,0	13,4	13,2
CEET	Energie livrée au réseau	19,4	20,3	19,2	18,2	19,0	17,4	16,8
SBEE	Energie envoyée sur le réseau.	21,0	18,9	21,8	21,7	22,4	23,8	23,2
NIGELEC	Energie livrée	9,8	10,2	11,7	10,5	11,0	10,6	10,6
EDG	Energie produite	48,3	44,2	42,3	30,1	20,5	18,3	32,2
EAGB (3)	Energie produite	47,1	76,6	25,0	-3,3	46,7	21,9	25,5
NAWEC	Energie produite			24,3	19,2	22,2	21,4	22,9
NEDCO (4)	Energie achetée	18,7	19,6	20,9	20,2	21,2	22,0	23,1
ECG	Energie achetée	26,0	26,6	27,2	23,5	23,3	24,2	22,3
AEDC	Energie achetée						31,0	20,0

Les pertes en 2016 sont déjà connues pour quelques sociétés : CIE 15,1%, NIGELEC 12,6%, EDG 36,5%, EAGB 24,1%, NEDCO 27,4%, ECG 23,7%

Commentaires

- (1) Les pertes de la SENELEC et d'EDM-SA sont les pertes dans le réseau interconnecté des sociétés. Les statistiques des sociétés permettent de calculer les pertes dans le RI et les pertes dans les réseaux isolés.
- (2) Livraisons aux réseaux de distribution calculées comme consommation intérieure brute moins pertes de production et de transport.
- (3) Des problèmes avec le logiciel de facturation sont à l'origine des énormes variations des pertes globales d'EAGB. Il n'a souvent pas été possible d'envoyer des factures à temps mais seulement avec un délai énorme. Cela a eu pour conséquence que dans quelques années, les statistiques des ventes facturées n'incluent pas toute consommation parce qu'une partie des abonnés n'a pas pu être facturée. Dans d'autres années, les statistiques couvrent plus que la consommation dans l'année parce que les ventes facturées incluent la consommation de l'année précédente. Des problèmes avec le logiciel de facturation existent encore mais sont devenus moins depuis 2015. Les pertes globales d'EAGB en 2015 (25,5%) et 2016 (24,1%) semblent donc le mieux indiquer le niveau des pertes.
- (4) La consommation comprend l'énergie facturée aux fraudeurs pour vol d'électricité.







Parmi les sociétés de distribution visitées, la NIGELEC (Niger) et la SONABEL (Burkina Faso) présentent les pertes globales les plus faibles, soit environ 11% pour la NIGELEC et environ 13% pour la SONABEL.

Les interlocuteurs des sociétés de distribution des pays voisins s'accordent à expliquer ces faibles taux de pertes globales par le comportement civique remarquable de leurs abonnés qui conduit à observer des pertes non-techniques relativement faibles.

Les sociétés EAGB (Guinée-Bissau), NEDCO (Ghana), SBEE (Bénin), NAWEC (Gambie), ECG (Ghana) et AEDC (Abuja, Nigéria) sont les sociétés pour lesquelles les pertes ont, ces dernières années (depuis 2013), dépassé les 20%. A l'exception de 2014, cela a aussi été le cas chez EDG (Guinée). Sans connaître les pertes techniques dans ces réseaux, une valeur qui dépasse 20% laisse supposer que la plus grande partie des pertes globales est due aux pertes non-techniques.

Les sociétés SENELEC (Sénégal), EDM-SA (Mali), CIE (Côte d'Ivoire) et CEET (Togo), présentent depuis 2013 des pertes globales comprises entre 16% et 20%.

Le tableau montre que le niveau des pertes n'a pas beaucoup changé ces dernières années chez la plupart des sociétés. Les exceptions sont EDG qui a vu une forte augmentation des pertes en 2015 et la CIE et la CEET qui affichent des pertes en forte régression. Les raisons principales qui sont à l'origine de ces évolutions sont décrites ci-après. La société privée AEDC, qui est depuis novembre 2013 l'opérateur du réseau de distribution à Abuja, a aussi beaucoup réduit les pertes en 2015, mais le résultat de 20% en 2015 reste à être confirmé.

3.3.1 Augmentation des pertes globales à l'EDG en 2015 et 2016

Chez EDG, c'est l'absence des compteurs et la mise en service des centrales qui étaient à l'origine de la hausse des pertes.

Environ 95% des clients d'EDG n'avaient pas de compteur à la fin de 2015. Ces abonnés étaient facturés au forfait. La mise en service de la centrale hydroélectrique de Kaléta en mai 2015 a énormément amélioré l'approvisionnement en électricité en réduisant les délestages. Les abonnés d'EDG qui étaient raccordées au réseau interconnecté ont reçu nettement plus d'énergie depuis mi 2015. Mais ils ont été facturés les kWh estimés avant la mise en service de Kaléta ce qui explique la forte augmentation du taux des pertes globales qu'EDG a constaté en 2015 ; de 18,3% en 2014 à 32,2% en 2015.

En 2016, la situation de l'approvisionnement s'est encore améliorée : Kaléta a produit pendant toute l'année et trois grandes centrales diesel ont commencé injecter dans le réseau interconnecté ; la centrale de K-Energie (50 MW, mise en service à la fin de 2015), la centrale Kipé de l'IPP AON (50 MW ; démarrage en janvier 2016) et la centrale Kaloum 2 d'AON (26 MW ; démarrage en mars 2016). Mais la situation de facturation ne s'est pas améliorée. En 2016, la pose des compteurs à prépaiement a démarré timidement à Conakry. A la fin de 2016, 1778 compteurs à prépaiement étaient installés dans la ville ce qui correspondait à 1,2% des abonnés BT à Conakry. La grande masse était sans compteur. ce qui explique que le taux des pertes globales en 2016 était de 36,5%.

3.3.2 Réduction des pertes globales de la CIE et de la CEET

Pour la CIE, la sécurisation des systèmes de comptage dans les zones industrielles et le renforcement des équipes de contrôle sont probablement les facteurs qui ont le plus contribué à la réduction







des pertes. Les équipes de contrôle ont été renforcées par l'augmentation du nombre de contrôleurs. Ils ont également été dotées d'outils modernes de contrôle et les contrôleurs ont reçu une formation dans les méthodes de fraude et la détection. Le nombre de contrôles a augmenté et est passé de 12.933 en 2012 à plus de 50.000 en 2015.

Pour la CEET, la réduction des pertes globales est due au renforcement de l'unité de contrôle (relèvement du rang de Service à Département, dotation en moyen humain, dotation en moyen logistique et en outillages, etc.) et à la réalisation de missions quotidiennes et périodiques de contrôles.

3.4 Répartition des pertes

La répartition des pertes entre les pertes techniques et non-techniques sous-entend de connaître les valeurs des pertes globales et des pertes techniques. Du fait que les données nécessaires à l'estimation des pertes techniques n'étaient disponibles que pour les réseaux de distribution des capitales des pays dont les sociétés ont été visitées, cette répartition des pertes n'a pu être réalisée que sur les réseaux de distribution de ces villes.

La méthodologie utilisée pour estimer les pertes techniques dans les capitales est décrite dans l'annexe 1.

Les pertes non-techniques ont été calculées en soustrayant les pertes techniques des pertes globales. Les résultats de ces calculs sont donnés dans le tableau suivant.

Tableau 3-3: Répartition des pertes en %

Sociétés de Distribution	Villes Etudiées	Pertes globales (%)	Pertes techniques (%)	Pertes non techniques (%)
SBEE	Cotonou	22,6%	6,5%	16,1%
SONABEL	Ouagadougou	15,3%	10,3%	5,0%
CIE	Abidjan	21,0%	6,8%	14,1%
NAWEC	Banjul	21,5%	10,0%	11,5%
ECG	Accra	40,1%	10,3%	29,8%
EDG	Conakry	22,4%	4,6%	17,9%
EAGB	Bissau	33,1%	4,1%	29,0%
EDM	Bamako	17,8%	7,4%	10,4%
NIGELEC	Niamey	9,3%	5,8%	3,5%
AEDC	Abuja	45,0%	9,1%	35,9%
SENELEC	Dakar	27,0%	7,1%	19,8%
Valeur moyenne		25,0%	7,4%	17,6%
Valeur minimale		9,3%	4,1%	3,5%
Valeur maximale		45,0%	10,3%	35,9%

Ce tableau permet d'observer que dans les capitales, les pertes globales varient entre 9,3 % et 45%.







Sur la base des données collectées et des modèles et hypothèses utilisés, les pertes techniques varient de 4,1% (Bissau : EAGB) à 10,3% (Accra : ECG, Ghana), tandis que les pertes non-techniques qui en découlent se situent entre 3,5% (Niamey : NIGELEC) et 35,9% (Abuja : AEDC, Nigeria).

Il faut noter que les pertes en BT ont été évaluées sur base d'un modèle simple, composé de départs linéaires.

Il est intéressant d'analyser les raisons qui ont potentiellement conduit à ce que le réseau de distribution de Conakry bénéficie du taux de pertes techniques relativement faible. Deux raisons apparaissent lorsque l'on procède à la comparaison des facteurs à l'origine des pertes :

- Le réseau BT de Conakry est constitué de départs plus courts qu'ailleurs : la longueur des départs BT est de 300 m en moyenne, alors que les autres capitales ont des départs BT en général de l'ordre de 800 m ou plus
- 2. Le réseau MT de Conakry bénéficie d'une tension nominale que l'on peut qualifier de « moderne » en ce sens que c'est la tension souvent adoptée dans des villes neuves : 20 kV. Cette tension est en effet supérieure à celles présentes dans de nombreuses autres capitales de la région (11 et 15 kV). Seules Cotonou et Niamey ont également un réseau 20 kV

A l'inverse, Accra (Ghana) et Greater Banjul Area (Gambie) ont des pertes techniques élevées et ont toutes deux un réseau MT exploité à un niveau de tension de 11 kV. Dans le cas de Banjul, cela est aussi lié au fait que les départs BT ont des longueurs atteignant souvent jusqu'à 2 km. Enfin à Ouagadougou, le réseau MT exploité au niveau 15 kV présente des pertes élevées qui sont probablement liées au fait que plusieurs départs MT sont surchargés, ce qui conduit à des délestages assez fréquents

A l'exception du Burkina (SONABEL) et du Niger (NIGELEC), on constate que les pertes non-techniques sont toujours supérieures aux pertes techniques.

3.5 Pertes non-techniques

Les rapports de visite qui se trouvent dans l'annexe 2 contiennent des informations détaillées sur les causes des pertes non-techniques et les actions réalisées pour les réduire. Il est rare que le succès des actions puisse être quantifié. Il y a beaucoup de facteurs qui ont un impact sur les pertes non-techniques. Pour obtenir l'impact d'une certaine action, il faudrait que l'impact des autres facteurs soit constant ce qui n'est pas le cas dans la réalité.

3.5.1 Raisons principales des pertes non-techniques

Le tableau ci-dessous résume les causes les plus importantes des pertes non-techniques. L'information est basée sur les renseignements des sociétés de distribution.







Tableau 3-4: Raisons principales des pertes non-techniques

Société	Raisons principales
SENELEC	Fraude : by-pass et manipulation
EDM-SA	Fraude, aussi chez abonnés à prépaiement sous forme de by-pass ; compteurs défectueux ; faiblesses de Base de Données
CIE	Fraude : manipulation et raccordement direct. Trafic d'électricité par revendeurs.
SONABEL	Fraude : by-pass et manipulation (blocage intentionnel)
SBEE	Fraude, beaucoup chez les abonnés au prépaiement à cause de l'absence de contrôle ; actes de vandalisme ; faiblesses du système informatique
NIGELEC	Fraude : by-pass et manipulation
EDG	Absence de compteurs (95% sans compteur fin 2015), fraude
EAGB	Faiblesses du logiciel SECURE utilisé pour facturation des abonnés au post- paiement, base de données de la clientèle incomplète, éclairage public sous- estimé
NAWEC	Fraude, compteurs défectueux, erreurs de calcul des pertes totales
ECG	Fraude : by-pass et manipulation (by-pass constaté souvent chez abonnés avec compteur à prépaiement)
AEDC	Absence de compteurs (55% sans compteur fin 2015), fraude, base de données de la clientèle incomplète

3.5.1.1 Fraude

La fraude a le plus souvent été mentionnée comme raison principale. La fraude se rencontre sous différentes formes. Les branchements clandestins, la manipulation du compteur et le contournement (bypass) du compteur sont les formes les plus répandues ; voir le paragraphe 2.2.2.1 pour une description plus détaillée des méthodes de fraude.

Les statistiques sur les résultats des contrôles que le Consultant a obtenues de quelques sociétés se trouvent dans les rapports de visite qui sont annexés à ce document. Les statistiques donnent le nombre d'actes frauduleux qui ont été détectés, et parfois, la répartition par catégorie de fraude et l'estimation de l'énergie perdue par la fraude. Les données ne permettent cependant pas l'estimation de l'énergie au total perdue par la fraude dans le pays ou dans la région de desserte de la société, parce que le nombre total de fraudeurs est inconnu et parce que la consommation volée par un fraudeur n'est qu'une estimation grossière. Il n'est donc pas possible de vérifier au moyen de chiffres que la fraude est la raison principale des pertes non-techniques.

Si l'on demande interroge des personnes appartenant à une société de distribution pour connaître le profil typique du fraudeur, le plus souvent on n'obtient pas une réponse uniforme. Il y a partout des catégories de clients qui, basé sur l'expérience, sont considérés comme candidats fraudeurs. Les propriétaires ou exploitants de moulins, bars, restaurants, salles de jeux et hôtels sont assez souvent désignés. Il est souvent dit que ce sont les gros consommateurs qui sont les plus gros fraudeurs et de ce fait les contrôles se concentrent sur ce type de clients. Néanmoins le Consultant a aussi rencontré des personnes qui contestent cette opinion. Il est également dit que les fraudeurs se trouvent beaucoup parmi les abonnés domestiques, mais les opinions divergent concernant l'importance de leurs vols.

La fraude est aussi présente chez les abonnés équipés de compteurs à prépaiement de type monobloc. En fait, plusieurs sociétés considèrent ces compteurs comme une source importante des pertes. Les compteurs ne sont pas contrôlés régulièrement et plusieurs sociétés ont rapporté que de nom-







breux clients fraudent en contournant le compteur lorsque le crédit est consommé. Pour maquiller cet acte frauduleux, ils achètent un peu de crédit de temps en temps.

3.5.1.2 Absence de compteurs

L'absence de compteurs est un problème majeur pour EDG et AEDC. A la fin de l'année 2015, environ 95% des clients d'EDG et 55% des abonnés d'AEDC n'étaient pas équipé de compteur. Dans les autres sociétés, il n'y a pas ou très peu d'abonnés qui ne sont pas équipés de compteur.

Les abonnés qui ne sont pas équipés de compteur sont facturés au forfait. Cela conduit à la sousestimation de la consommation, parce que la consommation est normalement seulement estimée quand l'abonné s'enregistre. S'il ajoute plus tard des appareils, cette consommation n'est pas facturée.

Il semble que l'éclairage public soit une source importante d'erreurs dans quelques sociétés où la consommation pour l'éclairage public n'est pas mesurée mais estimée. Théoriquement, il est possible de faire de bonnes estimations lorsque le nombre de luminaires installés, leur puissance et les heures d'utilisation de l'éclairage public sont connues. Mais les sociétés pensent que ces estimations ont tendance de sous-estimer la consommation. Vu que plusieurs lampes d'éclairage public ne fonctionnent souvent pas, la validité de cette hypothèse ne peut pas être considérée comme acquise.

Un autre phénomène associé à l'absence de compteurs est le branchement clandestin des voisins via l'abonné au forfait. Un contrôle fait par EDG de 250 abonnés au forfait a eu pour résultat que 100 abonnés avaient raccordé un ou plusieurs voisins.

3.5.1.3 Erreurs dans le calcul des pertes

Les erreurs dans le calcul des pertes sont notamment dues aux erreurs dans les statistiques utilisées pour calculer les pertes et aux erreurs de calcul.

Par exemple, EAGB (Guinée-Bissau) a beaucoup de problèmes avec le logiciel de facturation des abonnés au post-paiement. Il est arrivé que des clients n'aient pas reçu de factures ou l'ont reçue avec un grand retard. Par conséquent, les statistiques de vente n'ont pas reflété la consommation de ces clients et le calcul des pertes a été basé sur des statistiques incomplètes. D'autres sociétés ont probablement fait des erreurs similaires, mais qui ont mentionné « faiblesses de Base de Données » et « faiblesses du système informatique » comme raison importante.

Le consultant a aussi constaté que quelques statistiques mensuelles qui lui ont été présentées contiennent des valeurs extrêmes, c'est-à-dire des valeurs qui sont très élevées ou très faibles par rapport aux autres valeurs. Les sociétés ont confirmé que ces valeurs sont probablement erronées, mais elles n'ont pas pu les corriger.

Des erreurs de calcul ont été constatées sous la forme que le calcul n'a pas tenu compte de quelques éléments ; voir le paragraphe 2.2.2.4.







3.5.2 Estimation grossière des pertes non-techniques et des pertes monétaires qu'elles entrainent

Le calcul des pertes techniques dans les capitales laisse attendre que les pertes non-techniques sont le plus souvent plus élevées en termes de pourcentage des pertes totales que les pertes techniques. Une estimation prudente des pertes non-techniques est présentée dans le tableau ci-dessous. Vu que les pertes non-techniques sont théoriquement entièrement évitables, le tableau montre aussi les pertes monétaires que les pertes non-techniques en énergie entrainent.

Tableau 3-5: Estimation des pertes non-techniques et des pertes monétaires qui en résultent

	Pertes non-techniques			Prix moyen du kWh hors taxes		Pertes monétaires dans l'année	
Société	En % du taux de pertes totales	Année	Energie perdue (GWh)	Monnaie locale	Prix du kWh	Monnaie Iocale (10 ⁹)	Millions d'Euros
SENELEC	67	2015	395	FCFA	116,90	46	70,0
EDM-SA	50	2015	139	FCFA	98,30	14	21,0
CIE	50	2015	595	FCFA	68,00	40	62,0
SONABEL	33	2015	61	FCFA	107,50	6,6	10.0
SBEE	50	2015	139	FCFA	98,00	14	21,0
NIGELEC	50	2015	49	FCFA	82,00	4,0	6,0
EDG	67	2015	240	GNF	700,00	168	21,0
EAGB	67	2015	14	FCFA	193,00	2,7	4,1
NAWEC	50	2015	34	GMD	9,50	0,3	6,9
ECG	67	2014	1350	GH¢	0,46	616	154,0
AEDC	67	2015	476	NGN	22,00	10	48,0

Commentaires:

- Quelques prix moyens hors taxes reflètent l'estimation du Consultant. Il n'est pas toujours évident de savoir si les revenus ou les prix fournis par les sociétés de distribution incluent ou non les taxes.
- Pertes non-techniques en % des pertes totales. Les valeurs d'EDG, EAGB, NAWEC et AEDC sont des estimations grossières. Le calcul des pertes techniques dans le réseau de la capitale n'a pas encore été fait pour ces sociétés.
- Taux de change (année de référence); 1 Euro = 655 FCFA, 8166 GNF (2015), 46 GMD (2015), 4,01 GH¢ (2014), 220 NGN (2015)

On constate que les pertes non-techniques se traduisent par des pertes monétaires élevées; plusieurs millions d'Euros par an même là où les pertes sont relativement faibles. Signalons qu'aucun prix de kWh entrant dans le calcul ne couvre le coût de revient de l'énergie. Les pertes monétaires seraient donc (nettement) plus élevées si l'on faisait le calcul avec des prix qui permettent de couvrir les coûts d'approvisionnement en énergie électrique.

3.5.3 Actions principales en cours pour réduire les pertes non-techniques

Le tableau ci-dessous résume les actions principales qui sont en cours afin de réduire les pertes nontechniques. Les actions les plus souvent mentionnées sont :







Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs

- A prépaiement de type split.
- Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs
- Contrôles
- Rattachement des clients au poste de départ

Tableau 3-6: Action en cours pour réduire les pertes non-techniques

Société	Actions en cours
SENELEC	 L'installation des compteurs à prépaiement de type split a commencé. L'objectif est que 65% des clients soient équipés de ces compteurs à la fin de 2017 (7% fin 2015)
EDM-SA	 L'installation des compteurs communicants chez des grands consommateurs (projet pilote). L'installation des compteurs à prépaiement de type split, notamment dans les zones où d'importantes manipulations des compteurs ont été constatées. Le recensement de la clientèle couplée à leur géoréférencement. Le géoréférencement du réseau. Déjà réalisé pour 5 départs 15 kV de Bamako et le réseau de Dioila. La collecte des données permette le rattachement des clients ou pasts de départ
CIE	 des clients au poste de départ. L'augmentation du nombre de contrôles, la formation des contrôleurs et la dotation d'outils informatiques aux équipes de contrôle. La sécurisation des systèmes de comptage dans les zones industrielles. Installation des compteurs communicants. L'électrification. Le Programme Electricité Pour Tous (PEPT) réduit les pertes NT par l'arrêt de trafic des revendeurs.
SONABEL	 Le bon contrôle. L'application stricte des pénalités et sanctions en cas de fraude.
SBEE	 Peu d'actions. Un rapport de 2015 de la SBEE mentionne que la gestion des anomalies et fraudes a été banalisée, voire négligée jusqu'à présent par la SBEE. Des négligences techniques et administratives sont consta- tées depuis la détection des anomalies et fraudes jusqu'à leur gestion.

Société	Actions en cours
NIGELEC	 La contre-relève une fois par an. Les visites de temps en temps des zones où il y a une concentration d'abonnés considérés candidats pour la fraude. L'installation d'un Progiciel de Gestion Intégré. Le Progiciel permettra l'intégration du SIG (le géoréférencement des abonnés et du réseau à Niamey a été réalisé) et le rattachement des abonnés au poste de départ. L'installation des compteurs dans les postes manque encore.
EDG	 L'installation des compteurs à prépaiement de type split a commencé récemment (décembre 2015). Presque tous abonnés BT sont prévus d'obtenir un tel compteur. L'installation des compteurs électroniques chez les clients MT et les gros consommateurs BT.







Société	Actions en cours
EAGB	- L'installation des compteurs à prépaiement de type split (depuis 2013).
	- Le remplacement des compteurs défectueux.
	- L'installation des compteurs communicants chez les grands consomma-
NAWEC	teurs (seul 15 installés actuellement ; 22 commandés).
	 Les contrôles des systèmes de comptage chez les clients.
	- Le rattachement des clients au poste de départ.
	- L'audit de tous abonnés a commencé en août 2015.
ECG	- L'établissement d'un tribunal électrique (utility court)
ECG	- L'installation des compteurs communicants chez les abonnés SLT
	(Special Load Tariff Customers) et chez beaucoup de clients industriels.
	- L'installation des compteurs à prépaiement de type split.
AEDC	- Le recensement de la clientèle ensemble avec le géoréférencement des
AEDO	clients et du réseau. La collecte de données permettra le rattachement
	des clients au poste de départ. Projet pilot achevé.

3.5.3.1 Installation des compteurs de type split.

Les compteurs split sont presque toujours des compteurs à prépaiement. Le tableau suivant montre que l'utilisation des compteurs à prépaiement était mixte à la fin de l'année 2015. Une seule société, NAWEC (Gambie) avait installé ces compteurs chez la grande majorité de ses abonnés. Cinq sociétés les avaient installés chez au moins 30% des abonnés. Chez quatre sociétés, le pourcentage était entre 12% et 20% et chez trois sociétés très faible (entre environ 1% et 7%).

L'installation de compteurs à prépaiement vise notamment à augmenter le taux de collecte. L'installation des compteurs de type monobloc où le système de comptage et le clavier sont intégrés n'a pas réduit les pertes non-techniques; au contraire, beaucoup de société ont mentionné que la fraude a augmenté parce que les compteurs à prépaiement ne sont plus visités par les releveurs. Un grand nombre d'abonnés fait des actes frauduleux, notamment sous forme de by-pass. Pour cacher ces actes, les abonnés achètent de temps en temps de petits crédits.

L'installation des compteurs de type split promet de réduire le risque d'actes frauduleux. Le clavier est dans ce cas installé dans le local du client mais le compteur, si possible, à un endroit qui est difficilement accessible et visible de loin comme le haut des poteaux. Le by-pass du compteur devient donc difficile et risque d'être rapidement détecté.

Tableau 3-7: Utilisation des compteurs à prépaiement et des compteurs split

Société	Année	Abonnés au Prépaiement	Pourcentage d'abonnés au prépaiement avec compteur split
SENELEC	2015	7% des abonnés BT	≈ 70%
EDM-SA	2015	46% des abonnés BT	Max. 18%
CIE	2015	14% des abonnés BT	Pas connu mais probablement pas faible
SONABEL	2015	17% des abonnés BT	0%
CEET	2015	12% des abonnés BT	Très peu (projet pilote)
SBEE	2015	20% des abonnés BT	Peu
NIGELEC	2015	<1% des abonnés BT	0%
EDG	2016	1% des abonnés BT	Très peu
EAGB	2016	39% de tous abonnés	≈ 75%







Société	Année	Année Abonnés au Pourcentage d'abonnés au Prépaiement avec compteur s		
NAWEC	2015	86% de tous abonnés	Peu	
NEDCO	2015	31% de tous abonnés	0%	
ECG	2015	38% de tous abonnés	Peu	
AEDC	2015	34% des abonnés BT	Pas connu mais probablement pas faible	

La difficulté de poser le système de comptage à un endroit qui est loin de l'endroit d'utilisation de l'électricité a conduit à l'arrêt d'installation des compteurs split chez NAWEC (Gambie). Initialement, la société avait installé des compteurs split. Elle l'a arrêté vers 2010 parce que beaucoup de ses clients habitent dans des bâtiments qui ont beaucoup d'appartements. Les poteaux qui sont proche des bâtiments ne supportent pas l'installation de tant de systèmes de comptage qu'il y a d'abonnés dans les bâtiments. NAWEC a donc décidé d'installer des compteurs monobloc.

Il est intéressant de noter que la SONABEL et la NIGELEC, deux sociétés dont les pertes totales sont nettement plus faibles que celles des autres sociétés, n'ont pas mentionné l'installation des compteurs split comme action prioritaire ; voir Encadre 1.

Encadré 1 : Utilisation des compteurs à prépaiement chez la SONABEL et la NIGELEC

SONABEL. En février 2016, lors de la visite de la SONABEL par le Consultant, la société n'avait pas encore installé de compteurs split. Environ 2.000 compteurs split sont stockés dans un magasin pour un projet pilote, mais le manque d'accessoires (coffrets, etc.) a empêché leur installation. En fin d'année 2015, un total d'environ 17% des abonnés de la SONABEL étaient équipés de compteur à prépaiement.

NIGELEC. La société n'a pas encore installé de compteurs split et très peu de compteurs à prépaiement du type monobloc. En avril 2016, seul 641 compteurs étaient installés, dont la plupart dans les administrations où ils sont essentiellement utilisés comme compteur à post-paiement. Les administrations n'ont pas d'argent et NIGELEC leur donne un code de crédit quand le crédit est épuisé et envoie la facture par la suite. Un projet en attente prévoit l'installation d'environ 7.000 compteurs à prépaiement chez des abonnés autres que les administrations. Les compteurs seront du type monobloc et split.







3.5.3.2 Installation des compteurs communicants chez les gros consommateurs

Lorsqu'un gros consommateur fraude, la quantité d'énergie volée est très élevée et par conséquent, la société de distribution perd beaucoup d'argent. Minimiser le risque de fraude chez les gros consommateurs est donc la politique dans beaucoup de sociétés. Un instrument efficace peut être l'installation des compteurs communicants. Les compteurs empêchent des actes frauduleux en transmettant un signal à la société de distribution lorsqu'ils détectent une tentative de manipulation. Si les données transférées indiquent la courbe de charge du client, l'examen de la courbe peut aussi indiquer des anomalies. Mais réduire la fraude est seulement un des avantages des compteurs communicants. Ils ont beaucoup d'autres et ce sont ces avantages qui conduisent le plus souvent à leur installation. Les compteurs permettent de mieux contrôler le réseau et de réaliser des opérations à distance, sans déplacement d'un technicien. La gestion du réseau est facilitée si le compteur permet la détection et localisation des interruptions de service et indique la courbe de charge des abonnés.

Les opérations à distance³ comprennent toujours le relevé des consommations mais peuvent aussi porter sur le changement de puissance, le changement du tarif, résiliation, mise en service ou l'information des abonnés de l'heure d'un délestage programmé. Il est aussi possible que l'abonné ait accès aux données stockées par le compteur, lui permettant ainsi le pilotage de ses appareils électriques afin de minimiser les coûts de consommation d'électricité.

Le tableau ci-dessous présente la situation concernant l'utilisation des compteurs communicants chez les sociétés qui ont participé à la présente étude.

Tableau 3-8: Utilisation des compteurs communicants

Société	Utilisation des compteurs communicants
SENELEC	L'installation chez des abonnés de haute consommation a commencé en 2016. Environ 4000 compteurs communicants étaient installés en juin 2017 dont beaucoup chez des abonnés BT de haute consommation. (La SENELEC a des abonnés dont la puissance souscrite est entre 17 kW et 100 kW et qui sont alimentés en BT.) De plus, la consommation de presque toutes lampes d'éclairage public est mesurée par des compteurs communicants. (Il n'est pas connu si le nombre de 4000 inclut ces compteurs.) Les compteurs communicants sont tous des compteurs post-paiement et de type monobloc. Le système de communication est CPL et GPRS.
EDM-SA	En 2015, un projet pilote a installé 50 compteurs communicants chez des abonnés MT. Les problèmes de communication ont jusqu'à maintenant (juin 2017) empêché l'accès à distance.

Le terme "distance" signifie normalement que la communication est effectuée par un centre de données centralisé. La lecture du compteur à l'aide d'une tablette exige que la personne qui l'utilise ne soit pas trop loin du compteur. Cette méthode de lecture de compteurs est également considérée comme une lecture à distance.







Société	Utilisation des compteurs communicants
CIE	Installés chez presque tous gros consommateurs. La relève à distance n'est pas faite pour l'instant à cause de problèmes de sécurité. Quand la CIE a utilisé le système de relevé à distance, elle a été confrontée à des problèmes de sécurité qui avaient favorisé des fraudes. La CIE est en train de trouver des solutions à ce problème. Jusque-là, le relevé se fait sur place avec des terminaux de saisie portable. La CIE a aussi déjà installé des compteurs communicants à prépaiement (appelés compteurs intelligents) chez des abonnés BT dans des quartiers péri-urbains d'Abidjan. La plupart des compteurs est de type monobloc mais quelques aussi de type split. En juin 2017, la lecture à distance n'avait pas encore commencé pour des contraintes de logistique.
SONABEL	Pas encore.
CEET	La CEET a informé le consultant en février 2017 que 635 compteurs communicants étaient installés fin 2015. Le nombre est égal au nombre d'abonnés MT fin 2015.
SBEE	Très peu installé. Fonction communication pas encore activée. (Information reçue en juin 2017)
NIGELEC	Pas encore.
EDG	Pas encore. Un projet d'installation est proposé pour financement par la Banque Mondiale.
EAGB	Pas encore.
NAWEC	15 compteurs communicants installés fin 2015 chez des gros consommateurs. Système de communication : GPRS.
NEDCO	Environ 20 installés fin 2016 chez des gros consommateurs comme projet pilote.
ECG	Installés chez presque tous clients industriels. (Le nombre est estimé par le consultant a plus de 2000.) Un modem GSM équipé d'une carte SIM est intégré dans chaque compteur. La relève se fait à distance.
AEDC	Installés chez grands consommateurs ; environ 5000. Des problèmes de communication empêchent encore que l'AEDC puisse faire la communication à distance avec tous compteurs (juin 2017). Système de communication : GPRS (GSM).

On constate que la CIE (Côte d'Ivoire), ECG (Ghana), la SENELEC (Sénégal), AEDC (Abuja, Nigéria) et la CEET (Togo) ont déjà installé beaucoup de ces compteurs, notamment chez les gros consommateurs. Les autres sociétés n'ont pas encore installé les compteurs communicants ou seulement quelques comme projet pilote.

Les problèmes d'AEDC et d'EDM-SA avec le système de communication ne sont pas rares. Selon l'article « Les enjeux du compteur intelligent pour les pays africains », les problématiques liées au transfert des données bloquent parfois l'application des compteurs communicants en Afrique ; voir http://www.actu-smartgrids.com/les-enjeux-du-compteur-intelligent-pour-les-pays-africains/

Le problème de sécurité avec lequel la CIE est confrontée n'est non plus rare. L'article « Energy-Theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid " (April 2014, Tsinghua University Press) mentionne "Energy theft is one of the most important concerns related to the smart grid implementation".







Les informations que le consultant a reçues de NAWEC, d'ECG et de la SENELEC indiquent que l'installation des compteurs communicants aide à réduire la fraude et que l'installation est probablement (très) rentable, même si on ne considère que les bénéfices grâce à la réduction de la fraude et pas les autres bénéfices qui sont souvent plus importants.

NAWEC (Gambie) : L'expérience de NAWEC avec l'installation des compteurs communicants est encourageante pour la lutte contre la fraude. En octobre 2015, NAWEC a installé des compteurs communicants chez 15 gros consommateurs (brasserie, cimenterie, hôtels, etc.). La société a observé au cours des mois qui ont suivi que la consommation a augmenté d'environ 50% pour 95% de ces abonnées. Il est possible, et même probable, que l'augmentation des activités économiques ait contribué à l'augmentation de la consommation, mais l'ordre de grandeur de l'augmentation laisse supposer que plusieurs des 15 gros consommateurs ont commis des actes frauduleux avant l'installation du compteur communicant. Les compteurs que NAWEC a installé coûtent 673 US\$ par pièce; au total donc 10.095 US\$. De plus, NAWEC a dû investir 10.000 US\$ dans le système de communication et paie 2.500 US\$ par an pour les droits de licence. NAWEC a fourni au consultant la consommation de 11 grands clients dans le mois avant l'installation (octobre 2015). Sur la base de ces chiffres, la consommation totale des 15 clients est estimée à 500 MWh/mois. Le tarif de NAWEC pour les gros consommateurs (industries, hôtels, etc.) est de 11,65 Dalasi/kWh, soit environ 0,25 US\$/kWh. Si on considère que, grâce aux compteurs communicants, la consommation facturée a augmenté de 10% (5%), NAWEC facture ainsi 50 MWh (25 MWh) de plus par mois, soit un revenu supplémentaire de 12 500 US\$ (6 250 US\$) par mois. L'investissement de ces compteurs a donc été rentabilisé dans un très court délai entre deux et quatre mois. C'est la forte consommation des clients qui est à l'origine de la très haute rentabilité.

<u>ECG (Ghana)</u>: Les commentaires d'ECG sur l'impact de l'installation des compteurs communicants suggèrent aussi que les compteurs ont réduit les pertes non-techniques : « ECG has recovered about GHS 9 million since the commencement of the use of AMR on its network. The amount was realized through the correction of anomalies in customer data for industrial customers. » Source : ECG, Proposal for Review in Distribution Service Charge, June 2013, p.14 et 15.

Voir http://www.purc.com.gh/purc/sites/default/files/Tariff proposal for 2013 ECG.pdf

<u>SENELEC</u> (Sénégal) : La SENELEC a informé le consultant qu'elle a constaté une bonne progression des ventes avec la possibilité d'analyser les courbes de charge pour chaque client équipé d'un compteur communicant.

Pour que l'installation soit rentable du point de vue de réduction des pertes NT, il faut qu'il y ait des fraudeurs parmi les abonnés et que les MWh fraudés ne soient pas faibles. Le dernier point favorise l'installation chez des gros consommateurs ce que toutes sociétés qui ont installé des compteurs communicants ont fait. Si l'installation chez des petits consommateurs est rentable si seul le bénéfice lié à la réduction des pertes NT est considéré n'est pas évident. Mais il se peut bien que les autres bénéfices des compteurs communicants justifient l'installation.

3.5.3.3 Contrôles

Toutes les sociétés font des contrôles des systèmes de comptage de leurs abonnés. Mais l'ampleur des contrôles est très variable d'une société à l'autre.

Les données de la CIE indiquent que l'augmentation de contrôles peut réduire les pertes de manière significative. En 2012, la CIE a contrôlé 10.286 abonnés BT petits consommateurs et 2.647 gros consommateurs. Des actes frauduleux ont été détectés chez 36% des petits consommateurs et 28% des







gros consommateurs. En 2013, les équipes de contrôles ont été renforcées, notamment les équipes qui contrôlent les gros consommateurs. Au cours de cette même année, 16.495 petits consommateurs et 25.952 gros consommateurs ont été contrôles. Des actes frauduleux ont été détectés chez 21% petits consommateurs et chez 19% des gros consommateurs. En 2015, 50.316 gros consommateurs ont été contrôlés (le nombre de petits consommateurs n'a pas encore été communiqué) parmi lesquels seulement 9% de fraudeurs ont été identifiés. Les résultats montrent que le pourcentage d'actes frauduleux détectés a baissé de manière significative. Ceci est probablement dû au fait que les abonnés savent que la probabilité d'être contrôlé a fortement augmenté, ce qui laisse penser que cette mesure a un réel effet dissuasif.

Les pertes totales de la CIE ont baissé de 23,5% en 2012 à 15,1% en 2016. L'augmentation des contrôles, la bonne formation des équipes de contrôle et la mise à disposition des outils appropriés sont des mesures qui ont certainement contribué à la baisse et sont même probablement les facteurs décisifs. Il n'est donc pas surprenant que la CIE compte sur les contrôles pour réduire d'avantage le niveau des pertes non-techniques sur son réseau de distribution.

Le renforcement des contrôles est aussi à l'origine de la baisse des pertes de la CEET (Togo). Les pertes globales ont baissé de 20,3% en 2010 à 16,8% en 2015. Les mesures au niveau des contrôles qui ont largement contribué à cette baisse sont :

- le relèvement de l'unité dédiée aux opérations de contrôle du rang de service à département;
- la dotation en moyen humain et en moyen logistique ;
- l'augmentation du nombre de contrôles (contrôle au moins un fois par an de tous comptages MT, contrôle des comptages BT où la relève ou la facturation montrent d'anomalies, contrôle des abonnés BT qui ont été dénoncés);
- la mise en œuvre de missions d'appui au traitement des anomalies de relève et de facturation.

La SONABEL et la NIGELEC comptent aussi beaucoup sur les contrôles. Le taux des pertes totales de ces sociétés est nettement plus faible que le taux des autres sociétés. Cela est aussi vrai pour l'estimation grossière du taux de pertes non-techniques avec 3,5% de pertes sur l'énergie injectée dans le réseau de distribution pour la SONABEL et 5,5% pour NIGELEC. Les valeurs correspondantes des autres sociétés sont de l'ordre de 9 à 22%.

L'audit national qui est en cours chez ECG (Ghana) consiste essentiellement en un contrôle de tous les abonnés. Les résultats préliminaires laissent espérer que l'audit pourra réduire les pertes non-techniques de manière significative. Au 1^{er} trimestre 2016, les pertes totales sur l'ensemble des régions desservies par ECG étaient de 25,3%. Au 3^{ème} trimestre, ces pertes étaient de 21,5%. L'organisation et l'exécution de l'audit sont décrites dans l'Encadre 2.

Beaucoup de sociétés ont mentionné que leurs équipes de contrôle ont besoin de plus de personnel et que le personnel a besoin de formation dans les méthodes de fraude et les méthodes de détection. Dans ce contexte, l'échange d'expérience avec d'autres sociétés a été mentionné comme étant très souhaitable.







Encadré 2 : Audit national d'ECG

Chaque région de service d'ECG consiste en plusieurs districts. Un district qui est choisi pour l'audit est coupé en petites zones appelées plots. La première phase de l'audit s'est déroulé jusqu'à la fin du mois de juin 2016 dans les cinq districts de la région d'Accra Est. 30 équipes de deux techniciens chacune ont réalisé l'audit. Les techniciens étaient des jeunes employés d'ECG qui ont été formés durant deux ans dans un centre de formation d'ECG. Les techniciens ont reçu deux semaines de formation avant l'audit sur les tâches à réaliser. Six consultants ont chacun supervisé cinq équipes. Les consultants étaient des anciens ingénieurs ou techniciens et des cadres chargés de service clientèle d'ECG. Les consultants ont coordonné les activités des équipes et ont fait la saisie des données collectées. Les visites des plots ont été réalisées à raison de cinq jours par semaine et de 8 à 16 h. Les coûts totaux ne sont pas connus. Les consultants ont reçu 3 GHC par compteur examiné et 8% du montant collecté des factures de redressement. Les factures de redressement couvrent tous actes frauduleux. Le personnel d'ECG qui a réalisé l'audit a reçu 6% du montant collecté pour les branchements illégaux.

L'audit est actuellement (octobre 2016) en cours dans trois autres régions : Accra Ouest, Tema, Central. L'organisation est similaire à l'organisation de la première phase à l'exception près que le nombre d'équipes est passé à 48. Quand l'audit aura été achevé dans ces régions, il continuera dans les quatre autres régions.

Les équipes examinent les systèmes de comptage. Ils doivent débrancher les abonnés pour lesquels des actes frauduleux sont identifiés. Ces abonnés reçoivent une fiche d'assignation qui décrit l'acte frauduleux. Les équipes enregistrent aussi des anomalies qui ne sont pas dues aux actes frauduleux (dysfonctionnement de compteur, etc.). L'abonné reçoit une fiche qui décrit les anomalies et celles-ci sont reportées à ECG pour correction. Les équipes d'audit sont équipés, entre autres, d'un petit appareil photo numérique pour documenter les actes frauduleux. Si des actes graves de fraude sont détectés, les journaux, les stations de radio ou la télévision sont informées, notamment si le fraudeur conteste le cas de fraude de manière agressive. Dans certains quartiers les équipes sont également accompagnées d'agents de sécurité.

Quelques résultats de la première phase sont donnés ci-après :

Nombre d'abonnés audités 403.077 Energie facturées 53,45 GWh Nombre de fraudes détectées 14.676

Montant facturé 41,2 millions GHC

Nombre de branchement illégaux 6.814

Montant payé 26,8 millions GH¢ (mi-octobre 2016)

Nombre d'anomalies détectées 7.860

Un résultat très encourageant est la réduction des pertes globales d'ECG qui passent de 25,3% au premier trimestre 2016 à 21,5% au troisième trimestre 2016. La plus grande partie de la réduction des pertes est probablement due à l'audit.







3.5.3.4 Rattachement des clients au poste de départ

Le rattachement des clients au poste de départ et l'installation des compteurs dans ces postes permette à la société de distribution d'identifier les zones où les pertes dépassent le niveau maximal que la société accepte pour les pertes techniques. Cela à condition que les abonnés qui sont rattachés à un poste soient tous équipés de compteurs et que la base de données de la clientèle inclut pour chaque client le poste MT/BT qui l'alimente. Les zones qui présentent des pertes anormalement élevées devraient ensuite faire l'objet d'un contrôle pour identifier les sources de ces pertes et recommander des actions pour les réduire.

Le rattachement consiste essentiellement en guatre activités :

- 1) Numérotation des poteaux.
 - Une plaque sur le poteau indique le numéro du poste MT/BT auquel la ligne BT est raccordée et, de préférence, de quel départ BT il s'agit. Le poteau sur lequel la maison du client est raccordée informe donc sur le numéro du poste MT/BT et, le cas échéant, le code du départ BT du poste. La numérotation des poteaux nécessite des connaissances techniques et est normalement assurée par des techniciens de la société de distribution.
- 2) Recensement de la clientèle.
 - La collecte de l'information de quel poste ou départ BT chaque client est desservi n'est normalement pas fait durant la numérotation des poteaux. Cette information est plutôt collectée durant les visites des clients. Théoriquement, les releveurs peuvent faire la collecte mais la pratique est plutôt d'organiser un recensement de la clientèle. Le recensement présente l'avantage de permettre d'identifier en même temps des anomalies. Il permet de détecter les actes frauduleux, les compteurs défectueux, les installations qui ne sont pas en conformité avec les normes de sécurité (par exemple les câble de terre coupé) ainsi que les erreurs de classification tarifaire des abonnés. Le recensement est souvent aussi utilisé pour enregistrer les coordonnées géographiques des clients. Le recensement peut être fait par de personnel recruté pour cette activité, cela à condition que les données à collecter ne nécessitent pas de bonnes connaissances du métier.
- 3) Installation des compteurs dans les postes de départ MT/BT. L'installation de côté MT permet de connaître l'énergie injectée dans l'ensemble des départs BT. Un poste MT/BT a typiquement quatre départs BT et approvisionne entre 50 et 150 abonnées. La société devrait donc visiter entre 200 et 600 abonnés si la comparaison de l'énergie injectée avec l'énergie facturée montre des anomalies ce qui est le cas si les pertes globales sont plus élevées que le niveau maximal que la société accepte pour les pertes techniques. L'installation des compteurs dans chaque départ BT a l'avantage que le nombre d'abonnés à visiter se réduit à 50 – 150.
- 4) Intégration des données dans une base de données. Un système d'information est à établir qui permet de comparer l'énergie injectée par des postes MT/BT ou, mieux, les départ BT des postes avec l'énergie facturée à tous clients qui sont desservis par le poste ou le départ BT.

Presque toutes les sociétés de distribution ont réalisé quelques-unes de ces activités, mais aucune n'a encore réalisé l'ensemble. ECG (Ghana) est probablement la société la plus avancée. ECG a installé des compteurs dans beaucoup de postes MT/BT, la plupart sur les départs MT et quelques-uns sur les départs BT. ECG a aussi informé le consultant qu'il existe une base de données qui précise les postes MT/BT par lesquels les clients sont alimentés.







3.5.4 Actions d'accompagnement

Les actions en cours qui sont présentées dans le Tableau 3-6 sont les actions que les sociétés considèrent comme étant les plus importantes dans la lutte contre les pertes non-techniques. Il convient cependant de faire quelques commentaires sur trois instruments qui sont souvent mentionnés dans le contexte de la lutte contre les pertes, mais qui ne font (presque) jamais partie des actions prioritaires, à savoir : (a) les sanctions et pénalités, (b) les campagnes de sensibilisation, (c) la formation.

3.5.4.1 Sanctions et pénalités – Mesures d'importance secondaire ?

Il convient de noter qu'une seule société, la SONABEL, mentionne les pénalités et sanctions comme action prioritaire.

Il est vrai que toutes les sociétés demandent le paiement de pénalités et de la facture qui reflète l'estimation de l'énergie volée. Les fraudeurs sont normalement déconnectés et seulement reconnectés après avoir payé au moins une partie importante de la facture de redressement qui englobe les montants à payer. Il est aussi vrai que les sanctions sévères existent pour les agents des sociétés qui sont impliqués dans des actes frauduleux. Le fait que seule la SONABEL a mentionné les pénalités et sanctions comme action prioritaire semble indiquer que les ces instruments ne sont en générale pas d'importance primordiale dans la lutte contre la fraude.

Un facteur important dans ce contexte est probablement que les pénalités n'empêchent pas les abonnés de commettre des actes frauduleux parce qu'ils pensent que les actes ne seront pas détectés ou, s'ils sont détectés, qu'ils pourront s'arranger avec la société. En fait, plusieurs sociétés ont confirmé que le montant de la facture de redressement, ou le délai accordé au paiement, est parfois une fonction de la capacité de paiement de l'abonné, notamment si ce dernier est un grand consommateur d'électricité que la société ne veut pas perdre comme client.

Il est aussi vrai qu'assigner un fraudeur devant le tribunal produit souvent des résultats frustrants. Beaucoup de temps passe avant que le tribunal prononce le jugement et il est dit que les amendes sont parfois inférieures au montant de la facture de redressement. Les informations reçues du Ghana indiquent que l'existence d'un tribunal d'électricité (utility court) peut être un instrument efficace pour dissuader la population de pratiquer la fraude. Le tribunal d'électricité traite les cas de fraude dans un bref délai qui suit sa détection et les médias sont toujours présents pour rapporter les faits les plus graves.

La complicité des agents dans les actes frauduleux semble rarement entrainer des sanctions sévères comme la résiliation du contrat. Il est souvent rapporté que la complicité est souvent un facteur non-négligeable, mais peu d'agents sont épinglés pour un tel agissement car les clients mentionnent rarement le nom de l'agent qui les ont aidés dans l'acte frauduleux. En outre, les sanctions appliquées ne sont pas suffisamment dissuasives⁴.

Une société a mentionné dans ce contexte qu'elle ne peut pas se permettre de perdre ses meilleurs techniciens.







3.5.4.2 Campagnes de sensibilisation

A une exception près, à savoir la SONABEL, toutes les sociétés ont mentionné qu'elles considèrent les campagnes de sensibilisation comme un instrument important dans la lutte contre les pertes et notamment la fraude. Mais les campagnes ne figurent pas parmi les actions prioritaires parce qu'elles considèrent que d'autres actions sont plus efficaces.

EDM-SA (Mali) a tenu des réunions avec les leaders religieux et les chefs de quartiers au cours desquelles ils ont été informés des pratiques et conséquences de la fraude et de non-paiement de la facture, et ce, afin de les inciter à informer leur public d'arrêter les actes frauduleux et de les inciter à payer leurs factures. Un séminaire destiné aux juristes, avocats et force de police visait à changer l'attitude qui est celle de banaliser les vols d'électricité.

En Gambie, une station radio transmet tous les jeudis une émission d'une heure pendant laquelle la population peut discuter des sujets qui concernent NAWEC et où NAWEC pour communiquer des messages. La fraude n'est que rarement discutée.

La CIE (Côte d'Ivoire) a organisé des rencontres avec les associations de consommateurs, sociétés civiles, chambres de commerce etc. durant lesquels les enjeux que la fraude pose ont aussi été discutés.

La NIGELEC (Niger) informe la population à travers des spots publicitaires sur les conséquences des fraudes.

La SENELEC (Sénégal) a informé le consultant qu'elle prévoyait de réaliser des campagnes contre la fraude dès le début de cette année.

La SBEE (Bénin), EDG (Guinée) et la SONABEL (Burkina Faso) sont trois sociétés qui n'ont pas encore fait de campagne. La SBEE mentionne dans un document qu'une campagne serait utile afin de changer le comportement des abonnés vis-à-vis la fraude. EDG a informé le consultant qu'une campagne contre la fraude est prévue, mais qu'il manque le financement et que la priorité est donnée aux campagnes de promotion d'utilisation des compteurs à prépaiement. La SONABEL ne fait pas de campagne de sensibilisation contre la fraude parce qu'elle craint qu'une telle campagne risque d'inciter la population à la fraude pour la simple raison que risque de donner l'impression que la fraude est un acte très répandu et que cela incite les non-fraudeurs à la pratiquer. La SONABEL n'envisage donc pas de changer sa politique à cet égard.

3.5.4.3 Formation

La CIE est la seule société pour laquelle la formation de ses équipes de contrôles figure expressément parmi les actions prioritaires. Un plan individuel de formation est élaboré chaque année pour les membres des équipes et des formations ponctuelles sont dispensées selon les déploiements de nouveaux matériels et outils de contrôle. De plus, il y a un module spécifique de formation qui est basé sur le retour d'expérience des anciens contrôleurs. Comme mentionné plus haut, la réduction des pertes totales de la CIE est probablement largement due aux contrôles. La bonne formation des contrôleurs est une composante importante dans ce contexte.

Parmi les autres sociétés, la SONABEL, la NIGELEC et ECG considèrent indirectement la formation des contrôleurs comme très importante parce qu'elles comptent beaucoup sur les contrôles dans la lutte pour la réduction des pertes. ECG donne deux semaines de formation aux techniciens chargés







de réaliser l'audit national (voir Encadre 2). Au Niger, l'Ecole Professionnelle de l'Electricité (EPELEC) forme les agents de la NIGELEC. Le programme de l'EPELEC n'inclut pas de cours sur la détection des actes frauduleux. Le programme de formation des agents de la SONABEL n'est pas connu.

Dans les autres sociétés, les jeunes contrôleurs reçoivent quelques jours de formation en classe au début de la prise de fonction et ensuite une formation sur le tas par les contrôleurs expérimentés. Les releveurs ne sont que rarement formés sur les méthodes de fraude, bien qu'il leur soit demandé d'inspecter les systèmes de comptage durant la relève. Ces sociétés estiment que la formation de leur personnel n'est pas suffisante parce toutes ont mentionné que leur personnel a besoin de plus de formation dans les méthodes de fraude et les méthodes de détection. Signalons qu'aucun des programmes annuels de formation que le consultant a pu consulter n'inclut un cours sur les pertes nontechniques.

Vu que les sociétés qui comptent beaucoup sur les contrôles dans la lutte contre les pertes non-techniques sont celles dont les pertes non-techniques sont relativement faibles (SONABEL, NIGE-LEC) ou montrent une tendance à la baisse (CIE, CEET et premiers résultats de l'audit fait par ECG), il semble que l'importance des contrôles soit sous-estimée dans les autres sociétés. Dans cette optique il est logique qu'elles ne considèrent pas la bonne formation des contrôleurs comme une action prioritaire.

3.5.5 Succès des actions entreprises pour réduire les pertes non-techniques

Le Tableau 3-2 (Evolution du taux de pertes globales (%)) montre que plusieurs sociétés ont, ces dernières années, pu réduire les pertes globales en termes de pourcentage. Les réductions sont largement dues aux actions réalisées pour réduire les pertes non-techniques. A peu d'exceptions, les pertes en MWh ont cependant augmenté parce que la consommation des abonnés a augmenté. Mais si le taux des pertes à baissé, la société a réussi à réduire les pertes plus que la consommation a augmenté. L'évolution des taux de pertes (en %) est donc un meilleur indicateur de performance des actions plutôt que les pertes en valeur absolue (MWh).

L'estimation de la rentabilité d'une action qui vise à réduire les pertes non-techniques est confrontée avec le fait que beaucoup de facteurs ont un impact sur les pertes. Pour qu'on puisse quantifier l'impact d'une action, il faudrait que tous les autres facteurs restent inchangés (condition « ceteris paribus »). En réalité, il n'en est pas ainsi lorsqu'on calcul l'impact au niveau agrégé (pays, régions, zones)⁵. Ce n'est qu'à un niveau très désagrégé, soit pour un seul ou quelques abonnés seulement, qu'on peut considérer l'hypothèse que toutes choses sont égales par ailleurs.

L'Encadre 3 décrit à l'exemple des compteurs communicants installés par NAWEC les difficultés de tirer des conclusions sur les causes qui sont à l'origine de réductions des pertes.

Les données mises à disposition du consultant ont permis d'estimer l'évolution des pertes au niveau national et dans quelques cas au niveau des zones desservies par des réseaux isolés. Ces données et les informations reçues sur les actions de réductions des pertes ont dans quelques cas permis de tirer des conclusions sur l'impact des actions. Mais les conclusions sont de type qualitative (les actions ont certainement beaucoup réduit les pertes non-techniques) et pas quantitative. Une affirmation du style « l'action a réduit les pertes non-techniques de 33% » n'est pas impossible à formuler.

Les méthodes statistiques avancées peuvent être utiles et même fournir des estimations de la contribution de différents facteurs en termes de nombres. Mais les résultats doivent être évalues avec un certain recul, car ils sont basés sur des conditions qui sont approximativement réalisées dans le meilleure cas.







Le problème de quantification de l'impact des actions explique pourquoi les sociétés de distribution n'ont pas pu fournir de chiffres en réponse à la question relative à l'impact de l'action. Les réponses ont été du style « l'action a réduit les pertes ». Dans les quelques rares cas où des estimations quantitatives ont été fournies, il n'est pas certain que l'impact quantifié ait été atteint grâce à la seule action quantifiée (voir l'Encadré 3).

Encadré 3 : Impact des compteurs communicants installés par NAWEC

En Octobre 2015, NAWEC a installé des compteurs communicants chez 15 grands clients (hôtels, té-lécom, cimenterie, brasserie, etc.). Un fichier que le consultant a reçu de NAWEC montre les ventes à 11 clients en octobre et novembre 2015. Au total, les ventes étaient en novembre de 29% plus élevées. Le résultat inclut deux clients dont la consommation avait baissé. L'augmentation était largement due à quatre clients dont les ventes étaient entre 67% et 483% plus élevées. Sans ces clients, il n'y avait pas d'augmentation au total si on inclut les deux clients qui ont consommé moins en novembre.

NAWEC a analysé l'évolution des ventes dans les mois suivants et informé le consultant que chez 95% des 15 clients avec compteur communicant, la consommation a augmenté d'environ 50%(*). NAWEC suppose que l'augmentation soit notamment due à la fraude que les clients ont fait avant l'installation des compteurs communicants. Le consultant partage cette opinion mais souligne qu'il est fortement probable que l'augmentation de la consommation soit aussi due à d'autres facteurs. La saison touristique commence vers mi-octobre. Il se peut donc qu'une partie importante de l'augmentation de la consommation des hôtels soit due à l'augmentation du nombre de clients des hôtels. Un autre facteur à analyser est les heures de délestage. La réduction des heures de coupure augmente les ventes aux hôtels. Les hôtels tournent leurs groupes électrogènes en cas de coupure. Cela leur coûte très chère et compenser ces coûts additionnels par des actes frauduleux afin de réduire des factures de NAWEC peut bien avoir été le cas.

(*) Il reste à clarifier si les 50% font référence aux ventes totales aux clients dans la même période avant l'installation des compteurs communicants. Si, par exemple, l'analyse de NAWEC porte sur la période novembre 2015 – septembre 2016, il faudrait comparer les ventes dans cette période avec les ventes dans la période novembre 2015 – septembre 2016.

Les conclusions qui peuvent être tirées sur le succès d'actions de réduction des pertes nontechniques se présentent comme suit :

CIE (Côte d'Ivoire)

La réduction des pertes au cours des dernières années est largement due à la forte augmentation du nombre de contrôles, à la bonne formation des contrôleurs et à la dotation d'outils modernes de contrôle aux contrôleurs. Une autre action qui a contribué à la réduction des pertes non-techniques est la sécurisation des systèmes de comptage dans les zones industrielles.

CEET (Togo)

Le renforcement des contrôles (voir la description des détails dans le paragraphe 3.5.3.3) et la sécurisation des comptages par la pose des sceaux numérotés sont les actions principales qui ont réduit les pertes de la CEET de 20,3% en 2010 à 16,8% en 2015. Il suit des actions que ce sont notamment les pertes non-techniques qui ont baissé.







ECG (Ghana)

Les premiers résultats de l'audit national de l'ECG (Ghana) permettent de s'attendre à ce que cette action réduise de manière significative les pertes en 2016 (voir l'Encadre 2).

Autres sociétés de distribution

Les statistiques relatives aux pertes dans les autres sociétés au cours des dernières années (jusqu'en fin 2015) montrent que l'évolution ne va pas dans le sens d'une diminution significativement. Cela n'implique pas obligatoirement que les actions réalisées pour réduire les pertes n'ont pas été couronné de succès. Il se peut que les pertes aient été (nettement) plus élevées si des actions m'avaient pas été mises en œuvre.

Néanmoins, les impacts de ces actions ne sont pas perceptibles au niveau national du fait qu'ils ont été compensés par ceux d'autres facteurs. Ceci dit, il faut constater que beaucoup de sociétés n'ont réalisées que peu d'actions pour lutter contre les pertes non-techniques. Le manque de financement a été mentionné comme une des raisons principales, néanmoins l'impression du Consultant est que dans quelques sociétés il manque aussi un réel engagement dans la lutte contre les pertes non-techniques.

3.6 Pertes d'encaissement

Le taux d'encaissement est calculé en divisant le montant annuel des encaissements par le montant annuel de l'énergie facturée. Le taux de perte d'encaissement est égal à l'unité duquel le taux d'encaissement est soustrait. Les facteurs qui influencent le taux d'encaissement et le taux de pertes d'encaissement sont décrits au point 2.1.5⁶.

Un autre aspect qui n'a pas été discuté jusqu'à présent est la question de savoir si le taux d'encaissement inclut les montants facturés et payés par les abonnés équipés d'un compteur à prépaiement.

Le consultant présume que les montants encaissés de ce type d'abonnés sont généralement pris en compte, à l'exception de NAWEC. Cette hypothèse doit cependant être confirmée. Vue l'importance du nombre d'abonnés équipés d'un compteur à prépaiement pour beaucoup de sociétés de distribution, le calcul réalisé en tenant compte ou non de ces montants peut conduire à des résultats très différents. Par exemple, si le montant des abonnés équipés d'un compteur à prépaiement est inclus dans le calcul pour NAWEC, là où 86% des abonnés étaient équipés d'un compteur à prépaiement à la fin de l'année 2015, le taux d'encaissement en 2015 passe de 64% à environ 80%.

Le tableau ci-dessous montre que le taux d'encaissement de la NIGELEC (Niger) et de la CIE (Côte d'Ivoire) est bon, avec plus de 98%. Ce taux est encore acceptable pour la SONABEL (Burkina Faso) avec le plus souvent des valeurs supérieures à 95%. Mais les taux d'encaissement des autres sociétés sont faibles, notamment ceux d'EDG (Guinée) et d'AEDC (Abuja, Nigéria).

Un facteur non abordé dans le chapitre 2.1.5 est de savoir si l'efficacité de la collecte comprend le montant payé par les clients équipés de compteurs à prépaiement. Le consultant n'est pas persuader que ce soit toujours le cas. Les clients équipés de compteurs à prépaiement comptent pour de nombreuses sociétés de distribution pour une part importante du nombre total de clients et une part importante des recettes totales. L'inclusion ou l'exclusion des reçus de prépaiement peut donc produire des résultats très différents. Si, par exemple, les recettes de prépaiement sont exclues du calcul de l'efficacité de la collecte de NAWEC, ce dernier diminue de 80% en 2015 à 64%.







Tableau 3-9: Evolution du taux de collecte

Société	Pays	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SENELEC	Sénégal			94	93	89	97	93
EDM-SA	Mali			Pas de	chiffres o	btenus		
CIE	Côte d'Ivoire		Ent	re 98% et	99% (info	rmation C	IE)	
SONABEL	Burkina Faso	95	91	83	99	95	98	98
CEET	Togo		96	95	94	94	92	94
SBEE (1)	Bénin			83	81	84	85	81
NIGELEC	Niger	105	104	100	100	104	99	91
EDG (2)	Guinée	57	73	87	77	70	75	66
EAGB	Guinée-Bissau					73		90
NAWEC (3)	Gambie			59	73	92	88	80
NEDCO	Ghana	89	79	77	69	90	66	71
ECG	Ghana	101	89	98	98	99	97	98
AEDC	Nigéria						65	62

- (1) SBEE : Les taux reflètent les encaissements imputés aux années d'établissement des factures. Les taux vont donc encore augmenter quand les clients qui ont des arriérés paient les montants.
- (2) EDG 2016: 79%
- (3) NAWEC : Le calcul est effectué à partir de la collecte pour l'eau, l'assainissement et l'électricité des abonnés au post-paiement et les factures pour ces services. Le calcul inclut les montants encaissés et facturés des abonnés équipés de compteurs à prépaiement.

Ce sont souvent les abonnés du secteur public qui ne payent qu'une partie de la facture ou qui la payent avec beaucoup de retard. La situation d'EAGB (Guinée-Bissau) et d'EDG (Guinée) est typique.

<u>EAGB</u>: A l'exception de l'éclairage public, EAGB mesure la consommation chez tous les abonnés du secteur publique. Les factures sont envoyées au Ministère des Finances qui transfert chaque mois un montant fixe sur le compte d'EAGB. Ce montant était faible en 2013, ce qui est à l'origine du faible taux d'encaissement (73%) de cette même année. L'Etat n'a que payé 44% des montants facturés, alors que les abonnés privés en ont payé les 98%⁷. En 2015, l'Etat a transféré chaque mois un montant nettement plus élevé. Les paiements ont encore été inférieurs aux montants facturés, mais plus élevés en termes de pourcentage des montants facturés. Cela explique les augmentations constatées au niveau des taux d'encaissement, soit 73% en 2013 et 90% en 2015.

<u>EDG</u>: Globalement depuis plusieurs années, le taux d'encaissement de l'EDG est négativement affecté par le gel des paiements des factures de l'administration à 15 milliards de GNF mensuellement contre une facturation moyenne mensuelle aux compteurs de 21 – 23 milliards de GNF. L'explication fournie par l'administration publique sur ce gel que les contraintes budgétaires imposées par le programme d'ajustement structurel du FMI ne permettent pas à l'Etat de payer plus. (Commentaire reçu de l'EDG en janvier 2017).

Au Burkina, au contraire, le secteur public honore ses factures. En 2015, le taux de collecte des administrations était de 99,5% et celui des particuliers de 97,2%⁸.



Source: SEURECA, Rapport d'avancement trimestriel no 2, Juin 2014, p.35.

Source : SONABEL, Rapport d'Activités 2015, p.11.





4. Actions de réduction des pertes techniques

Dix types d'actions ont été identifiés pour la réduction des pertes techniques en distribution. Pour chaque type d'action, le document est structuré par les paragraphes suivants.

- 1. Objectif de l'approche
- 2. Description de l'approche
- 3. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées
- 4. Application de l'approche à une société de distribution
- 5. Analyse économique pour la société de distribution
- 6. Dissémination de l'approche

Ces approches sont détaillées dans le reste de ce chapitre comme suit :

Les actions de réduction de pertes techniques sont très semblables pour les réseaux de distribution et les réseaux de transport.

Cependant, en transport, certaines actions relèvent de l'exploitation et peuvent réduire les pertes techniques (en l'occurrence l'optimisation de la production du réactif aux centrales) : ce type d'action ne nécessite pas d'investissement.

En distribution par contre, toutes les actions de réduction de pertes techniques impliquent des coûts d'investissement, ou surcoûts d'investissement (investissement en équipements et/ou travail), à l'exception toutefois de l'optimisation des points de séparation, et de l'introduction de méthodes de planification optimale (procédures internes et formations sont cependant nécessaires).

Ces actions de réduction de pertes techniques sont ainsi :

- 1. Installation de bancs de condensateurs
- 2. Remplacement de conducteurs
- Restructuration du réseau MT
- 4. Installation de nouveaux postes (source ou de distribution)
- 5. Utilisation de transformateurs à haut rendement
- 6. Rééquilibrage des phases sur les départs BT
- 7. Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO »)
- 8. Maîtrise de la Demande d'Electricité
- 9. Gestion de la Charge
- 10. Planification optimale du réseau

Ces actions sont développées dans les paragraphes suivants.







4.1 Installation de Bancs de condensateurs

a. Objectif de l'approche et contexte

Les pertes joules sont prépondérantes par rapport aux autres types de pertes techniques. Elles sont proportionnelles au carré du courant, lequel comporte une composante active (utile, souhaitable) et une composante réactive (inutile, pénalisante mais en partie inéluctable).

L'objectif est donc de réduire cette composante réactive (inductive en général : consommation d'énergie réactive par la charge) pour que les pertes soient réduites en conséquence. La réduction maximale est obtenue en produisant de l'énergie réactive au plus près de la charge, ce qui peut conduire à une multitude de petits condensateurs et à des coûts élevés.

Considérer les rendements d'échelle peut conduire à prévoir moins de condensateurs et de plus grande taille, ce qui réduit le cout d'investissement. Les condensateurs sont alors rassemblés, concentrés proches des postes et non éparpillés à proximité des consommateurs. Dans ce cas, les condensateurs étant rassemblés sous forme de bancs de condensateurs aux postes, ils réduisent les pertes en amont des postes concernés mais pas en aval : les conducteurs, ce qui éloigne donc un peu le condensateur de la charge, du moins en moyenne.

Une optimisation de la localisation et du dimensionnement des condensateurs est donc souhaitable. Certains logiciels proposent d'ailleurs un module permettant, sous une forme ou un autre, d'identifier une localisation qualifiée d'optimale. Le terme "optimale" est cependant sujet à caution, car souvent les coûts d'investissement ne sont pas pris en compte.

Pour le lecteur qui découvre ces notions pour la première fois, les concepts suivants aideront à comprendre la nature du problème.

Pour les charges résistives telles que lampes à incandescence et les plaques de cuisson classiques, la sinusoïde du courant est en phase avec celle de la tension.

Par contre, les charges telles les moteurs, les lampes ou tubes fluorescents ainsi que les charges industrielles (postes de soudure, fours à arc), ont pour effet de décaler les sinusoïdes du courant et de la tension. Ce décalage se mesure sous la forme d'un angle « phi », ce qui permet de représenter le courant et la tension sous la forme de vecteurs.

Dans ce cas, la composante réactive du courant n'est pas nulle et donne lieu à une consommation de puissance réactive (en kVar). L'amplitude du courant étant la combinaison vectorielle des composantes actives et réactives, dès que la composante réactive est non nulle, le courant résultant est plus grand que sa composante active. Cet accroissement de courant est inévitable dans le sens qu'il est lié à la charge. Mais cette composante réactive cause des pertes. Ces pertes liées à la composante réactive peuvent cependant être réduites ou même supprimées en introduisant des condensateurs bien dimensionnés proches de la charge. Cette action vise à évaluer l'intérêt économique de la compensation du réactif sur des parties du réseau qui sont à la fois fort chargées et de piètre cos phi (il s'agit souvent de zones industrielles).

b. Description de l'approche

La possibilité d'introduire des condensateurs fait en général partie de la méthodologie classique de la planification à long terme du réseau puisque les condensateurs ont une longue durée de vie et que certaines conditions de charge montrent une rentabilité pour l'introduction de condensateurs. Plus gé-







néralement, la charge étant croissante pour les villes concernées dans les décennies à venir, il est donc recommandé d'analyser où et quand l'installation de condensateurs devient rentable, soit :

- pour un horizon temporel à moyen ou long terme (p.ex. 5 à 10 ans, voire plus)
- en coordination avec la politique tarifaire visant à inciter les consommateurs à forte consommation réactive à installer chez eux des condensateurs (par une tarification de l'énergie réactive qui rend avantageuse l'installation de ces condensateurs chez les clients concernés, en général les clients industriels).

L'approche se décline alors en plusieurs étapes :

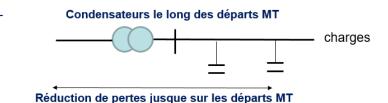
- i. Identification des coûts de référence de condensateurs, sur base d'offres et devis de la part des fournisseurs sur base du prix d'équipements rendu sur site
- ii. Identification des zones les plus propices à l'installation de condensateurs, selon les moyens de calcul disponible. Le tableau suivant compare quelques environnements de calcul typiques.
- iii. Simulation d'un ou de plusieurs scénarios de localisation et dimensionnement de condensateurs et analyse économique correspondante
- iv. Identification du scénario le plus économique et décision (planification) correspondante, en collaboration avec les services de planification des réseaux

Comme exemples de localisation, on distingue les deux cas typiques suivants :

Figure 4-1: Condensateurs

Condensateurs aux postes source:





Pour l'étape ii, il s'agit plus précisément des tâches suivantes.

Tableau 4-1: Description des tâches

Tâche	Description de la tâche
1	Identification des départs sur lesquels les consommations réactives journalières sont les plus élevées
2	Identification des endroits où les chutes de tension sont les plus élevées, en général aux ex- trémités des départs MT







Tâche	Description de la tâche
3	Affinement de la procédure à l'aide des modules spécifiques disponibles dans certains logiciels de calcul de réseaux
	NEPLAN: Le module "Optimal Capacitor Placement" fournit pour chaque départ sélectionné la liste des condensateurs (en Mvar) et de leur nœud de raccordement, pour autant que l'utilisateur ait défini une bibliothèque de condensateurs avec leurs coûts. Sont alors évalués la Valeur Actuelle Nette (VAN) et le Temps de Retour (TR). Le coût des pertes est modélisé par une fonction coût à associer à chaque tête de départ (polynôme coût = c0 + c1* P + c2 * P²)
	PowerFactory: Le module "Optimal Capacitor Placement" est basé sur un algorithme qui introduit des condensateurs tant que la réduction des coûts annuels de la fonction « coûts variables » est supérieure à l'annuité liée à l'investissement. La fonction « coûts variables » comporte une partie liée aux pertes et une partie permettant de représenter les tronçons de lignes dans lesquels les chutes de tension sont en dehors des limites acceptables sous forme d'un coût fictif (pénalité).
	NAP : Le module "étude de sensibilité » permet d'observer l'évolution des pertes en fonction du dimensionnement d'un condensateur donné, et ainsi l'identification du niveau de pertes minimal. Il ne fournit cependant pas de localisation optimale.
	CYME: L'analyse d'emplacement et de dimensionnement optimal de condensateur de CYME offre deux algorithmes distincts. Le premier permet de déterminer la taille et l'emplacement optimal de bancs de condensateurs sur un réseau de distribution électrique radial dans le but de réduire les pertes de puissance active ou de rehausser la tension du système. Le second analyse les effets (par exemple la réduction des pertes et le rehaussement de la tension) de toutes les combinaisons d'installation de N bancs de condensateur de taille prédéfinie sur un réseau de distribution électrique radial ou bouclé.
4	Vérification ou ajustement compte tenu de l'évolution prévisible de la demander, Approbation pour insertion dans un plan d'investissement

c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Les paragraphes suivants résument les points mentionnés lors des réunions organisées auprès des sociétés de distribution, L.

Bénin: SBEE

Actuellement (mi 2016), sur base du fichier du modèle de réseau reçu de la SBEE, il ne semble pas y avoir de condensateurs installés sur le réseau de distribution proprement dit. Par contre des condensateurs ont été installés aux postes source d'Akpakpa, Gbégamey et Sémé dand le cadre du projet de renforcement des réseaux de Cotonou de 2006.

L'extension des bancs de condensateurs dans des postes « source » est prévue par l'étude de faisabilité sur les postes source du système de distribution (étude du consortium Fichtner-Cardno MCC, juillet 2015).







Burkina Faso: SONABEL

Actuellement (mi 2016), il ne semble pas y avoir de condensateurs installés sur les lignes du réseau de distribution MT. Parc contre, les postes sources Ouaga 1 et 2, Patte d'Oie et Kossodo sont équipés de bancs de condensateurs 15 kV.

Chez les clients MT l'énergie active et l'énergie réactive sont mesurées. Après 3 facturations successives pour lesquelles le cos phi est inférieur à 0,8, (il y a eu des cos phi mesurés de 0,6... 0,7), le client doit installer des bancs de condensateurs à ses frais.

Côte d'Ivoire; CIE

Actuellement (mi 2016), des condensateurs ont été installés à tous les postes « source », à l'enroulement secondaire du transformateur pour obtenir un facteur de puissance de 0,99.

L'introduction de condensateurs a été proposée aux clients industriels lorsque cela leur est profitable. Ces condensateurs sont alors installés à leurs frais et en aval du compteur. Les bancs de condensateurs sont de 7,2 Mvar en 3 gradins, et installés à l'enroulement du secondaire des transformateurs de puissance (typiquement de 36 MVA ou 50 MVA). Selon le poste source, le nombre de transfos varie de 2 à 4.

Gambie: NAWEC

Chaque poste source est doté de condensateurs de 2.5 Mvar dont les gradins actionnés automatiquement pour le réglage de la tension. Par ailleurs, certains postes de distribution sont équipés d'un condensateur de 12,5 kVar, qui ont été installés pour le facteur de puissance soit au-dessus de 0,8.

Avant que ces condensateurs soient installés aux postes de distribution, certains postes montraient un facteur de puissance de 0.75 lié au conditionnement d'air dans les hôtels. Depuis lors, bien qu'ils ne soient pas facturés au kVarh, certains hôtels ont installés leur propres condensateurs afin d'améliorer la tension. NAWEC n'installe pas les condensateurs dans un but de réduire les pertes, mais d'améliorer la tension. En conséquence, la tension en BT est maintenant maîtrisée dans une bande de 200 à 250 V, pour une tension nominale de 220 V.

Ghana: ECG

Pour le réseau 11 kV, les bancs de condensateurs existants (mi-2016) sont raccordés au secondaire des transformateurs des postes source (33/11 kV).

Pour les futurs bancs de condensateurs, les études menées avec les logiciels CYME et ASPEN conduisent à une répartition des Mvars de compensation sur plusieurs points. Les ingénieurs font alors un ajustement de cette répartition selon des critères de faisabilité (place disponible, ...). Le facteur de puissance objectif est 0,98 à obtenir à la tête de chaque départ 11 kV. Pour les départs où le facteur de puissance est très bas, plusieurs bancs de condensateurs doivent être planifiés.

Guinée : EDG

Dans le cadre du projet de la centrale et des lignes « Kaleta », tous les postes source du projet ont été pourvus en condensateurs, lesquels sont installés côté MT. Les répartitions sont faites selon étude de CWE pour le réglage de la tension et sont les suivantes : Maneah (6 x 10,016 Mvar), Kaleta (2x 4,08 Mvar), Kaloum (4x8,016 mvar), Sonfonia (3, 84 Mvar), Hamdalaye (2x 8,016 Mvar), Matoto (6x 8,016 Mvar). Commande manuelle par un agent sur place (via le SCADA du local du poste). Il n'y a pas de condensateurs sur les départs proprement dits.







Guinée-Bissau: EADG

Il n'y a pas de condensateurs sur le réseau d'EAGB, sauf au niveau de quelques postes privés. Cette situation peut se comprendre dans le sens où la centrale étant dans la ville, elle produit elle-même les Mvars qu'aurait produit un éventuel banc de condensateurs au poste source (ce dernier étant le poste de la centrale). Par ailleurs, les facteurs de puissance s'avèrent être en moyenne de l'ordre de 0,9, ce qui est une valeur assez classique ne permettant probablement pas de rentabilité pour une action d'installation de condensateurs.

Mali: EDM SA

Des condensateurs ont été installés à certains postes source (Kodialani), mais leur dimensionnement n'a pas été communiqué.

Il y a une pénalité si le facteur de puissance est inférieur à 0,8 : la consommation d'énergie réactive est alors facturée.

Niger: NIGELEC

Actuellement (mi 2016), il n'y a pas de condensateurs sur le réseau MT.

Des condensateurs sont cependant présents, mais seulement chez les abonnés MT qui le décident ainsi que sur les barres HT des 3 postes sources. Si des bancs sont à installer ce sera en extension des bancs existants.

Nigeria: AEDC

Il n'y a pas de condensateurs installés dans le système de AEDC jusqu'à présent. Cependant, les consommateurs sont incités par la tarification à installer leurs propres condensateurs.

Sénégal : SENELEC

Actuellement (mi 2016), il y a des condensateurs mais seulement dans les postes HTB/HTA des zones urbaines, et en zone rurale sur certains postes HTA/BT. Comme ces condensateurs ne sont pas sur le réseau MT proprement dit, le fichier NEPLAN du réseau MT ne les représente pas.

d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

L'application ici proposée considère le cas de SONABEL (année 2015) pour Ouagadougou (fichier Neplan issu de l'étude « PRIELER : Projet de Renforcement des Infrastructures Electriques et d'Electrification Rurale- Restructuration et d'Extension des Réseaux de Ouagadougou, 2011-2014 »).

Les données et résultats présents pour l'année 2015 montrent que quelques départs sont en surcharge et certains également avec sous-tension. Il est probable que l'exploitation de ces départs conduise dans la réalité à opérer des délestages. Les cas analysés ici portent essentiellement sur ces départs.

Dans le cas présent,

- Sur le départ « ouest », en configuration de référence, la tension au nœud « ND207 » est de 86 % de la tension nominale et des pertes totales MT sont de 9,7 MW
- Après insertion d'un condensateur de 1,5 Mvar au nœud ND207 et d'un condensateur de 1 Mvar au nœud ND209, la tension remonte à 90 % de la tension nominale et revient dans les limites de variations acceptables, les pertes sont quant à elles réduites à 9,58 MW

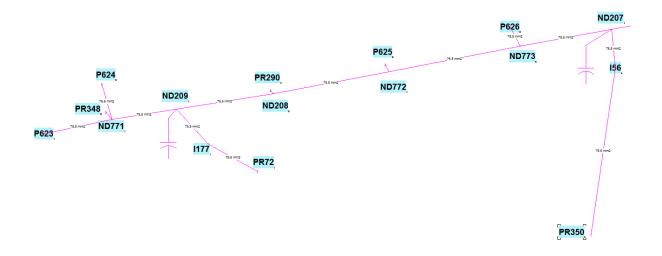
La réduction des pertes à la pointe est donc de 0,12 MW.







Figure 4-2: Exemple départ MT à Ouagadougou



e. Analyse économique pour la société de distribution

L'investissement consiste ici en deux condensateurs, dont le coût d'investissement est estimé à 40 kEuro/Mvar :

- un condensateur de 1,5 Mvar au ND207
- un condensateur de 1 Mvar au ND209

Détails investissements

Action 1 Investissements Condensateurs

Valeur investissements en MVAR	2,5
Coût kEuro/Mvar	40
Coût investissement kEur	100

Avec ces hypothèses, l'analyse économique sur 20 ans donne les résultats suivants, En représentant chaque année comme similaire à la précédente⁹. L'analyse du cash-flow permet alors l'obtention de la valeur Actuelle Nette (VAN) et du Taux de Rendement Interne (TRI), tandis que le taux d'actualisation considéré ici est de 8 %.

Tableau 4-2: Analyse économique

	Economies de combustible seulement	Idem plus économie de Puissance instal- lée
VAN (milliers d'Euros)	939	1083
TRI (%)	106%	120%
Temps de Retour Simple (années)	1,0	0,9

Une planification détaillée sur le long terme n'est pas prévue ni possible dans le cadre de la présente étude, mais elle est certainement à recommander si elle n'est pas déjà faite, par exemple lors d'un plan directeur distribution.







Ces résultats montrent que sous les hypothèses présentes, l'introduction de condensateurs est très rentable sur des départs forts chargés. Cette conclusion s'étend aussi à des départs moins chargés, et à des cas où les coûts évités (combustibles...) sont moindres ou aux cas où les condensateurs sont plus couteux. Même si la rentabilité est moindre que dans le cas présenté ci-dessus, il y a certainement beaucoup de projets rentables d'installation de condensateurs dans les zones étudiées ici.

f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

Dissémination :

Actuellement, au sein de la zone EEEAO (WAPP) plusieurs sociétés de distribution ont été amenées à installer des condensateurs, soit à la suite de conclusion de leurs propres études ou d'études réalisées par des consultants indépendants.

La rentabilité de projets d'installation de condensateurs est probablement assez haute comme l'illustre l'exemple ci-dessus, mais des calculs plus précis doivent être faits pour chaque réseau de distribution concerné, en tenant compte d'une part, des mesures de facteur de puissance et d'autre part, des coûts locaux des condensateurs.

Autres avantages éventuels :

Outre la réduction des pertes, l'installation de condensateurs permet :

- De rehausser le plan de tension (c'est-à-dire diminuer les chutes de tension), ce qui permet souvent de reporter des renforcements de réseau puisqu'en distribution c'est le plus souvent la chute de tension devenue inadmissible qui est le facteur contraignant.
- D'augmenter la marge de puissance transmissible puisque les condensateurs permettent de diminuer le module du courant.

Les avantages des condensateurs sont indéniables, mais les conversations échangées avec les ingénieurs des sociétés de distribution laissent croire que pour certaines de ces sociétés, l'étude de l'intérêt des condensateurs ne fait pas partie de la culture de l'entreprise.

Il est vrai que l'intérêt des condensateurs ne se manifeste pas sur un réseau « jeune » (au sens que la charge y est encore assez basse), et se manifeste plutôt sur les réseaux plus anciens où la charge a déjà atteint un niveau significatif (en termes de pourcentage de la puissance transmissible).

Autrement dit, les sociétés de distribution font face à des contextes et défis différents et la grande rentabilité d'installer des condensateurs dans certains quartiers d'une capitale n'implique pas nécessairement une grande rentabilité de tels projets ailleurs dans la capitale ni nécessairement dans les autres capitales de la région.

Bibliographie:

- 1. Condensateurs de Puissance, Charles Hantouche, Directeur es-Sciences Techniques de l'ingénieur, D4-710
- 2. La planification des réseaux électriques, Santucci-Persoz-Lemoine-Sapet, EDF-Eyrolles, 1984
- 3. Boris Berseneff. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. Sciences de l'ingénieur. Université de Grenoble, 2010







4.2 Renforcement par Remplacement de la ligne (partiel ou total)

a. Objectif de l'approche et contexte

L'approche vise à s'assurer que le choix des conducteurs reste opportun¹⁰, et si possible optimal au sens de l'analyse économique, compte tenu de la liste des conducteurs déclarés « standard » au sein de la société de distribution. Un remplacement de conducteur ne se fait donc, dans le contexte présent de la réduction des pertes techniques, que si ce remplacement est rentable sur le long terme.

Il faut d'emblée préciser trois points essentiels :

1. Pour les lignes aériennes :

Pour des lignes aériennes, les poteaux et armatures sont normalement dimensionnés¹¹ « au plus juste » afin de minimiser les coûts d'investissement, et en règle générale considérer un conducteur plus épais conduit à devoir remplacer les poteaux et armatures concernées.

En conséquence, se contenter de ne remplacer que les conducteurs ne concernerait que les cas de lignes aériennes dont les poteaux et armatures auraient été dimensionnés pour de plus gros conducteurs.

Dans certains cas, il est pertinent d'étudier le remplacement de conducteurs accompagné du remplacement des poteaux et armatures : il existe des cas où de tels remplacements sont rentables et c'est cette optique qui est proposée ici.

Plus généralement, trois situations sont rencontrées :

- La situation dite « normale » ci-dessus où les poteaux sont dimensionnés par calcul (PLS CAD, Camelia ou autre logiciel de dimensionnement selon les contraintes mécaniques) « au plus juste »
- La situation où la société de distribution n'a qu'un standard de poteau lequel est compatible avec la gamme de conducteurs utilisée par ladite société
- La situation où la société de distribution ne sait pas encore comment la demande va évoluer ni
 comment elle va planifier les renforcements: il y a des cas où des poteaux pour hautes contraintes
 sont installés, tandis qu'en première étape des conducteurs de faible section sont installés, pour
 rendre possible, le jour venu, leur remplacement par des conducteurs de section plus grosse.
- 2. Le Consultant recommande la première de ces trois situations. Pour les câbles souterrains : Récupérer un câble enfoui n'est pas réaliste compte tenu des difficultés d'excavation du câble sans risquer de l'endommager (cela impliquerait également de rembobiner le câble sur des rouleaux, et le stockage de ces rouleaux dans des entrepôts avant qu'ils soient réaffectés). Autre pratique et sans qu'il y ait déterrage du câble existant : l'ajout d'un câble en parallèle avec celui jugé « à renforcer », sur le même disjoncteur, est une pratique présente chez certaines sociétés de distribution de par le monde. Cette pratique est appliquée en Inde notamment, mais ne fait pas l'unanimité car les disjoncteurs sont par principe conçus pour protéger un câble chacun, pas plus.

[&]quot; Que le dimensionnement soit fait par calcul manuel pour par l'utilisation de logiciels tels que Camelia, PLS-CADD ou autre.



Dans certains cas, des conducteurs sont fort chargés mais ne nécessitent pas de renforcements au sens de la limite thermique. Ils peuvent être le siège de pertes importantes, surtout si l'on considère que les pertes sont liées au carré du courant. L'action consistera ici à identifier les quelques tronçons les plus chargés dans le réseau MT d'une capitale parmi celles analysées et à simuler le remplacement des conducteurs sur ce ou ces tronçons, en y installant des conducteurs de section accrue afin de diminuer les pertes. Le courant reste donc identique mais la résistance « r » totale diminue par contre.





3. Niveau de charge de conducteurs se prêtant bien au potentiel remplacement de ligne sur une section

L'analyse de la réduction de perte **ne peut s'appliquer qu'aux situations de départs sans sur-charge**, c'est à dire avant qu'ils ne soient en surchargés : en effet, si le départ analysé est en surcharge, alors son exploitation impose à la société de distribution de procéder à des délestages. Ce délestage altère le profil de charge et ne permet pas l'utilisation des facteurs de charge classiques, lesquels sont de l'ordre de 0,5 à 0,7.

Enfin, le besoin de délestage appelle directement à des renforcements dans le cadre d'une planification long terme, et non d'un simple projet de réduction des pertes : le calcul des pertes doit donc se faire dans un cadre sans surcharge (car l'analyse de réduction de pertes se place en dehors de la planification classique, laquelle est basée pour l'essentiel sur l'évitement de surcharges tout en ayant une croissance de la charge).

En général, la charge d'un départ augmente avec le temps car les consommateurs s'équipent de plus en plus en matériel électrique, et en conséquence :

- Si un départ est actuellement peu chargé et que l'analyse montre que le renforcement par remplacement de ligne n'est pas rentable, il est fort possible que ce même renforcement devienne, quelques années plus tard, rentable (et suffisant sur le moyen terme, voire le long terme)
- Une analyse d'un départ actuellement surchargé peut être faite « à postériori », en se replaçant dans le passé, c'est-à-dire en considérant les conditions qui étaient celles juste avant la surcharge.
 Il s'agit alors d'identifier si la réduction des pertes seule aurait permis de justifier économiquement le remplacement de la ligne sur une section donnée.
- b. Description de l'approche

Le remplacement de conducteurs implique donc les sous-tâches suivantes :

- Standardisation interne : Établissement d'un catalogue interne de conducteurs avec identification des coûts de référence (pose comprise)
- Identification des conducteurs les plus chargés (en pourcent de leur capacité thermique)
- Sélection de lots de tronçons candidats au remplacement de conducteurs
- Analyse économique du remplacement de conducteurs pour ces tronçons vers un conducteur de section supérieure¹²
- Analyse économique d'autres variantes de remplacement de conducteurs (autres lots de tronçons, ou sections accrues pour conducteurs de remplacement).
- c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Cette section indique dans quelle mesure chaque société de distribution a procédé ou non au remplacement de conducteurs <u>pour réduire les pertes</u>. Il s'agit en quelque sorte d'un résumé quant à la situation actuelle à ce sujet.

Le calcul des futures pertes peut être fait soit sur un logiciel de calcul de réseau, soit sur un tableur dans la mesure où le réseau est radial et les courants et pertes peuvent s'évaluer de proche en proche, en utilisant une approximation sur la tension.







Pour rappel, les abréviations suivantes sont utilisées :

Cu : Cuivre
Alu : Alumninium
Alm : Almelec
la : ligne aérienne
cs : câble souterrain

Bénin: SBEE

Actuellement, le remplacement de conducteurs est pris en compte par SBEE lors d'opérations de réhabilitation. (Pas de détails disponibles)

Burkina Faso : SONABEL

Jusqu'à présent, le remplacement de conducteurs est exécuté dans le cadre des projets annuels d'investissement.

Le remplacement concerne p.ex. la section 22 mm² Cu à remplacer par du 35 mm² ou 75 mm² Alu, tandis que la section utilisée pour les branchements est 16 mm² Alu. Le réseau MT de la ville est principalement souterrain a été fait en 150 mm² tandis que les quartiers autour du centre-ville sont alimentés par un réseau aérien. Pour la zone desservie par le réseau MT souterrain, il n'y a pas de remplacement de conducteurs mais plutôt création de nouveaux départs.

Sur base du fichier NEPLAN du réseau de Ouagadougou : Les sections utilisées en aérien sont :

34 mm²: 0,2 % du réseau MT
54 mm²: 49la ,9 % du réseau MT
75 mm²: 19,2% du réseau MT

Les sections utilisées en sous-terrain sont :

95 mm²: 0,1 % du réseau MT
150 mm²: 22,8 % du réseau MT
240 mm²: 8 % du réseau MT

Côte d'Ivoire : CIE

Dans le contexte actuel, le remplacement de conducteurs n'est pas systématique car CI-ENERGIES est le propriétaire des installations tandis que CIE en est l'exploitant (contrat d'affermage).

Les travaux sont décidés par CI-ENERGIES : cependant la CIE propose les restructurations par un plan triennal remis à jour chaque année. Les sections ont été normalisées comme suit:

- Souterrain 15 kV: 240 mm² dorénavant, mais il y a eu du Cu 25 mm², de l'Alu 150 mm²; en
- Souterrain 33 kV: 150 mm²;
- Aérien 15 kV : presque pas (sortie de postes);
- Aérien 33 kV (zones rurales): 54 mm², 93mm², 148 mm² Almelec et dans le passé il y a eu du 34 mm².

Gambie: NAWEC

Il n'y a pas eu de remplacement de conducteurs en MT jusqu'à présent. Si une telle opération devrait être faite, ce ne serait pas compliqué car il ne faut pas changer les poteaux, lesquels sont prévus







d'emblée pour soutenir des sections de 148 mm², même s'ils sont équipés de conducteurs de 95 mm² ou 120 mm².

Les conducteurs 33 kV sont tous en 148 mm².

Les conducteurs 11 kV sont en 95 mm², 120 mm² et 148 mm².

Les conducteurs BT sont en 70 mm² et 95 mm².

Ghana: ECG

Jusqu'à présent, le remplacement de conducteurs a été a parfois mis en œuvre mais globalement cela n'a pas été fréquent. Les sections de conducteurs utilisées sont les suivantes :

- Réseaux BT aériens : 120 mm² pour les départs principaux, 50 mm² pour les dérivations
- Réseaux BT souterrains : 95 mm² en câbles alu XLPE
- Réseaux 11 kV aériens : 120mm² partout
- Réseaux 11 kV souterrains : câbles 185 mm² Alu, mais migration progressive vers la section 240 mm² XLPE

Les actions principales sur le réseau 11 kV sont: mise en faisceau de câbles, introduction d'une configuration de secours (redondance pour éviter la perte de charge), et remplacement de conducteurs (rarement mis en œuvre). Lorsque la place au sol est imitée (droit de passage), les anciens conducteurs sont démantelés.

Réseau 33 kV aérien: sections 400 mm², 265 mm², 150 mm², et 120 mm²

Réseau 33 kV souterrain : sections 500 mm² cuivre, 630 mm² Alu XLPE, et 240 mm² alu XLPE

Guinée : EDG

Il y a eu remplacement de conducteurs sur des lignes aériennes, ce qui a conduit à également remplacer les poteaux pour permettre la pose de conducteurs de 148mm². Les poteaux installés sont ainsi des types suivants : 12 m/ 650 daN, 12 m 800 daN, 12 m 1.250 daN et aussi 12 m 2.000 daN. A certains endroits des supports de 13 m sont aussi utilisés.

Guinée-Bissau : EADG

Le réseau MT est essentiellement souterrain, et donc ne se prête pas bien à l'idée d'un remplacement de conducteurs : il n'y a encore jamais eu d'action de remplacement de conducteur sur le réseau souterrain.

Pour la partie aérienne du réseau, elle est en section 148 mm² depuis toujours et n'a donc jamais fait l'objet d'un remplacement non plus. Cependant, les niveaux de charge qui seront atteint sur le réseau MT après mise en service de la nouvelle centrale (15 MW) ne sont pas connus : il n'est pas exclu que certains renforcements deviennent nécessaires.

Mali: EDM SA

Le remplacement de conducteurs est déjà prévu par un projet de réduction des pertes techniques avec le renforcement de la section des feeders.

Sur base des réunions effectuées, EDM-SA précise :

Remplacements MT: les remplacements sont faits vers les sections standards 240 mm² en sousterrain, et les sections standards 228 mm², 54,6 mm², 34,4 mm²en aérien. Quelques zones seulement sont en souterrain (centre-ville), tandis que le reste est en aérien.

Remplacements BT : les remplacements des branches principales se font vers les sections standards : 150 mm² torsadé et 95 mm² torsadé pour les petits transfos. Selon l'état on peut réutiliser les conducteurs ou non.

Les remplacements de dérivations BT se font avec des sections 70, 50 ou 35 mm².







Pour la BT, les remplacements des branches principales se font vers les sections standards : 150 mm² torsadé et 95 mm² torsadé pour les petits transfos. Selon l'état on peut réutiliser les conducteurs ou non.

Niger: NIGELEC

Dans le contexte en place, l'action « remplacement de conducteurs » se fait dans le cadre de la réhabilitation du réseau (sur base des chutes de tension).

- En BT: 35, 50, 70 mm², toujours en pré-assemblé torsadé.
- En MT aérien : 34.4, 54.6, 75.5 et 117 mm² en Almelec
- En MT souterrain: 150 Alu.

La dorsale est en 75 mm² tandis que les dérivations sont en 54 mm². Mais les dérivations qui doivent servir de bouclage sont renforcées en conséquence de la charge qu'ils devront alimenter en configuration de secours. Cette action est faite avec un double but : réduire la charge (en pourcentage de la limite thermique afin de créer de la marge de puissance transmissible), et réduire les pertes.

Nigeria: AEDC

Le remplacement de conducteurs est effectué de temps à autres, mais cela reste une opération rare.

Sénégal : SENELEC

Le réseau MT à Dakar est essentiellement souterrain, basé sur des câbles 240 mm², et ne fait donc pas l'objet de remplacement de conducteurs sur la base de prochaines surcharges.

Par contre, les conducteurs étant vétustes, ils sont remplacés parce que l'âme est abimée et/ou qu'elle est à l'origine de défauts d'isolement.

d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

Certaines sociétés ont un réseau MT en souterrain ce qui n'est pas propice aux opérations de changement de section des conducteurs à cause des coûts prohibitifs en souterrain, tandis que d'autres sociétés ont un réseau MT essentiellement en aérien. Le tableau suivant résume les situations rencontrées.

Tableau 4-3: Situation rencontrées dans les sociétés de distribution

Pays		Société de distribution	Réponse reçue de la compagnie électrique : réseau MT majoritairement
Bénin	Cotonou	SBEE	Aérien 34, 54, 93, 117 et 148 mm² pour les lignes issues de Gbèdjromédé, Souterrain 240 mm² pour Védoko et Cotonou centre (Cadjehoun, St Michel)
Burkina Faso	Ouagadougou	SONABEL	Aérien 75 mm² en périphérie Souterrain 150 mm² dans le centre
Côte d'Ivoire	Abidjan	CIE	Souterrain 240 mm² (presque pas de 15 kV aérien)
Gambie	Banjul	NAWEC	Aérien 33 kV (148 mm²) et aérien 11 kV (70 mm²)
Ghana	Accra	ECG	Mixte: 11 kV: aérien 120mm² partout, souterrain 185 mm² alu remplacé progressivement par 240 mm² XLPE
Guinée	Conakry	EDG	Aérien principalement, 148 mm²
Guinée Bis-	Bissau	EAGB	Souterrain principalement 150 mm² XLPE







Pays		Société de distribution	Réponse reçue de la compagnie électrique : réseau MT majoritairement
sau			
Mali	Bamako	EDM SA	Aérien principalement 228 mm²
Niger	Niamey	NIGELEC	Aérien principalement, 75 mm², dérivations en 54 mm²
Nigeria	Abuja	AEDC	Aérien principalement, 100 mm² et 150 mm²
Sénégal	Dakar	SENELEC	Souterrain principalement, 240 mm²

Le « simple » remplacement de conducteurs n'étant pas praticable pour les réseaux souterrains (à cause de la valeur du câble qui serait laissé sous terre, inexploité), il peut être considéré par contre avec attention pour les réseaux MT aériens.

Dans le cas présent :

- SONABEL, EAGB et SBEE ont une représentation du réseau MT sur le logiciel NEPLAN.
- EDM-SA est en train de représenter son réseau MT sur un logiciel de calcul de réseau (CYME).
- NIGELEC a bien une description SIG du réseau MT, ce qui permet en principe la création d'un modèle de réseau sur logiciel de calcul de répartition.

Il peut être intéressant d'observer le nombre de tronçons surchargés pour les capitales dont un modèle de réseau MT a été fourni au Consultant (il s'agit de Ouagadougou, Cotonou et Dakar).

Tableau 4-4: Nombre de tronçons surcharges

Pays	Nom du fichier	kV	Nb tronçons		
			surchargés		
BF	Ouagadougou : Departs-15kV-de-Ouaga-configuration-2015-avec-	15	258/5343=		
	Charges-2015_transmis-au-PRIELER-en-Fev-2016		4,8%		
BJ	Cotonou 2015	15	126/1856=		
			6,8%		
SN	Scénario 2b- Entre injecteurs -avec poste à Thiaroyé\FINAL-	30	4/224=1,8%		
	~1_STUDI				

L'application proposée ici concerne le cas de SONABEL 2015 pour Ouagadougou, à supposer que les supports et armatures sont remplacés là où c'est nécessaire pour supporter le conducteur de plus grande section à installer.

Dans le cas présent la liste des conducteurs standards avec leurs coûts de référence est présentée dans le tableau suivant.

Les lignes aériennes (« la ») et câbles souterrains (« cs ») suivants sont utilisés par la SONABEL pour le réseau MT de Ouagadougou :

Tableau 4-5: Lignes aériennes et câbles souterrains utilisés par la SONABEL

	Hyp. Coût (Eur/km)
15-la-cu-29	N'est plus installé
15-la-alm-54,6	12000
15-la-alm-75,5	14000



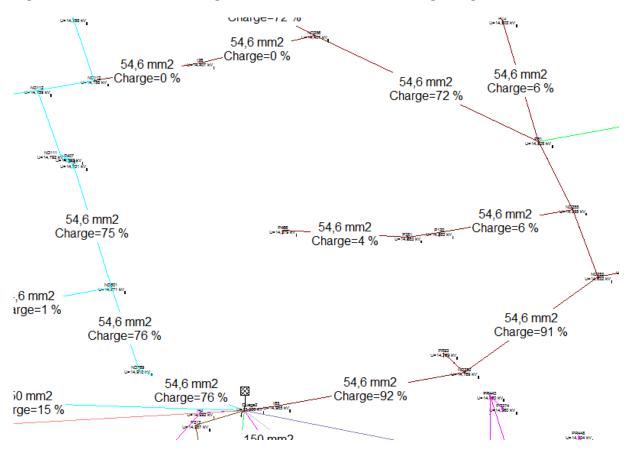




	Hyp. Coût (Eur/km)				
15-la-alm-117	17000				
15-la-alm-150,5	18000				
15-cs-alu-150	35000				
15-cs-alu-240	46300				

A Ouagadougou, plusieurs départs issus du poste source « Ouaga 2 » sont aériens, et ils apparaissent surchargés dans le fichier NEPLAN pour 2015. Une option consiste à analyser le remplacement de conducteurs sur les tronçons surchargés. Les données disponibles pour la situation 2015 permettent d'observer de nombreuses surcharges proches du poste source Ouaga2. Ces surcharges représentent des niveaux de charge situés entre de 150 % et 200 %, L'étude ici présente se positionne à l'année juste avant que les surcharges apparaissent. A cet effet, les charges de cette année-là sont celles des données 2015 divisées par un facteur deux. Le schéma suivant en résulte et montre les taux de charge des différents tronçons, tandis que les départs sont identifiés par des couleurs différentes.

Figure 4-3: Les taux de charges des différents tronçons à Ouagadougou



Selon la base de données utilisée ici, tous les tronçons concernés par cette zone sont équipés de conducteurs Almelec 54 mm² ayant une limite thermique de 190 A.

Les charges des tronçons L878 et L876 sont dans cet exemple¹³ de 99,3% et appellent donc à prévoir un conducteur permettant une charge deux fois plus élevée, comme typiquement les conducteurs Al-



⁽en 2015 et sans délestage : 198,6%)





melec de 117mm² ou 120 mm², lesquels ont une limite thermique de 380 A à 395 A selon les conditions extérieures. La valeur prise ici comme limite est 380 A.

Les tronçons sélectionnés pour remplacement de conducteurs pour la présente simulation sont les suivants :

Tableau 4-6: Les tronçons sélectionnés pour remplacement de conducteurs

			Tour do				Avant	Après	Réduction	
Node	Name	Туре	Taux de charge	P	Q	1	P pertes	P pertes	P pertes	Longueur
			%	MW	Mvar	kA	MW	MW	MW	km
165	L875	Line	99,3	-4,16	-2,58	0,19	0,005	0,003	0,002	0,0677
165	L876	Line	99,3	4,16	2,58	0,19	0,064	0,037	0,027	0,9589
ND253	L878	Line	98,8	-3,93	-2,43	0,19	0,041	0,023	0,017	0,6127
ND253	L883	Line	93,8	3,73	2,31	0,18	0,013	0,007	0,005	0,2111
ND255	L887	Line	87,9	3,47	2,15	0,17	0,021	0,012	0,009	0,4029
ND256	L890	Line	79,0	-3,03	-1,87	0,15	0,024	0,014	0,010	0,5708
ND769	L2281	Line	80,8	-3,35	-2,08	0,15	0,020	0,011	0,008	0,4415
ND601	L496	Line	80,8	-3,33	-2,06	0,15	0,011	0,007	0,005	0,2558
ND601	L499	Line	79,7	3,28	2,04	0,15	0,017	0,009	0,007	0,3818
ND111	L502	Line	73,5	2,99	1,86	0,14	0,007	0,004	0,003	0,197
							0,222	0,128	0,095	

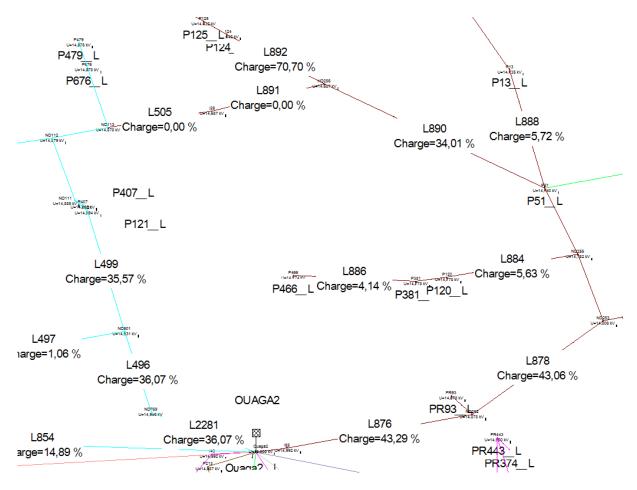
Avec une section de conducteurs de $120~\text{mm}^2$ au lieu de $54,6~\text{mm}^2$, les pertes sont réduites de 0,222~MW à 0,128~MW, soit une réduction de 0,09~MW à la pointe.







Figure 4-4: Réduction des pertes techniques par remplacement de conducteurs



La réduction des pertes techniques ne porte ici que sur un départ parmi les nombreux départs du réseau de Ouagadougou.

e. Analyse économique pour la société de distribution

Les investissements sont évalués comme suit pour les 10 tronçons aériens dont le conducteur Alu 54 mm² est remplacé par de l'Alu 120 mm². Le tableau de l'annexe 4, section 2.1 indique un coût total de remplacement des conducteurs de l'ordre de 69 700 euros sur les tronçons concernés. Un facteur de coûts de contingences de 30 % est pris, ce qui donne un investissement de 90 600 euros. L'analyse économique sur 20 ans est alors la suivante, en représentant chaque année comme similaire à la précédente 14. Le flux de trésorerie (cash-flow) permet l'obtention de la valeur Actuelle Nette (VAN) et du Taux de Rendement Interne (TRI). Le taux d'actualisation considéré est ici de 8 %.

Une planification détaillée sur le long terme n'est pas prévue ni possible dans le cadre de la présente étude, mais elle est certainement à recommander si elle n'est pas déjà faite, par exemple lors d'un plan directeur distribution.







Tableau 4-7: Analyse économique cas d'exemple pour action « Renforcement par Remplacement de la ligne »

	Economies de combustible seulement	Idem plus économie de Puissance installée
VAN (milliers d'Euros)	733	10242
TRI (%)	93%	105%
Temps de Retour Simple (années)	1,2	1,0

Remarques importantes:

- Les chiffres ci-dessus sont basés sur le modèle de réseau disponible, lequel n'a pas été ajusté sur base de mesures : dans la situation présente (2016), certains tronçons ont probablement déjà été renforcés soit grâce à des conducteurs de section plus forte, soit par transfert de charge vers d'autres départs.
- D'un point de vue physique, le niveau de charge à la pointe n'a pas pu atteindre les niveaux indiqués dans le modèle (198 %), en tout cas pas pendant des durées significatives, et c'est pourquoi l'étude a été effectuée sur les conditions prévalant avant l'apparition de surcharges (99% de charge maximale).
- f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

Dissémination:

Comme les autres actions « réduction de pertes techniques », cette action s'inscrit dans le cadre de la planification, mais son dimensionnement ne peut se faire rationnellement que dans le cas d'une connaissance approfondie de la prévision de charge locale. Une standardisation des sections de conducteurs est hautement souhaitable.

Les étapes typiques sont les suivantes :

- Représentation du réseau MT sur un logiciel de calcul de réseaux
- Calcul de répartition de la charge à la pointe
- Identification des tronçons les plus chargés à la pointe (par exemple à plus de 60%)
- Calcul de répartition avec section juste supérieure et analyse économique
- Calcul de répartition avec d'autres sections supérieures et analyse économique
- Identification de la section qui conduite à la meilleure rentabilité
- Vérification de la décision auprès du service planification, tenant compte de l'évolution de la charge

<u>Autres avantages éventuels :</u>

Le remplacement de conducteurs par une section accrue présente deux autres avantages majeurs, à savoir la réduction des chutes de tension et l'accroissement de la limite thermique de transfert.

Bibliographie:

- Reconductoring power lines- an example exercise in conductor selection, <u>Rural Electric Power Conference</u>, 2001: cet article se concentre sur l'exemple de conducteurs ACSS (Aluminium Conductor, Steel Supported) pour renforcer la puissance transmissible.
- 2. La planification des réseaux des réseaux électriques, Persoz, Merlin, Santucci, EDF-Eyrolles 1984







- 3. Distribution Line replacement : cours donné par TD POWERSKILLS (TDB202), montrant les modalités à observer lorsqu'il s'agit de remplacer un conducteur par un conducteur de plus grande section. Il indique comment et où placer les tendeurs, lignes pilotes, et armatures.
- 4. Recalculation of Distribution System Energy Losses at Hydro One, 2007. Ce document de Kinectrics Inc. écrit par Ray Piercy et Stephen L. Cress passe en revue les thèmes suivants (en anglais): 1 Using copper instead of aluminium, 2 Using larger conductors, 3 Using more transformer stations (shorter low voltage lines), 4 Using three phase lines instead of single phase, 5 Installing capacitor banks, 6 Balancing the load between conductors on the same line 7, Reducing peak loads by active or passive load control 8 Installing distributed generation
- 5. Improving distribution efficiency of electrical network using geo-electrical options: a case study in a rural area of Assam (India), Hazarika, S., Hiloidhari, M. & Baruah, D.C. Energy Efficiency, Springer Link, (2012)
- 6. Total Losses in Power Distribution and Transmission, BY <u>JIGUPARMAR</u> IN <u>ENERGY AND POWER</u>, <u>ENERGY EFFICENCY</u> WITH <u>3 COMMENTS</u>, Electrical Engineering Portal
- 7. A performance analysis of reconductoring an overhead line structure, <u>Konstantinos Kopsidas</u>, and Simon Rowland, University of Manchester, November 2009







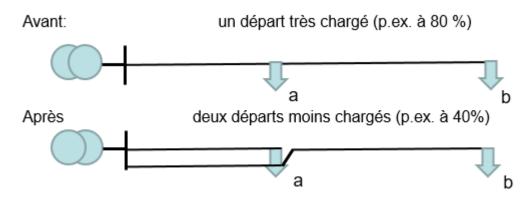
4.3 Restructuration du réseau

a. Objectif de l'approche et contexte

L'objectif de cette approche est de soulager¹⁵ les départs existants surchargés en modifiant la structure du réseau.

Un exemple type est la création d'un départ additionnel pour reprendre une partie des charges du départ fort chargé, comme représenté sur le schéma suivant.

Figure 4-5: Création d'un départ additionnel



b. Description de l'approche

Cette action consiste à reconfigurer les départs en reportant des charges de départs surchargés sur des départs existants proches peu chargés ou sur des nouveaux départs à créer.

Sur la base du catalogue de sections standard de la société de distribution, l'adjonction d'un départ additionnel sera simulée par calcul de répartition pour analyser la rentabilité de l'opération.

c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Le questionnaire du début du projet et les réunions auprès des sociétés concernées ont permis de récolter quelques réponses, assez générales, des sociétés quant à leurs pratiques au sujet de la présente approche (création de nouveaux départs).

Bénin: SBEE

Ce type d'action est pris en compte par SBEE, notamment selon les besoins identifiés lors d'études dédiées à la planification et au renforcement de la distribution¹⁶. Il est très probable que ce type d'action soit également pris en compte dans des études de planification futures.

Rapport d'étude de faisabilité sur le système de distribution (Développement du réseau de distribution et Centre National de Contrôle de Répartition de la Distribution, Fichtner-Cardno 2015).



Pour un exemple simple basé sur charges « a » et « b », si la et lb sont les courants dans les deux départs finaux, et qu'ils présentent la même structure pour le 1^{er} tronçon, et donc la même résistance, la transition d'un départ initial de cette structure et supportant le courant la+lb vers un départ de courant la et un autre de courant lb (mêmes structures également) permettra une réduction de pertes de 2.la.lb (puisque (la+lb)² = la² + lb² + 2.la.lb . Sur le 2nd tronçon, les pertes restent identiques.





Burkina Faso: SONABEL

La création de départs BT est planifiée lorsque des surcharges sont identifiées. La création de nouveaux départs MT est de même prévue lorsque des surcharges y deviennent probables.

Tout porte à croire que dans le futur également, ce type d'action sera pris en compte.

Côte d'Ivoire : CIE

La société de distribution indique qu'il y a deux opérations d'exploitation pour éviter que le câble chauffe :

- · modification des points d'ouverture
- Identification du câble qu'il faut « couper » (méthodologie mise au point avec ERDF/ENERDIS) en optimisant le réseau (en réduisant les pertes), tout en améliorant la qualité du produit "électricité" (continuité, tension). Dans le futur également ce type d'action sera d'application..

Gambie: NAWEC

La restructuration de réseau est faite normalement par la création de nouveaux départs.

Ghana: ECG

Actuellement, cette action est mise en œuvre chez ECG pour le niveau 11 kV, mais pas pour les autres niveaux de tension. Dans le futur, il serait pertinent de considérer son applicabilité aux autres niveaux de tension.

Guinée : EDG

Grâce au nouveau poste source de Hamdalaye, de nouveaux départs MT ont été créés pour décharger les départs de Matoto. Ces nouveaux départs ont permis la réduction de longueurs des départs originaux, passant en général de 15 km à 6 ou 7 km. Cette création de nouveaux départs et reconfiguration des anciens départs a été étudiées par le département de la planification 17. De telles décisions se font sur base des réunions périodiques entre Mouvements 'Energie et le service Exploitation de la Distribution.

Guinée-Bissau : EADG

Les actions de reconfiguration de départs se font plus régulièrement que les autres types d'actions. Il n'y a par contre, pas de câbles de secours dans le réseau existant, pas de possibilité de configuration permettant la reprise de service lorsqu'un tronçon est en défaut.

Mali: EDM SA

Actuellement, cette action est utilisée (en l'occurrence par création de nouveaux départs à partir de postes sources : Kodialani, Lafia, Darsalam, Balingué, Sirakoro, postes DC Eau).

Il n'y a pas d'information disponible quant aux actions envisagées dans le futur pour la planification des renforcements de réseau.

Niger: NIGELEC

Actuellement, NIGELEC indique recourir à cette action, notamment si un départ est trop long ou trop chargé. Dans le futur également ce type d'action sera de mise, et c'est le service "réseau" qui identifie le besoin.

Une telle étude représente environ 10 pages, et inclut un calcul de la chute de tension sur base du fichier "SIM" (Simulation.xls) acheté à EDF il y a longtemps. Par contre, le logiciel CYME dont dispose EDGF ne semble pas encore utilisé à cette fin, peut-être parce que EDG va prochainement utiliser PowerFactory, notamment dans le cadre de leur contrat de gestion passé avec Veolia et sa succursale Seureca.







Nigeria: AEDC

Ce type d'action est mis en œuvre afin de réduire la charge des départs là où cela devient nécessaire. Des départs voisins sont identifiés comme candidats pour décharger celui trop chargé et le fractionnement de celui fort chargé est mis en œuvre de façon à ce qu'une partie de sa charge soit reprise par le meilleur départ candidat à la reprise de charge.

Sénégal: SENELEC

Actuellement, cette action est utilisée de façon à ne pas utiliser des câbles de plus 240mm². Dans le futur également, ce type d'action sera pris en compte, notamment grâce au fait que le service « normalisation » a été remis sur pied¹⁸.

Conclusion:

Il semble que cette action soit couramment utilisée, mais pour éviter la surcharge prochaine de départs plutôt que pour la réduction des pertes. Or, lorsqu'un départ s'approche de la surcharge, c'est que le niveau de charge est déjà très élevé et les pertes d'autant plus hautes qu'elles sont liées au carré de la charge. Pendant les années où le niveau de charge est élevé, il y a souvent un ensemble de projets de réduction de pertes qui sont rentables, mais ne sont pas exécutés tant qu'aucune analyse n'est faite en ce sens. Le domaine de la reconfiguration de réseau pour réduction de pertes reste donc fortement inexploité.

d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

Application au cas de SONABEL 2015 pour Ouagadougou. le départ suivant, analysé est issu du poste Ouaga 2, et est fortement surchargé.

Le schéma suivant indique le résultat issu de la « variante 2015 » du fichier Neplan, et montre un départ for chargé, avec des niveaux de 91,7% sur le tronçon Ouaga2-PR93 et 75,6% sur le tronçon Ouaga2-ND769.

Les calculs proposés dans l'analyse économique sont toutefois effectués pour la situation « avant surcharge » afin de montrer l'intérêt qu'aurait eu une restructuration de réseau avant que ce départ ne soit surchargé, et dans le but de réduire les pertes.

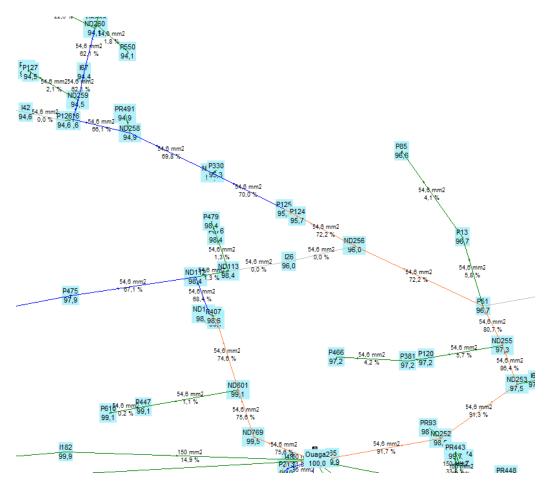
voir M. Pape Ibrahima Thiam (Pithiam@senelec.sn) qui collaborera avec le service planification.







Figure 4-6: Départ MT fort chargé à Ouagadougou



Le dernier tronçon fort chargé en suivant le départ en direction de son extrémité « charge » indique le nœud ND 260, présenté en haut du schéma unifilaire : la charge de ce tronçon est de 62%. Au-delà de ce point, le niveau de charge est de 22 à 37 % selon les tronçons Le fractionnement du départ au point ND260 devrait permettre de soulager les tronçons entre Ouaga2 et ND260 et éviter ainsi leur surcharge.

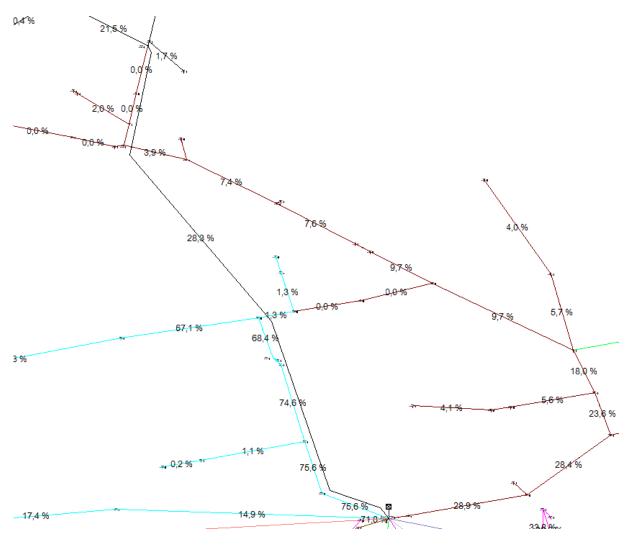
La proposition est ici d'introduire un départ depuis le poste Ouaga 2 jusqu'au nœud ND260 en suivant autant que possible des lignes existantes, comme indiqué sur le schéma suivant. Le nouveau départ ainsi créé reprend la charge située au-delà du nœud ND260.







Figure 4-7 : Création nouveau départ pour soulager des tronçons surchargés



Les tronçons du sud-est de cette zone étaient le siège de niveaux de charges hauts (91%), lesquels ont été ramenés ici à environ 28% à 29%.

Le niveau de pertes descend très légèrement dans le cas présent de 2,131 MW à 1,958 MW.







e. Analyse économique pour la société de distribution

Dans le cas présent, l'investissement est évalué dans le tableau de l'annexe 4, section 3.1 comme atteignant 57 100 Euros pour 3,35 km de ligne. Considérant l'environnement urbain et le coût probablement élevé des achats de droits de passage et compensations, un facteur de 150% est affecté au coût d'investissement, ce qui conduit à un montant de 86 kEur.

Les résultats sont alors les suivants et distinguent comme précédemment le cas basé uniquement sur les économies de combustible (colonne de gauche) et celui où les économies de puissance installée sont également prises en compte (colonne de droite).

Tableau 4-8: Analyse économique cas d'exemple action « Restructuration du réseau »

	Economies de combustible seulement	Idem plus économie de Puissance installée
VAN (milliers d'Euros)	1.413	1.620
TRI (%)	178%	203%
Temps de Retour Simple (années)	0,6	0,5

Ces résultats sont dans le cas présent peu encourageants, ce qui laisse penser que la réduction de pertes peut ne pas suffire pour justifier une restructuration, comme c'est le cas, sur le réseau considéré et dans les conditions de charge présentes ¹⁹.

f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

<u>Dissémination</u>:

La dissémination d'une telle approche doit prendre en compte prioritairement les éléments suivants :

- La validation du modèle sur la base de mesures, afin que les pertes estimées avant et après l'action simulée soient réalistes
- L'évolution prévisible de la demande au minimum dans les quartiers concernés
- La planification du réseau local selon les concepts en cours localement tels que lotissements éventuels, départs additionnels déjà planifiés dans le cadre d'autres contextes (électrification de zones adjacentes, éventuellement suburbaines ou industrielles...)
- La standardisation éventuellement décidée par la sociétés de distribution pour utiliser préférentiellement des structures types (épi, fuseau à un poste, fuseau à deux postes, pétale, etc.)
- La comparaison des pertes avant et après l'application de l'approche à la zone considérée.

Autres avantages éventuels :

Comme pour le changement de conducteurs, cette approche procure une marge de transit accrue et une réduction des chutes de tension.

Dans certains cas, la fiabilité (continuité) de service est également accrue, si par exemple la distance moyenne entre un consommateur et le poste source est réduite ou si l'approche procure une redondance accrue (par exemple sous la forme d'un départ qui prend un rôle de câble de secours).



ici avant surcharge





Bibliographie:

- Power Systems and restructuring , Nouredine Hadjsaïd, Jean-Claude Sabonnadière, ISTE-Wiley, 2009
- La planification des réseaux des réseaux électriques, Persoz, Merlin, Santucci, Lemoine EDF-Eyrolles 1984

4.4 Système de Distribution à Haute Tension

Préambule : Ce système consiste à installer des postes de distribution MT/BT de très petite taille le plus près possible des abonnés BT.

Ce système est connu dans la littérature sous l'acronyme MVDS/HVDS qui signifie Medium Voltage Distribution System/High Voltage Distribution System. L'existence de ces deux acronymes s'explique par le fait que pour désigner le niveau de tension de distribution supérieur à la BT, certaines sociétés utilisent l'acronyme MV (Medium Voltage), alors que d'autres utilisent l'acronyme HV (High Voltage).

a. Objectif de l'approche et contexte

L'objectif est ici de transporter une puissance donnée à tension supérieure tant que cela est économique puisque le transit engendre moins de pertes à tension supérieure qu'à basse tension.

b. Description de l'approche

Ce concept, déjà en application dans certaines sociétés de distribution, notamment en Inde²⁰, consiste à étendre plus loin le réseau MT en direction des extrémités du réseau BT, d'augmenter le nombre de transformateurs MT/BT et d'en réduire la taille, tandis que les longueurs des départs BT sont réduites également.

Ce type de planification est surtout pertinent lors de la création de lotissements car alors toute la zone concernée peut être planifiée selon ce concept, ce qui permet de planifier dès le départ²¹ un réseau à faibles pertes. La comparaison de la situation actuelle qui perdure et d'une situation à pertes réduites permet d'en faire l'analyse économique afin d'en évaluer la rentabilité.

c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Le tableau suivant reprend les réponses collectées lors des réunions avec les sociétés de distribution.

Bénin: SBEE

Actuellement ce type d'action est pris en compte par SBEE, mais pas au sens d'une systématisation vers de petits transformateurs comme proposé dans l'approche MVDS/HVDS.

Dans le futur, l'approche MVDS/HVDS ne semble pas être envisagée.

Planifier « dès le départ » le réseau sur une zone non encore électrifiée s'apparente à l'approche dite « Greenfield approach »



Cette approche est appelée Medium Voltage Distribution System (MVDS) ou High Voltage Distribution System (HVDS)





Burkina Faso: SONABEL

Actuellement, la création de nouveaux postes MT/BT est faite de temps à autres. Le nouveau transformateur est alors issu du "pooling" (il s'agit d'une gestion de stock des transformateurs en état de fonctionnement, les standards internes 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA, 2x 630 kVA en cabine et en aérien 50 kV, 100 kVA, 160 kVA et quelque fois 2 transfos: sur poteaux métalliques IPN HEA)

Dans le futur, l'approche MVDS/HVDS ne semble pas être envisagée.

Côte d'Ivoire: CIE

Actuellement, l'introduction de nouveaux postes sources est pilotée par CI-ENERGIES, tandis que la CIE indique à la CI-ENERGIES l'évolution des variables d'exploitation²², la CIE donne un avis consultatif²³. Ex : Anumabo, Bassam : les coordinations permettent d'accélérer le projet.

En BT, de nouveaux postes de distribution sont introduits lorsqu'un transformateur est proche de la surcharge ou lorsque la chute de tension est excessive. La CIE est occupée à mesurer les pertes BT sur un échantillon de 50 postes et a fini d'analyser les 10 premiers. En fonction de la charge, on met un autre transfo plus gros ou plus petit (il arrive qu'un gros client parte) ce qui entraine des mouvements de transformateur. Dans certains cas il y a deux transformateurs dans une cabine : les cabines ont été dimensionnées en conséquence.

Pour le futur, l'approche MVDS/HVDS ne semble pas être envisagée : le Plan Directeur ne propose pas les petits transfos (comme 25 kVA) caractéristiques de l'HVDS, mais propose un rayon d'action ainsi que la notion de postes préfabriqués.

Gambie: NAWEC

Concernant de nouveaux postes sources, NAWEC vient d'installer un nouveau poste, basé sur un transformateur de 10 MVA, alimentant trois nouveaux départs.

Concernant de nouveaux postes de distribution, NAWEC cherche à en augmenter le nombre et réduire la puissance nominale selon le concept MVDS. En conséquence la puissance nominale des transformateurs de postes publics est dorénavant limitée à 250 kVA, tout en permettant des niveaux supérieurs dans des cas particuliers. Le concept MVDS a été introduit lors d'une formation en Inde chez Rural Electrification Corporation à Hyderabad.

Ghana: ECG

Actuellement, l'approche HVDS est intégrée dans le planning des activités dans le plan d'investissement. Elle consiste, pour une dispersion donnée de charges, à optimiser à la fois les puissances des transformateurs de distribution, leur nombre et en conséquence les longueurs moyennes de lignes MT et de lignes BT. Elle est appliquée principalement pour de nouveaux lotissements.

Guinée : EDG

L'introduction de nouveaux postes source est bien mise en œuvre (par exemple l'introduction du poste de Hamdalaye pour décharger les postes de Matoto et Kaloum). Sont également prévus pour le futur proche : le poste Kisoso entre Maneah et Matoto (110/20 kV), le poste Sonfonia Casse (110/20 kV), le poste Sanoyah (110/20 kV). Par contre, il n'y a pas de projet allant dans le sens de nombreux petits transformateurs de distribution proche de la charge (MVDS).

²³ Il y a aussi les rapports "Compte Rendu Techniques", lesquels indiquent les pointes de charge sur les postes d'injection et les "Bulletins Techniques" qui eux montrent les contraintes, et les investissements souhaités par CEI: ces documents sont réalisés une fois par an sur base de l'exercice précédent.



² p.ex. dans quelle mesure les charges augmentent, dans quelle mesure les projets de construction arrivent, ce que CI-Energies ne sait pas nécessairement





Guinée-Bissau: EADG

Un nouveau poste source "Bor" est prévu dans le cadre de la future centrale de 15 MW, pour 2020. Concernant les postes de distribution, il n'est pas prévu de recourir au concept « MVDS » de petits transformateurs proche de la charge.

Mali: EDM SA

Actuellement, l'introduction de nouveaux postes est bien une approche utilisée, en l'occurrence la création de postes 30/15 kV ex. Kodialani, Kati, CD Eau. Par contre le concept MVDS/HVDS n'est pas de mise.

Pour le futur, le concept MVDS/HVDS n'est pas envisagé.

Niger: NIGELEC

Actuellement (depuis décembre 2015), il y a une bonne partie (60%) des postes qui sont sur poteau (529 sur 878) et le reste en cabine (349 sur 878). Il y a eu introduction de postes cabines aux points de jonction entre les départs. Il existe des projets de 2 postes de répartition additionnels : Poste HT/MT près de Pharmacie Soni et Poste. Centre (20/20 kV). Etude faite par le consultant STUDI (disponible).

Pour le futur, le concept MVDS/HVDS n'est pas envisagé.

Nigeria : AEDC

Des postes de distribution additionnels sont bien introduits mais pas sous la forme d'un concept tel que le HVDS/MVDS qui prévoit de nombreux petits transformateurs. Il n'y a pas non plus de projet de nouveau poste source.

Sénégal : SENELEC

Actuellement l'approche est de mise pour l'introduction de postes source (par exemple, le poste de MBAO date de 2006).

Pour le futur, il semble que l'approche MVDS/HVDS ne soit pas envisagée.

d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

Application au cas du réseau BT alimenté par le poste 234 de Niamey (NIGELEC 2015) : il s'agit d'un poste doté d'un transformateur de 250 kVA.

Deux cas sont à comparer :

- 1. L'alimentation des clients par un réseau BT classique (voir l'analyse faite dans le diagnostic : les clients sont regroupés par groupes de 4 autour de 285 poteaux)
- 2. L'alimentation des clients par un réseau MT

La comparaison se fera ici dans l'idée d'un lotissement non encore électrifié pour lequel il faut planifier le réseau de distribution depuis le point P234 du réseau 20 kV.

Le réseau de Niamey est caractérisé par les chiffres suivants :

nombre de poste : 692
longueur totale BT : 1820 km
longueur totale MT : 481 km







- puissance totale de transformation MT/BT : 226 868 kVA
- nombre de consommateurs BT en 2014 pour la ville de Niamey : 137 000
- en conséquence le nombre moyen de consommateurs par poste est : 198

Par ailleurs, on prendra une hypothèse de nombre moyen de départs par poste MT/BT : 5 départs, que l'on supposera valable pour le poste P234 pris ici (à défaut d'avoir un nombre précis à disposition).

Il en découle les chiffres suivants :

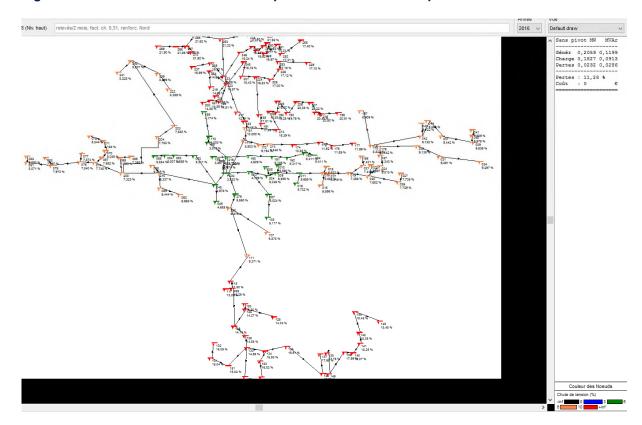
- Longueur totale du réseau BT par poste : 2,63 km
- Longueur totale du départ BT moyen : 0,53 km
- Nombre total de départs BT à Niamey : 3460
- Nombre de consommateurs BT par départ : 40

Enfin, avec une hypothèse de distance moyenne entre poteaux de 25 m, on trouve en conséquence :

- Nombre de poteaux par départ : 21
- Nombre de poteaux pour le poste P234 : 5 x 21 = 105
- Nombre de consommateurs BT par poteau : 1,88
- Charge max moyenne par départ 36 kW
- Charge max moyenne par poste 179 kW
- Energie moyenne annuelle 145 MWh

Ce cas représente un niveau de pertes à la pointe de 11,28 %,

Figure 4-8 : Alimentation des clients par un réseau BT classique









Le cas avec le réseau en 11 kV donne des pertes à la pointe de 1,009 % (hors transfos 11kV/BT) comme l'indique le résultat suivant issu du logiciel NAP. Chaque cas étant particulier, les dispositions techniques locales doivent être analysées, les transformateurs seront en général placés sur poteaux, desquels partent de courts départs BT vers les consommateurs. Enfin, si une variante n'apparait pas comme rentable (par exemple celle basé sur de très nombreux petits transformateurs comme 25 kVA, il est pertinent d'analyser des variantes intermédiaires basées sur un nombre intermédiaire de transformateurs de puissance intermédiaire (ou du moins limitée). En effet, c'est ainsi que EDG limite à Conakry la longueur des départs BT à 300 m et limite la puissance nominale de ses transformateurs à 250 kVA. En résultat, c'est EDG à Conakry qui obtient les pertes techniques les moindres, comparé aux autres capitales de la région. Toutefois, il faut faire attention à l'interprétation de ce résultat : l'obtention de pertes moindre ne prouve pas « per se » que l'investissement ait été rentable.

Figure 4-9 : Alimentation des clients par un réseau MT

En considérant des pertes de 1% dans les transformateurs 11 kV/BT à prévoir, les pertes à la pointe seraient alors de 2,009% au lieu de 11,28%, soit une réduction d'un facteur 5.

Cette solution est appliquée dans certaines zones à Accra (Ghana) où les pertes BT représentent 7,3% à la pointe et 4,8% en énergie. Ces pertes seraient alors réduites d'un facteur 5, c'est-à-dire à 1,4% à la pointe et 0,9 % en énergie.

e. Analyse économique pour la société de distribution

L'analyse économique est faite ici pour un réseau MT 11 kV, comme c'est le cas à Accra (Ghana). Le coût d'investissement serait pour cela :







Partie câbles

- Longueur de câbles 11 kV : 2,63 km par poste
- Câbles 11 kV monophasé cuivre EXeCVB / EXeCWB 8,7/15 kV de 25 mm²: 6 euro/mètre (selon câbleries d'EUPEN, Belgique, fourniture en Belgique). En considérant que le triphasé est composé de trois câbles monophasés, le prix atteint 18000 euros/km sortie usine. Le prix mise à disposition locale, installé, sera supposé être 20 % plus élevé, , soit 21000 euros/km.
- Conducteurs BT : en 50 mm² 12 141 Euros/km (selon ECG)
- Différentiel de prix :9460 Euros/km,

Partie transformateurs:

• 105 transformateurs

Le coût des petits transformateurs de distribution peut être évalué comme suit sur base de la référence « 20T_Reduction of losses in Distribution Systems using HVDS with Real Time Application²⁴ ». Leur exemple montre 8 transformateurs dont 3 de 25 kVA et 5 de 16 kVA, représentant un total de 524000 INR, soit 7081 Euros pour 8 transformateurs ou 885 euros par transformateur, en moyenne.

L'association ERDA (Electrical Research and Development Association) a effectué une analyse économique pour un projet type et a observé un temps de retour de 2,4 ans, relatif à un investissement de 9,6 millions de INR, soit 129 729 Euros:

En appliquant la réduction de pertes citée plus haut pour Niamey au cas 11 kV de Accra (car il n'y a pas de 11 kV à Niamey), l'analyse économique donne un temps de retour entre 15 et 21 ans, comme l'atteste le tableau suivant, selon que les économies de puissance installée sont prises en compte ou non.

Tableau 4-9 : Analyse économique cas d'exemple action « Système de Distribution à Haute Tension »

	Economies de combustible seulement	Idem plus économie de Puissance installée
VAN (milliers d'Euros)	-57,83	30
TRI (%)	0%	2%
Temps de Retour Simple (années)	20,8	15,9

Il faut noter toutefois que l'exemple ci-dessus n'est nullement optimisé et que l'approche HVDS permet bien, dans certains contextes, des temps de retour de moins de trois ans, comme le montre l'exemple ERDA en annexe.

Dans le cas présent, si le gain du projet est seulement calculé sur base des économies de combustible, le temps de retour simple n'est pas un indicateur pertinent car le projet, n'est pas rentable (VAN négative sur base des hypothèses prises et des données collectées,).



International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering (An ISO 3297: 2007 Certified Organization) p. 6 dans Vol. 3, Issue 9, September 2014





f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

<u>Dissémination</u>:

L'introduction de nouveaux postes de distribution (MVDS/HVDS), dans l'exemple ci-dessus, n'apparaît pas comme rentable, mais cela n'exclut pas qu'il y ait des zones où elle peut être rentable, notamment des zones d'habitat dispersé (zones périurbaines par exemple), où le coût de transporter la puissance en basse tension devient prohibitif par rapport à la solution MVDS (HVDS),

Une analyse attentive des zones où cette action est pertinente est donc recommandée.







Autres avantages éventuels :

Avantages techniques

En principe un réseau où la structure est essentiellement en MT présentera des chutes de tension nettement moindres, comparé à un réseau de structure similaire mais où le ratio des longueurs MT versus BT serait plus classique. Cet avantage peut être intéressant car en distribution c'est le plus souvent la chute de tension devenue inadmissible qui est le facteur imposant la décision d'un renforcement.

Vu du côté consommateur, les chutes de tension excessives apparaissent sur beaucoup de réseaux dont la société de distribution n'a pas pu effectuer les renforcements à temps : ces chutes de tension provoquent, dans certains contextes, des surintensités. Elles apparaissent à grande échelle²⁵ sur les moteurs à induction (le couple étant imposé par la charge mécanique, et donc la puissance également).

En corollaire, le concept MVDS-HVDS évite, dans une large mesure, le recours à des condensateurs, et plus généralement le recours précoce à des stabilisateurs de réseau (PSS : Power System Stabilizers).

2. Avantages non techniques

Pertes Non Techniques:

Un gros avantage du concept MVDS-HVDS est que les raccordements frauduleux sont minimisés puisqu'il devient dangereux (voir mortel) pour un consommateur de se raccorder lui-même illégalement. Ce concept est ainsi similaire à celui des « réseaux blindés » proposés par certaines sociétés de distribution au Brésil (sous le vocable « redes blindadas »). La réduction de pertes non techniques ne peut être chiffrée dans l'exemple présent, mais cette réduction peut rendre rentable un projet HVDS qui ne le serait pas sans prendre en compte cette dernière.

Mesurabilité des déclenchements de départs :

Les déclenchements en BT ne sont en général connus de la société de distribution qu'àprès qu'une plainte ait été reçue. A contrario, un déclenchement en MT est connu par la société de distribution via le système de télécommunication qui relie les protections au dispatching local. Il en résulte un rétablissement du service plus rapide.

3. Réserve

Il convient cependant de ne pas perdre de vue que cette approche doit être considérée au cas par cas. En effet, elle nécessite l'installation d'un grand nombre de petits transformateurs dont la puissance est généralement de l'ordre de 16 kVA ou 25 kVA.

Pour alimenter ces transformateurs, il est en outre nécessaire de déployer un réseau MT plus dense dont il ne faut pas négliger l'investissement correspondant. En outre, les petits transformateurs sont en règle générale du type monophasé, ce qui ne satisfait généralement pas les abonnés de la catégorie artisanale qui préfèrent une alimentation triphasé. La transformation du monophasé vers triphasé est possible via un des équipements tels que les Rotophase²⁶ ou le Multiphase²⁷, dont il faut alors prendre en compte les coûts d'investissement et des pertes.



hvds-in-distribution-sector (ERDA): voir bibliographie du chapitre

http://rotophase.info/eng_page.html et http://rotophase.info/post-page/

http://www.multi-phases.ca/application.html





Bibliographie:

- Reduction of Losses in Distribution System using HVDS with Real Time Application, International Journal of Advanced Research in Electrical Electronics and Instrumentation Engineering, Vol. 3, Issue 9, Sept. 2014
- Advancement in Distribution System through HVDS Concept AERA (International Journal of Computer Applications, National Conference on Advancements in Alternate Energy Resources for Rural Applications) by Vinay Chawla, Gursewak Singh Brar, 2015
- 3. High Voltage Distribution System An Alternate Improvement of Voltage Drop Profile- International Journal of Engineering Technology, Management and Applied Sciences www.ijetmas.com, Volume 3 Issue 1, Ritula Thakur & Puneet Chawla, January 2015
- HVDS for better Voltage Profile, K.SPANDANA, NIKHITA.L, VARSHA REDDY.A Department of Electrical Engineering, Osmania University, Hyderabad, India - Proceedings of International Academic Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering, Chennai, India, 8th Sept. 2013,
- HVDS_Analysis_for_Technical_Loss_Reduction_in_PowerDistribution, https://www.researchgate.net/publication/285678267 Daniel Okojie and Abdul Aniyu Adisa Jimoh and Adedayo A. Yusuff, (Department of Electrical Engineering Pretoria West, South Africa), and Taofik A. Basanya (Dlkeja Electricity Distribution Company, PHCN), Jan 2014
- 6. Minimization of Power Losses in Distribution System Through HVDS Concepts: Chennai and Dr.MGR University Second International Conference on Sustainable Energy and Intelligent System Department of Electrical and Electronics Engineering Dr. M. G. R. University, Chennai, India, S.A. Sampath Kumar, V. Vasudaven, J. Anton, Madhu Sudhana Raju, L. Ramesh, (SEISCON 2011)
- 7. Modified Distribution Network Using HVDS, Int. Journal of Engineering Research and Applications, www.ijera.com, Mayank Kumar Arjariya1*, Dr. Amita Mahor2, Oct. 2013
- 8. Restructuring Distribution Feeder Trough HVDS SYSTEMS, M.MadhuSudhana Raju# L.Ramesh, S.P.Chowdhury, S.Chowdhury (LATEST TRENDS on SYSTEMS (Volume I)) 2010
- hvds-in-distribution-sector, S.B. Modi, Shefali Talati, H.K. Mishra, U.C. Trivedi, A.K. Singh, S.K. Talera, Electrical Research and Development Association, ERDA road, GIDC – Oswal cables Ltd, May 2007
- 10. Eupen KabelWerk Manuel Technique (câbles BT et câbles MT), 07-2012
- Restructuring of a low voltage distribution system into a high voltage distribution system for an improved voltage and power loss profile, <u>Green Energy for Sustainable Development</u> (ICUE), K. Spandana, A. Varsha Reddy, <u>International Conference and Utility Exhibition</u>, 2014







4.5 Transformateurs à haut rendement

a. Objectif de l'approche et contexte

Plusieurs fabricants de transformateurs MT/BT proposent pour une même puissance nominale de transformation des modèles à perte réduite, voire très réduites, et cela, soit pour les pertes fer, soit pour les pertes cuivre, soit les deux.

Les transformateurs à haut rendement sont souvent classés en deux catégories : transformateurs à faibles pertes et transformateurs à très faibles pertes, ces derniers étant aussi appelés « haute performance »Par ailleurs, au sein des gammes de transformateurs à haut rendement, la catégorie des transformateurs amorphes se distingue par des pertes à vide fortement amoindries, comme l'atteste le tableau de l'annexe 4, section 5.1 et les transformateurs « haute performance » se basent en général sur les métaux amorphes.

L'approche ici présente consiste à identifier si une gamme de transformateurs à haut rendement permet une sélection plus rentable de transformateurs à installer. Il y a lieu de distinguer :

- Le contexte de la planification (où le transformateur ne vient pas en remplacement d'un transformateur existant)
- Le contexte de la réhabilitation (où le transformateur vient en remplacement d'un transformateur existant, qui aurait pu être laissé en place)

b. Description de l'approche

Le tableau de l'annexe 4, section 5.1 indique les pertes dans les transformateurs de distribution standardisés²⁸.

L'investissement considéré ici consiste à :

- Soit choisir des transformateurs "à faibles pertes " plutôt que des transformateurs « standard ».
- Soit choisir des transformateurs "à haute performance " plutôt que des transformateurs « standard »

Ce choix se situe donc au niveau de la planification : il ne s'agit pas de réhabilitation ou de remplacement de transformateurs existants avant la fin de leur durée de vie.

Lorsque la rentabilité identifiée par l'analyse économique est bonne (temps de retour inférieur à 6 ans, taux de rendement interne supérieur à 18%), une opération de remplacement de transformateurs avant leur fin de vie (réhabilitation plutôt que planification) peut être rentable également : tout dépend de la durée de service des transformateurs considérés.

Les aspects techniques (connectique, mise en œuvre et protections) sont supposés être semblables pour les trois gammes de transformateurs (transformateurs standard, transformateurs à faibles pertes, transformateurs à haute performance), de même que les aspects réglementaires (environnement, sécurité, tests de réception).

Application Note Transformers in Power Distribution Networks, p.40, Stefan Fassbinder March 2012, Leonardo Energy/ European Copper Institute











L'approche consiste ainsi en les étapes suivantes :

- Collecte des données (niveaux de pertes à vide, niveau de pertes à pleine charge, prix) pour les trois gammes de transformateurs
- Prise en compte de la valeur du combustible évité par kWh évité et analyse économique correspondante
- Prise en compte de gains additionnels liés à la puissance installée évitée en production en transport (en sus du combustible évité), et analyse économique correspondante
- Application de ces deux dernières analyses au choix de transformateurs à faible pertes en lieu et place de transformateurs standards pour un lot de transformateurs
- Application de ces deux dernières analyses au choix de transformateurs à haute performance en lieu et place de transformateurs standards pour un lot de transformateurs
- Rédaction d'une note (rapport) sur le sujet et diffusion au sein de(s) société(s) de distribution concernée(s)

Sur base des analyses économiques ainsi obtenues, la gamme de transformateur optimale est à identifier par la société de distribution.

A titre d'information générale, un appel d'offre récent cite une étude²⁹ effectuée par le LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory, aux USA) lequel évalue le potentiel d'économie d'énergie dans les transformateurs à 20 %. Ce potentiel pourrait être atteint en augmentant le rendement (indiqué par l'acronyme MEPS : Minimum Energy Performance Standards).

Par ailleurs, une comparaison a été faite par UNEP (Southeast Asia network of climate change focal points), dans le cadre du « Training programme on Energy Efficient technologies for climate change mitigation in Southeast Asia)³⁰.

Elle donne des résultats en termes de rendement moyen des transformateurs installés selon leur puissance nominale en kVA. Ces données indiquent les performances des transformateurs en vente selon les normes d'efficacité énergétique en place (Etats-Unis, Canada, Japon). Pour l'Europe, les courbes indiquent deux données, à savoir d'une part le rendement moyen des transformateurs en vente (market) et d'autre part le rendement moyen des transformateurs installés (fleet).



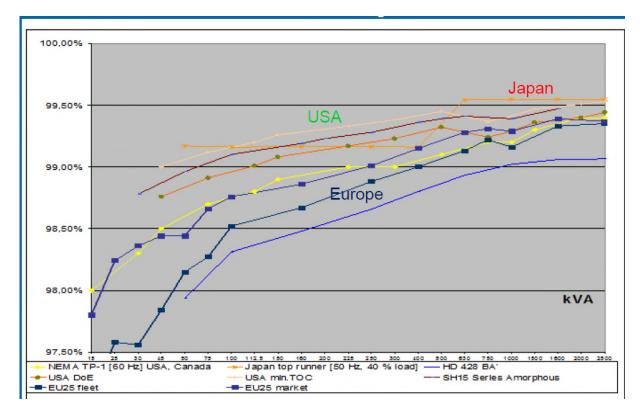
²⁹ APEC EWG 15/2012A: APEC Distribution Transformers Survey

suraponss@gmail.com





Figure 4-10 : Accessibilité de transformateurs avec meilleur rendement



Ce graphique permet de conclure que le Japon et les USA ont, parmi leurs transformateurs en vente, des transformateurs de meilleur rendement que ceux en vente en Europe. Concernant l'Afrique, il ne semble pas y avoir, à ce jour, de données disponibles sous cette forme agrégée.

c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Les paragraphes suivants résument les discussions menées lors des réunions faites avec les sociétés de distribution.

Bénin: SBEE

Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'analyse de l'intérêt des transformateurs à haut rendement.

Burkina Faso : SONABEL

Dans le cadre de l'étude « PRIELER³¹ » cependant, le Consultant Intec a proposé l'installation de transformateurs à pertes réduite.

Côte d'Ivoire : CIE

Pour les transformateurs de distribution, il y a deux évolutions en cours auprès de la CEI: premièrement la prise en compte de conducteurs en alu, deuxièmement la spécification du niveau des pertes sur base de valeurs standards selon les normes de la CEI.

^{31 (}Projet de Renforcement des Infrastructures Electriques et d'Electrification Rurale- Restructuration et d'Extension des Réseaux de Ouagadougou, 2011-2014)







Gambie: NAWEC

NAWEC est au courant de l'existence des transformateurs à faibles pertes, mais s'en tient aux transformateurs « standard » pour leur coût d'investissement moindre. Un client va installer bientôt un transformateur à faible pertes et ce sera l'occasion pour NAWEC de revoir cette question.

Ghana: ECG

Quelques transformateurs amorphes sont déjà installés dans le système de distribution. Dans les nouvelles zones à électrifier, le concept est de considérer surtout des petits transformateurs (25 kVA, 50 kVA, 100 kVA), donc se rapprocher du concept MVDS-HVDS (voir section B4).

Guinée : EDG

Les transfos à Haut Rendement n'ont pas été envisagés. Le budget est alloué à plus de transfos pour électrifier plus de localités selon les concepts d'état des lieux et de plans d'action. Cependant il y a quelques fois des actions dans le sens d'une réduction de la puissance unitaire des transformateurs de distribution : à Kaloum il y avait des transfos de 1600 kVA : ils ont été remplacés par des transfos de 630 kVA et de 250 kVA.

Guinée-Bissau : EADG

La position d'EADG est de considérer que la comparaison n'a pas très utile car les transformateurs standards ont déjà des pertes faibles.

Mali: EDM-SA

La compagnie électrique EDM-SA est au courant de l'existence de ces transfos, mais il n'y a pas d'analyse sur le sujet. Par contre il y a une formule sur la spécification des pertes dans le DAO du programme PASE (Plan d'Appui au Secteur Electrique: ligne de crédit de la Banque Mondiale).

Niger: NIGELEC

Pour le moment, les transfos de distribution sont commandés sur base de documents standards. Pour les postes source, le financement se fait en général par le bailleur de fonds, et l'étude de faisabilité est faite par un consultant.

Nigeria: AEDC

Les transformateurs à haut rendement sont considérés comme trop coûteux dans le contexte actuel d'AEDC. Ils ne sont pas envisagés pour le moment.

Sénégal: SENELEC

Actuellement, certains ingénieurs SENELEC parlent des transformateurs à haut rendement mais aucune décision n'a été prise à cette date.

Conclusion

De manière générale, l'intérêt pour les transformateurs à haut rendement semble ne pas être connu auprès des sociétés de distribution. Sauf au Ghana, au Burkina et potentiellement en Côte d'Ivoire, cet intérêt semble ne pas avoir été analysé par les sociétés de distribution, et ce malgré la rentabilité de la décision d'opter pour ces transformateurs.

- d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)
- d.1 application à un cas concret

A titre d'exemple, l'investissement est ici considéré pour un lot (p.ex. un lotissement) de 100 transformateurs. L'analyse économique donne cependant un résultat (temps de retour) indépendant du







nombre de transformateurs, puisque le coût de transport et d'installation est supposé identique pour un transformateur « faible pertes » ou « haute performance ».

Un tableau des pertes à vide, pertes en charge et prix catalogue est proposé en annexe 4, section 5.2 avec un tableau des valeurs relatives qui en découlent (i.e. relativement à la puissance du transformateur).

Tableau 4-10 : Détails des données pour l'analyse économique

Details investissements et pertes	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
nb transfos envisagés	100	100	100	100
coût investissement par transfo standard (Eur)	5065	6.291	7.222	9.154
coût investissement par transfo faibles pertes (Eur)	6465	7655	9135	12435
coût investissement par transfo haute perf. (Eur)	7839	9.194	11.049	15.000
coût inv. tot. transfo standard (kEur)	506,5	629,1	722,2	915,4
coût inv. tot. transfo faibles pertes (kEur)	646,5	765,5	913,5	1243,5
coût inv. tot. transfo haute perf. (kEur)	783,9	919,4	1104,9	1500
facteur de charge des pertes BT	0,43	0,43	0,43	0,43
Std: Pertes à vide totales sur l'année (GWh)	0,57	0,81	1,14	1,23
Faibles Pertes: Pertes à vide tot. sur l'année (GWh)	0,37	0,53	0,75	0,96
Haute perf.: Pertes à vide tot. sur l'année (GWh)	0,26	0,38	0,53	0,67

Ces données sont alors celles utilisées dans l'analyse économique, ci-dessous.

d.2 Contraintes

Pour cette approche, il n'y a pas de contrainte spécifique qui soit de nature différente par rapport aux contraintes classiques liées à l'installation de transformateurs classiques. En cas de remplacement d'un transformateur existant par un transformateur à faible pertes ou haute performance, il y a lieu de vérifier que l'encombrement reste compatible avec les contraintes d'installation.

La contrainte principale reste alors celle d'identifier les fournisseurs adéquats, d'introduire les nouvelles spécifications dans les appels d'offres et de vérifier dans les documents des tests en usine que les niveaux de pertes soient bien compatibles avec la spécification.

e. Analyse économique pour la société de distribution

Pour le fournisseur de transformateurs considéré³², et le facteur de charge des pertes de la société de distribution considérée ici (SONABEL, facteur de charge des pertes estimé à 0,43), l'analyse suivante montre un temps de retour de moins de six ans, ce qui montre la bonne rentabilité de ce type de décision. L'expérience du Consultant indique que les prix et caractéristiques provenant d'autres fournisseurs conduisent à des résultats similaires, sans toutefois être généralisables à tous les fournisseurs.









Transformateurs à faibles pertes :

Les résultats présentés en annexe 4, section 5.3 pour les transformateurs 250 kVA (et dans le tableau Excel pour l'ensemble de la gamme 250, 400, 630 et 1000 kVA) indiquent que la décision d'opter pour les transformateurs à faible pertes plutôt que les transformateurs « standard » est rentable :

Tableau 4-11 : Transformateurs à faible pertes - analyse économique avec et sans prise en compte de l'économie de puissance installée

Avec seulement les coûts de combustibles évités:	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
VAN (milliers d'Euros)	380	600	877	554
TRI (%)	38%	54%	74%	50%
Temps de Retour Simple (années)	2,9	2,0	1,5	2,1
Avec combustibles et puissance installée évités:	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
VAN (milliers d'Euros)	407	638	930	589
TRI (%)	40%	57%	78%	53%
Temps de Retour Simple (années)	2,7	1,9	1,4	2,0

Transformateurs à haute performance :

De même, les résultats annexe 4, section 5.3 pour les transformateurs 250 kVA (et dans le tableau Excel pour l'ensemble de la gamme 250, 400, 630 et 1000 kVA) indiquent que la décision d'opter pour les transformateurs à haute performance plutôt que les transformateurs « standard » est rentable et présente un Valeur Actuelle Nette plus élevée encore que celle obtenue pour le choix « Faible Pertes »:

Tableau 4-12 : Transformateurs à haute performance - analyse économique avec et sans prise en compte de l'économie de puissance installée

Avec seulement les coûts de combustibles évités :	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
VAN (milliers d'Euros)	532	879	1.341	1.179
TRI (%)	30%	42%	59%	53%
Temps de Retour Simple (années)	3,6	2,5	1,8	2,0
Avec combustibles et puissance installée évités :	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
VAN (milliers d'Euros)	574	938	1.425	1.255
TRI (%)	31%	45%	62%	56%
Temps de Retour Simple (années)	3,5	2,4	1,7	1,9

En conclusion, la décision la plus rentable sur base du critère de Valeur Actuelle Nette (VAN) est d'opter pour les transformateurs à Haute Performance, car la VAN augmente jusqu'au double de celle des transformateurs à Faible Pertes, sans pour autant dégrader significativement les Taux de Rendement Interne et Temps de Retour (lesquels sont du même ordre pour les deux options comparées ici).







f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

Dissémination :

La dissémination de ce type d'action devrait comporter les étapes suivantes :

- Identification ou vérification des pays dans lesquels cette action est rentable, par l'application des prix de référence dans les pays concernés au tableau d'analyse économique, ce dernier étant paramétré par le coût des pertes (composantes en MW et en GWh) pour chaque pays concerné. Cette vérification peut être faite en utilisant la feuille de calcul développée dans le cadre de la présente étude et fournie aux sociétés de distribution à la fin du projet.
- Décision d'introduction des nouvelles valeurs de pertes maximales dans les documents d'appel d'offre
- Installation desdits transformateurs à haute performance
- Élimination progressive des transformateurs standards vers les filières de recyclage adéquates

Autres avantages éventuels :

Néant : l'intérêt des transformateurs à haut rendement réside exclusivement dans leurs pertes moindres.

Bibliographie:

- Training programme on Energy Efficient technologies for climate change mitigation in Southeast Asia: Development of Standards and Specifications for Energy Efficient Transformers and Motors (<u>suraponss@gmail.com</u>)
- 2. Application Note: Transformers in Power Distribution Networks by Stefan Fassbinder (March 2012) European Copper Institute- Leonardo Energy
- 3. Transformatoren mit amorphem kern , Chancen für die deutsche Energiewende (McKinsey)
- 4. The potential for global ernegy savings from high efficiency distribution transformers, Feb. 2015-Leonardo Energy
- 5. Réduction des pertes à vide des transformateurs de distribution par utilisation de rubans amorphes : thèse de doctorat présentée par Malick Mouhamad (EDSP, EDF ENS Cachan) Fev. 2012
- 6. Energy Efficient transformers ("Supporting Action on Climate Change through a Network of National Climate Change Focal Points in South-east Asia" SEAN-CC Dec. 2011
- 7. Green distribution transformer program partnership for a sustainable environment, ABB distribution transformers, 2015 www.abb.com/transformers







4.6 Rééquilibrage des phases en basse tension

a. Objectif de l'approche et contexte

La plupart des clients présentent une charge monophasée raccordée en basse tension³³. Comme les clients ne présentent pas tous la même charge au même moment et qu'ils ne sont pas nécessairement raccordés en alternance sur les trois phases, un déséquilibre des phases apparaît toujours sur les départs basse tension, sauf dans le cas où les charges sont toutes triphasées équilibrées.

L'objectif est ici d'identifier une approche permettant de réduire le déséquilibre des courants entre phase car cela permet alors trois résultats bénéfiques :

- Augmentation de la marge (réserve de capacité de transit)
- Diminution de la chute de tension des conducteurs supportant la plus forte chute de tension
- Réduction des pertes technique
- b. Description de l'approche (énoncé et détail)

L'approche consiste en les actions étapes :

- 1. Prise en compte des plaintes éventuelles provenant des clients
- 2. Mesures des courants et/ou tension sur les trois phases
- 3. Identification de clients monophasés gros consommateurs
- 4. Installation d'interrupteurs permettant de reconnecter des consommateurs monophasés sur une phase ou l'autre en fonction du niveau de charge de chacune des phases
- 5. Lorsque l'installation d'interrupteurs ou sectionneurs proposés au point précédent n'est pas réaliste ou trop coûteuse, la reconnexion de certains consommateurs sur une autre phase est envisagée
- 6. Archivage des connexions en termes de conducteur de phase pour le raccordement de chaque client.
- c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Les paragraphes suivants reprennent les points importants des discussions menées dans les sociétés de distribution au sujet du rééquilibrage des phases.

Bénin: SBEE

Ce type d'action est prévu dans le plan de réduction des pertes.

Burkina Faso: SONABEL

L'équilibrage des phases est effectué lorsqu'il y a une plainte et lors des campagnes de mesure des surcharge des postes. L'équipe mesure alors la tension au point de branchement du plaignant et effectue le raccordement du plaignant sur une autre phase. Dans l'état actuel des informations archivées, il n'y a pas de trace de quel consommateur est branché sur quelle phase.

Côte d'Ivoire: CIE

Après les campagnes de mesure, il y a quelques transformateurs de distribution (quelques pour cent) qui conduisent à envoyer une équipe analyser et améliorer l'équilibrage des phases.

³³ Ils sont raccordés en général entre le conducteur de phase et le neutre en 230 V, tandis que la tension entre conducteurs de phase est de 400 V.







Gambie: NAWEC

NAWEC effectue une fois par an une campagne de mesures des transformateurs pendant la pointe de charge (entre 18h et 21 h) et évalue l'équilibre des phases. Si le déséquilibre est de plus de 20 % et qu'il y a un besoin de rééquilibrer les phases en termes de niveau de charge, alors les agents procèdent le lendemain au changement de phase de certains clients, et vérifient le soir même l'impact sur l'équilibre lors de la pointe de charge.

Ghana: ECG

Chaque mois, il y a des mesures du courant de neutre : elles sont faites avec un système de supervision (dispatching de distribution), et le déséquilibre est envoyé au centre de données.

Du côté basse tension, le neutre est raccordé au point central des enroulements disposés en étoile et les mesures sont instantanées, faites à la pointe, et au moyen de pinces ampère-métriques sur un échantillon de transformateurs. A la fin de l'année les équipes chargées de l'analyse du déséquilibre ont analysé à quatre reprises l'ensemble des transformateurs.

Guinée : EDG

L'analyse du déséquilibre est faite pendant les périodes chaudes, une fois par an, car alors les phases risquent d'être surchargées. La mesure est faite au transformateur MT/BT et l'équilibrage en BT est fait sans l'aide d'un logiciel. La mesure est effectuée seulement aux heures de pointe (18h à 22 h, et cela met 3 h pour les 8 transformateurs à analyser par jour, soit 20 min par transformateur). Le lendemain, le jour, on effectue les éventuels rééquilibrages de phase.

Guinée-Bissau : EADG

Pour le moment il n'y a pas d'attention portée au déséquilibre des phases. Dans le futur, cela sera fait, probablement une fois par an.

Mali : EDM SA

Cette approche est utilisée, en l'occurrence par l'activité d'exploitation. Sur base des campagnes de mesures (une fois par an) : si le déséquilibre est important, alors on procède au rééquilibrage, et s'il y a plainte du client alors EDM SA utilise une formule qui dit de corriger le déséquilibre lorsqu' un des courants est > 1.5 * la moyenne.

Niger: NIGELEC

Le rééquilibrage se fait dans la mesure du possible. Le processus est assez compliqué car les raccordements n'ont pas été faits de manière symétrique sur les 3 phases. Des mesures de charge sont faites une fois par an à chaque transfo au niveau BT. En fonction des valeurs, un rééquilibrage est effectué mais le problème est que certains câbles figurent sans numérotation des phases.

Nigeria: AEDC

Des campagnes de mesures sont effectuées aux fins de rééquilibre les charges sur les trois phases en BT. Ces campagnes sont lancées à chaque trimestre et durent deux semaines chacune. Lorsqu'un déséquilibre important est observé, l'équipe de distribution procède à un changement de raccordement pour certains clients monophasés.

Sénégal: SENELEC

Assez rares, mais à l'issue de la campagne de mesure, des rééquilibrages sont quelques fois opérés.

Conclusion:

De manière générale, la problématique est bien connue des sociétés de distribution et la plupart des sociétés procèdent à une analyse du problème et à la mise en œuvre de solutions.







d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

En zone urbaine les réseaux BT sont très étendus comparativement aux réseaux MT. Or, le présent projet a été conçu pour se concentrer sur les réseaux MT. En conséquence, comme l'action « réduction du déséquilibre des phases » concerne la BT et non la MT, elle ne sera pas simulée quantitativement ici.

e. Analyse économique pour la société de distribution

Une analyse économique de la rentabilité d'exécuter des rééquilibrages par reconnexion de consommateurs sur d'autres charges est possible sur Excel si toutes les données sont connues (données indiquant quel consommateur est raccordé sur quelle phase).

Souvent cependant, des mesures de tensions et de courants sur le réseau et auprès des consommateurs sont les seules données disponibles : la phase sur laquelle est raccordée chaque consommateur n'est souvent pas connue. Il est alors conseillable d'utiliser un logiciel permettant de retrouver les raccordements les plus probables sur base des mesures effectuées³⁴.

Faute de données disponibles, il n'y a pas d'exemple traité ici.

Il faut noter que pour cette approche les coûts d'investissements sont très faibles car il s'agit pour l'essentiel de prestations du personnel, et souvent dans le cadre de tournées (leur présence sur place étant de toutes façon requise pour d'autres tâches, comme la relève par exemple).

f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

<u>Dissémination</u>:

Cette approche est intensive en main d'œuvre mais permet souvent de reporter de quelques années des opérations de renforcement de réseau.

Une recommandation est d'organiser un atelier où chaque société de distribution vient présenter aux autres les points suivants :

- L'organisation des campagnes de mesure (combien de personnes affectées au total, et par équipe de combien, la durée de campagnes de mesure, les variables mesurées et celles éventuellement enregistrées)
- La sélection des cas où un rééquilibrage est décidé
- Les coûts moyens d'un rééquilibrage et le mode opératoire
- La combinaison possible de certaines de ces tâches avec d'autres tâches exécutées à la même occasion

Autres avantages éventuels :

Comme déjà indiqué dans le premier paragraphe (objectif et contexte), cette approche conduit à deux avantages autres que la réduction de pertes :

- L'augmentation de la marge (réserve de capacité de transit)
- La diminution de la chute de tension des conducteurs supportant la plus forte chute de tension



Tel le logiciel REBAN.





Bibliographie:

- IET: the Institute of Engineering and Technology, forum: http://www.theiet.org/forums/forum/messageview.cfm?catid=205&threadid=60748
- ECM : Electrical Construction and Maintenance http://ecmweb.com/power-quality/saving-energy-through-load-balancing-and-scheduling
- EDA (an EE World Online Resource): http://www.edaboard.com/thread234763.html
- Mike Holt's Forum: http://forums.mikeholt.com/showthread.php?t=69002







4.7 Optimisation des points de séparation (points Normalement Ouverts : « NO »)

a. Objectif de l'approche et contexte

Les réseaux de distribution MT sont exploités en radial, en partie pour en faciliter l'exploitation, en partie pour éviter le recours à un grand nombre de disjoncteurs. Afin de proccurer des possibilités d'alimentation (configuration) de secours, les départs se rejoignent en des points dits « NO » (Normally Open – Normalement Ouverts) et le choix de ces points est laissé au libre choix du planificateur ou de l'exploitant.

En comparant l'impact de ces points sur les pertes, une configuration à pertes moindre peut souvent être identifiée. Comme il n'y pas d'investissement significatif pour cette approche, la rentabilité de ce type d'opération est pratiquement toujours assurée.

L'objectif général est d'identifier la configuration qui minimise les pertes. Cependant, sans même traiter l'ensemble du réseau, des réductions de pertes significatives peuvent être obtenues en cherchant à réduire la charge des tronçons les plus chargés.

b. Description de l'approche (énoncé et détail)

Cette approche nécessite de nombreux calculs de répartition, chacun effectué sur une configuration candidate.

Les étapes typiques de cette approche dépendent du type d'outil disponible, et sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 4-13 : Etapes typiques pour optimisation des points de séparation en fonction de l'outil disponible.

Etape	Avec logiciel de calcul de répartition simple	Avec logiciel de calcul de répartition doté d'un optimiseur de localisation des points NO	
1	Acquisition du logiciel et introduction des données	Acquisition du logiciel et introduction des données	
2	Recherche des tronçons les plus chargés et recherche de chemins alternatifs d'alimentation d'une partie de leur charge	Lancement du module optimiseur	
3	Vérification de la compatibilité avec le critère de reprises de service par câble de se- cours		

Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

Sur base des informations collectées, il n'y a pas d'évidence que les sociétés de distribution aient optimisé la position des organes de coupure « Normalement Ouvert » dans le but réduire les pertes. La société qui potentiellement aurait recours à cette optimisation serait CEI dans le sens où le logiciel³⁵



Il s'agit du logiciel PRAO (EDF)





qu'elle utilise est basé sur la comparaison d'un « état initial » avec un « état optimisée », D'autres logiciels disposent d'une fonctionnalité similaire mais le recours à cette fonctionnalité n'est pas présenté dans le logiciel comme étant une évidence. En conséquence, il s'avère que la plupart des sociétés n'utilisent pas cette fonctionnalité d'optimisation des points « NO » lorsqu'elle est présente.

Une société qui procède indirectement à cette optimisation est NAWEC (Gambie) dans le sens où ils cherchent à équilibrer les niveaux de charge entre les départs en modifiant de temps à autres les points « NO ». Cette analyse se fait cependant manuellement, faute de logiciel disponible.

d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

L'approche est appliquée ici au réseau MT de Ouagadougou, sur la zone nord du poste « Ouaga 2 ».

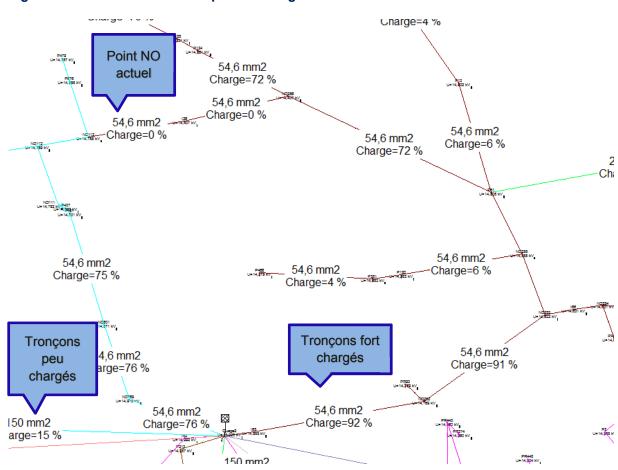


Figure 4-11: Zone au nord du poste « Ouaga 2 »

Les pertes sont de 2,131 MW pour l'ensemble du réseau 15 kV.

L'idée de base pour obtenir une réduction de pertes est de décharger les tronçons les plus chargés (ici ce sont les tronçons présentés en bas à droite du schéma, présentant des charges de 92% et 91%, suivis par des tronçons où la charge est de 72%, dans le haut du schéma).

Afin d'alimenter les tronçons du nord par un autre chemin que celui du sud-est, fort chargé, une option est de les alimenter à partir des tronçons « ouest », chargés à 75%, pour autant qu'ils soient sou-







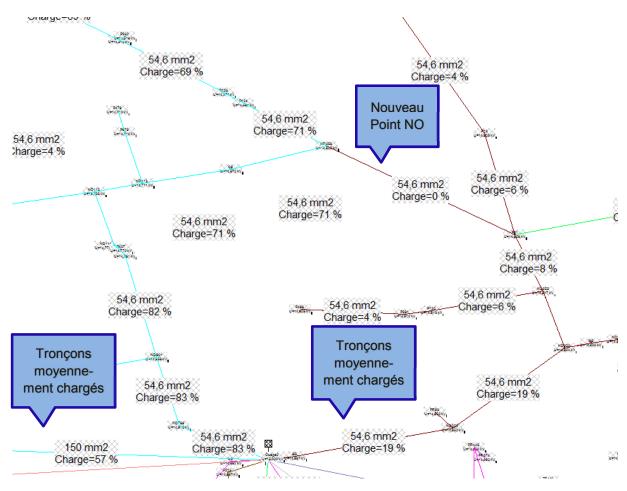
lagés d'une partie de leur charge. Cette dernière condition est obtenue en commutant une partie de sa charge sur le départ sud-ouest dont la charge passe alors de 15% à 57%.

Au final, la réduction des fortes charges (91% et 92%) est obtenue comme suit :

- En fermant les interrupteurs du tronçon L891 joignant les nœuds I26 et ND256,
- En ouvrant les interrupteurs du tronçon L890 joignant les points ND256et P51,

Sur ces bases, le schéma suivant est obtenu.

Figure 4-12 : Après déplacement du point NO, au nord-est du poste « Ouaga2 »



Après calcul de répartition, les pertes ont pu être réduites à 2,033 MW, soit une réduction de pertes de 98 kW.

e. Analyse économique pour la société de distribution

Comme cette action ne nécessite pratiquement pas d'investissement, une analyse économique n'est pas pertinente : l'investissement consiste essentiellement en décisions et procédures de travail au sein de la société de distribution, comme les suivantes.

 Introduction d'un logiciel de calcul e réseau, de préférence doté d'un module d'optimisation de la sélection des points NO







- Mise à jour régulière des données de charge et de configuration du réseau
- Envoi d'instructions aux ingénieurs en charge de l'évolution du réseau pour qu'ils effectuent des calculs comparatifs sur plusieurs configurations possibles, en tenant compte des travaux en cours et du chronogramme des travaux futurs, du critère de sécurité à atteindre (secours possible par d'autres câbles).
- Comparaison des résultats et décision pour la configuration qui remplit le mieux les différents critères dont celui de la réduction de pertes.
- f. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

Dissémination:

La diffusion de ce type d'action peut se faire par la mise en commun d'expériences réussies, notamment par l'organisation de séminaires, par le contact entre ingénieurs en charge de tâches similaires dans l'exploitation du réseau de distribution.

La parution d'articles dans une certaine presse, par exemple relayée par l'EEEOA, ou sur le site web de la société de distribution qui a mené une telle approche, est aussi un vecteur de dissémination de ce type de réduction des pertes.

Autres avantages éventuels :

Selon les situations rencontrées, deux autres avantages peuvent être obtenus :

- une meilleure reprise de service peut être obtenue.
- Une charge moindre de certains départs, rendant possible le raccordement de consommateurs additionnels, éventuellement sous forme d'extension du réseau.

Bibliographie:

Parmi les logiciels permettant l'optimisation des points « Normalement Ouverts », certains sont déjà relativement répandus, notamment les suivants :

- PowerFactory (www.digsilent.de)
- NEPLAN (www.neplan.ch)
- CYME (www.cyme.com)
- NAP (www.ied-sa.fr)³⁶

Les articles sur le sujet sont par contre rares, mais certains rapports universitaires peuvent être trouvés et apporter des approches novatrices³⁷.

https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01219327/document : Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique (Egor Gladkikh).



Ce logiciel ne propose pas de module d'optimisation des points « NO » mais propose une méthode qui consiste à comparer les coûts marginaux du kWh aux différents nœuds et de transférer la charge de proche en proche, de façon à obtenir de part et d'autre d'un tronçon « NO » des coûts marginaux pratiquement identiques. Cette méthode, bien que manuelle, permet en effet la réduction des pertes puisque dans un réseau seules les pertes contribuent à l'accroissement des coûts marginaux





4.8 Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) et Energies Renouvelables Décentralisées (EnR-D)

Préambule

Cette section est présentée ici comme un des moyens de réduction des pertes techniques, dans le sens où les pertes joules sont prépondérantes : comme elles sont proportionnelles au carré du courant, donc du carré de la charge, toute réduction de charge aura donc un effet quadratique sur la réduction des pertes en ligne.

Pour la MDE, cette approche comporte comme avantages intrinsèques ceux pour lesquels elle est généralement mise sur pied : réduction des émissions de gaz à effet de serre, réduction de la dépendance aux combustibles fossiles, réduction des besoins d'infrastructure en production, transport et distribution, sans parler des réductions de la facture pour le consommateur.

ENR-D : les mêmes avantages sont intrinsèques aux énergies renouvelables distribuées, avec toutefois des différences significatives quant aux aspects économiques et financiers, notamment pour le consommateur-propriétaire d'installation EnR-D dont l'objectif est la diminution de la facture d'électricité et par conséquent de sa consommation électrique.

a. Objectif de l'approche et contexte

L'objectif de cette approche dans le présent contexte de réduction des pertes en distribution est double :

- Réduction de la demande d'électricité
- Réduction des pertes techniques (pertes joule sur les lignes et transformateurs)

Comme les autres actions présentées dans cette section, cette action requiert un investissement et génère des réductions de pertes techniques, et peut être l'objet d'une analyse économique. Le succès de l'action dépend cependant du type d'action envisagé : sauf pour l'imposition de normes d'efficacité énergétique, les actions MDE sont sujettes au bon vouloir du consommateur, et donc à sa prise de conscience. L'effort est dès lors à faire aussi par le consommateur final qui serait encouragé par une politique et des mesures prises par le gouvernement et/ ou la compagnie électrique pour encourager la diminution de sa consommation.

b. Description de l'approche (énoncé et détail)

Les actions de Maitrise de la Demande d'Electricité se classent en général en 6 catégories :

- Normes d'efficacité énergétiques
- 2. Labels d'efficacité énergétique
- 3. Rabais pour des équipements à haute efficacité énergétique
- 4. Achats groupés³⁸
- 5. Accords volontaires avec les fabricants d'appareils électriques
- 6. Actions de sensibilisation (y compris communication via la facture d'électricité)

Ces six types d'actions sont décrits dans les grandes lignes ci-après.

Quelques fois repris par la terminologie anglo-saxonne sous le vocable « collaborative procurement »







1. Normes d'efficacité énergétiques

L'établissement de normes permet à un Etat d'imposer son application, d'une manière plus ou moins graduelle, et à une grande part des secteurs de consommation d'électricité (résidentiel et agriculture, industrie, commerces et autres services privés, services publics, etc.).

Les coûts de cette approche sont modérés car ils consistent pour l'essentiel en études de faisabilité, dialogue avec les industriels pour qu'ils convertissent leurs gammes de produits à ces nouvelles normes. Ces normes concernent pour l'instant surtout les moteurs.

Par exemple, aux USA, plusieurs études ont été menées par le LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory) et plusieurs initiatives sont lancées par l'ACEEE (American Council for an Energy Efficient Economy). Vingt-cinq états sur les cinquante ont mis en œuvre une législation imposant des objectifs d'économies d'énergie avec sanctions à la clé en cas de non atteinte des objectifs³⁹.

Dans le secteur du bâtiment, les normes concernent l'isolation thermique via le Code du Bâtiment du pays concerné.

La Chine, l'Inde, les Philippines ont aussi des normes d'efficacité énergétique et internet représente une mine d'information sur ces sujets.

Par exemple, les Philippines ont mis en place le PNS 396 (Philippines National Standards) qui caractérise les exigences énergétiques pour le type de dispositif d'air conditionné. En Inde, un bureau d'efficacité énergétique a été créé le BEE en 2002 entant qu'organe statutaire pour faciliter la mise en place de l'Acte de Conservation de l'énergie : EC Act. L'acte en question définit des standards pour des standards et labels d'équipement ; des codes pour des bâtiments commerciaux ; et les normes de consommation pour les industries.40

2. Labels d'efficacité énergétique

La plupart des labels d'efficacité énergétique sont imposés par une institution mandatée (Ministère de l'Energie, Ministère de la Construction de l'Urbanisme...), éventuellement dans le cadre d'une concertation avec d'autres pays⁴¹, L'exemple le plus cité est probablement l'étiquette d'efficacité énergétique lancée par la Commission Européenne pour les équipements électro-ménagers (réfrigérateurs, congélateurs, machines à laver...). En Inde, citons le label BEE star par exemple, ou en Chine le China Energy Label tous deux issu de l'initiative de l'état.



http://aceee.org/policy-brief/state-energy-efficiency-resource-standard-activity

Pour plus d'informations veuillez consulter le site https://www.beestarlabel.com/

p.ex. la Commission Européenne, DG TREN





Figure 4-13: China Energy Label







Dans le cas de la construction, les labels concernent essentiellement les bâtiments passifs, mais aussi l'architecture bio-climatique, laquelle réduit très fortement les besoins en climatisation, et donc les besoins d'électricité correspondants.

En Chine, qui est le plus grand producteur et consommateur de produits énergivores, un label d'efficacité énergétique obligatoire a été mis en place. Ce label attaché au produit vendu indique le taux d'efficacité énergétique, la consommation d'énergie et d'autres informations utiles afin que le consommateur puisse faire un choix judicieux lors de son achat⁴².

Certains labels sont par contre d'initiative spontanée, tel le label « Energy Star » qui s'est diffusé dans le domaine de l'informatique de constructeur en constructeur par le jeu d'une concurrence à la performance.

3. Rabais pour des équipements à haute efficacité énergétique

Un grand nombre d'actions de MDE ont consisté en un fonds destiné à promouvoir par un rabais la vente d'équipements à haute efficacité énergétique.

Par exemple en 2010, au Kenya, un programme d'échange d'ampoules a mis sur pied : appelé "Badilisha Bulb", il consistait à remplacer 1.25 millions de lampes incandescentes par des lampes fluorescentes compactes. Ces lampes ont été installées gratuitement pour des clients résidentiels et pour certains clients commerciaux, ce qui constitue un rabais de 100%.

Au Ghana, pour promouvoir l'utilisation d'installations à haut rendement énergétique, un programme de rabais a été mis sur pied au Ghana, sur les appareils réfrigérants. Ce programme aide le futur acheteur à faire un choix judicieux lors d'un achat en lui offrant jusqu'à 300 Cédi ghanéen (environ 66 €) pour l'acquisition d'un appareil réfrigérant à haut rendement énergétique.

4. Achats groupés pour des équipements à haute efficacité énergétique

Une autre manière de réduire la consommation d'électricité d'un groupe de consommateurs consiste à les rassembler pour qu'ils aient accès à une formule d'achats groupés d'appareils électriques. L'initiative vient le plus souvent d'un organisme parastatal en coordination avec un promoteur immobilier dans le cadre d'un lotissement de logements neufs.



http://www.energylabel.gov.cn/en/Introduction/ChinaEnergyLabel/index.html





L'objectif est de rassembler le plus de consommateurs d'une même ville ou quartier pour négocier auprès des fournisseurs d'équipements des réductions sur le prix des appareils. Les résultats de ces actions sont d'une part la réduction de la consommation d'énergie pour le groupe de consommateurs concernés, entraînant la réduction de la facture d'électricité, la réduction de l'investissement initial dans les appareillages électriques par consommateur. Selon le mix énergétique du parc de production, la réduction de la consommation a un impact positif sur l'environnement, plus ou moins prononcé en particulier en termes de diminution des émissions de CO2.

Ce type d'action est ainsi très similaire à l'action « Rabais pour des équipements à haute efficacité énergétique » puisqu'il s'agit de grandes quantités d'appareils achetés et de prix avantageux obtenus des fabricants grâce à ces grandes quantités. La différence se situe au niveau du rôle de l'organisme initiateur : pour les achats groupés, ce n'est en général pas la compagnie électrique qui lance le programme. Dès lors, les économies de capacité de production à installer ne sont pas prises en compte pour établir le prix des appareils procurés⁴³. En conséquence la réduction de coût que « voit » le consommateur n'est en général pas aussi forte que dans le cas de rabais organisés par une action MDE sous forme de rabais mise sur pied par la compagnie électrique.

5. Accords volontaires avec les fabricants d'appareils électriques

Des accords volontaires peuvent être négociés entre une autorité publique et des fédérations de fabricants d'appareils électriques. Par ces accords volontaires les fabricants s'engagent à retirer du marché des équipements dont le rendement est inférieur à un niveau déterminé, à atteindre un seuil de rendement pondéré en fonction de la production, ou les deux à fois, ont été conclus au sujet des chauffe-eau domestiques électriques, des lave-vaisselles, des lave-linges, des alimentations électriques externes, des téléviseurs/magnétoscopes, des décodeurs et des équipements audio en mode veille. C'est ainsi qu'un accord volontaire portant sur les lave-linges a été conclu en 1994 dans le cadre du programme SAVE de l'Union Européenne, et a permis d'éliminer progressivement les lave-linges les moins efficients du marché⁴⁴.

6. Actions de sensibilisation (y compris communication via la facture d'électricité)

Dans la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique il est primordial d'accompagner les actions par une bonne communication destinée au consommateur final et de créer des actions de sensibilisation.

Par exemple, en Afrique du Sud, un programme de sensibilisation é été mis en place dans l'enseignement. L'Eskom DSM Schools Programme est un programme de sensibilisation lancé dans les écoles en Septembre 2002 à Johannesbourg. Connu sous le nom de "Counting the Cost of Energy" program. Le programme donne la connaissance nécessaire à ses utilisateurs en matière d'énergie afin que chacun puisse gérer sa propre consommation d'électricité de manière judicieuse, en réduisant les coûts par ménage et minimisant l'impact environnemental. Le programme a été mis sur place dans d'abord 30 écoles pilotes puis 700 écoles dans la province de Gauteng.

Parallèlement, toujours en Afrique du Sud, une stratégie de marketing et de communication a été mise sur place dans le but d'économiser 153 MW. La stratégie consistait en divers programmes comme le « Mois d'Efficacité de l'Energie » et le « Power Play TV game », le jeu télévisé sur l'énergie lancé par Eskom..



Le terme « procuré » est d'ailleurs celui utilisé dans l'appellation anglo-saxonne de cette action : « collaborative procurement ».

⁴⁴ OCDE, 2001





c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution visitées

En Afrique de l'Ouest, les 15 États souverains⁴⁵ qui composent la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) sont unis dans un désir collectif de réussir l'intégration régionale dans tous les secteurs de l'activité économique ainsi que dans les sphères sociales et culturelles.

La région, qui comprend une grande diversité de contextes démographiques, socio-économiques et culturels, fait aussi face à de multiples défis pour remédier au manque d'accès à l'énergie durable. Le tableau ci-dessous résume certaines actions entreprises et les objectifs à long terme dans le cadre de l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'utilisation des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution.

Dans les paragraphes suivants sont présentés les programmes et projets des pays concernés, qu'ils soient lancés par la société d'électricité, ou par l'agence nationale de l'énergie, et qu'il s'agisse de Maîtrise de la Demande d'Electricité ou d'Energie Renouvelable Décentralisée. Par contre, les programmes d'électrification et les programmes d'Energie Renouvelables raccordés au réseau de transport ne sont pas l'objet de cette section puis qu'ils ne réduisent pas les pertes en distribution.

Bénin

Il y a eu la création en 2009 de l'Agence Béninoise d'électrification rurale et de la maitrise de l'énergie. ABERME.

Il faut noter le lancement par l'ABERME d'une campagne importante le 11 février 2016 pour des kits solaires PV⁴⁶. L'objectif de cette campagne est d'équiper en six mois toutes les familles avec des kits solaires. Toutes les familles aussi loin et aussi pauvres qu'elles soient, ont droit d'acheter ces kits quand elles le peuvent, ou, quand elles ne le peuvent pas, d'en recevoir dans un effort de solidarité nationale ». Ce qui, si la promesse est tenue fera du Bénin, un pays pionnier dans la matière.

L'objectif principal sera de répondre au premier besoin des consommateurs qui est d'avoir la lumière et une ou deux prises. Un tel résultat serait une grande avancée sachant qu'il y a environ 75% des Béninois qui n'ont pas d'électricité.⁴⁷.

Les objectifs à long terme (2025-2030) sont ceux de l'initiative SEE4All⁴⁸. Le Benin rentre dans cette initiative et a commencé ses efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique⁴⁹ et l'utilisation d'énergies renouvelables :

- Stratégie de diffusion des lampes basse consommation dans les établissements publics de l'espace UEMOA
- Etiquetage des appareils électroménagers dans les Etats membres de l'UEMOA
- Intégration des exigences d'efficacité énergétique dans les codes du bâtiment (UEMOA)
- Elimination des lampes à incandescence en 2020 (CEDEAO)

Notamment pour atteindre en 2025 un rendement moyen de minimum 25% pour les meules de charbon de bois



⁴⁵ (Bénin, Burkina Faso, Cap-Vert, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Libéria, Mali, Niger, Nigéria, Sénégal, Sierra Leone et Togo)

^{46 «} Le Bénin veut distribuer quatre millions de kits solaires en six mois » selon http://www.lemonde.fr/afrique/article/2016/02/27/le-benin-veut-distribuer-quatre-millions-de-kits-solaires-en-sixmois_4872961_3212.html

file:///C:/Users/alexa/Downloads/energies-africaines-n05%20(3).pdf

⁽l'initiative Énergie durable pour tous), lancée par le Secrétaire général des Nations Unies et proclamée par la Décennie 2014-2024 de l'énergie durable pour tous, a fixé trois objectifs: i) assurer un accès universel à des services énergétiques modernes; ii) doubler le taux d'amélioration de l'efficacité énergétique; iii) doubler la part des énergies renouvelables.





Il y a aussi plusieurs autres exemples de MDE appliquée au charbon de bois⁵⁰ et à la carbonisation améliorée⁵¹.

Burkina Faso

En général, la maîtrise de la consommation implique une meilleure efficacité énergétique, une meilleure conception des installations industrielles, , un choix judicieux des équipements à haute performance énergétique, et enfin un changement de comportement du consommateur en ce qui concerne l'utilisation rationnelle de l'énergie. La maîtrise de la consommation peut ainsi réduire de 10% la demande globale en énergie et contribuer à la baisse du pic de production électrique⁵².

Au Burkina Faso, afin de faire face au problème d'approvisionnement énergétique, le gouvernement a opté pour la promotion des sources de production renouvelables⁵³.

« Bien avant cette mesure des actions de maîtrise de l'énergie ont été entreprises dans les bâtiments publics à partir de 2006 dans le cadre du Projet de développement du secteur de l'électricité (PDSE), avec l'acquisition et l'installation de 964 unités de climatiseurs à haute efficacité énergétique, de 7 100 m² de films réfléchissants, de 5000 kVar de batteries de condensateurs et de 29 000 lampes basse consommation. En somme, environ 150 754 kWh d'économie d'énergie électrique ont été réalisés en 2010 et il est attendu une économie d'énergie de plus 1,6 millions de kWh en 2013 ».

Le pays connait actuellement plusieurs projets de maîtrise de l'énergie.

Côte d'Ivoire

La Côte d'Ivoire a instauré une loi sur la maitrise de la demande⁵⁴, à savoir La LOI N° 2014-132 DU 24 MARS 2014 PORTANT CODE DE L'ELECTRICITE-section sur la maitrise de la demande.

« Au niveau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, le pays dispose d'un vaste gisement sous exploité. Les deux chocs successifs pétroliers de 1979 et 1983 couplés aux crises financières internationales ont orienté le pays à initier quelques actions de maîtrises d'énergie. Mais le fort enracinement des énergies conventionnelles et le retour de l'équilibre budgétaire, ont relégué au second plan ces énergies sombres en carbone ».

A la suite de la crise apparue dans le sous-secteur de l'électricité en 1984, les autorités de la Côte d'Ivoire ont accordé une haute importance à l'efficacité énergétique. Dès lors, des actions d'efficacité d'énergie ont été entreprises afin de faire face à la crise. Cependant ces actions ont été minimes, focalisées uniquement sur le sous-secteur de l'électricité et ne tenaient pas compte des autres sous-secteurs de l'énergie. De plus l'absence d'une synergie réelle entre les actions et surtout l'absence d'une stratégie de pérennisation a eu pour résultante une variation positive de l'intensité énergétique.

Réglementation de la production de charbon de bois et de la carbonisation efficace

Développer le marché des Foyers Améliorés (FA)

Production massive des foyers efficaces pour le bois et le charbon pour une utilisation urbaine par la création d'unités de production mutualisant et formant les ressources humaines

Programme d'appui à la construction et la maintenance de FA en banco amélioré soutenu par un programme de Crédit carbone volontaire (PoA)

Généraliser la carbonisation améliorée • Formation des charbonniers pour atteindre un taux de carbonisation optimal avoisinant les 25%.

- http://www.ecreee.org/sites/default/files/events/presentation_se4all_action_agenda_benin.pdf
- Chronique du gouvernement : économiser l'énergie par la maîtrise de la consommation : http://lefaso.net/spip.php?article57580
- C'est ainsi que la loi n°051-2012/AN portant loi de finance pour l'exécution du budget de l'Etat, Gestion 2013, exonère les droits de douane et de TVA sur les équipements d'énergie solaire à compter de janvier 2013 en vue de booster leur exploitation
- Evaluation rapide et analyse des gaps de la Cote d'Ivoire », http://www.se4all.org/sites/default/files/l/2015/05/Cote dIvoire RAGA.pdf







Les actions d'efficacité énergétique portent pour l'essentiel sur la réduction des factures énergétiques des bâtiments de l'Etat. Le privé tarde à prendre le relai. Pour l'instant l'architecture institutionnelle n'est pas adaptée pour la captation de financements extérieurs.

Gambie: NAWEC

Une campagne a été lancée en 2009 par la Public Utility Regulatory Authority (PURA) sur l'éclairage efficace, et 3000 lampes à basse consommation ont été installées par les agents de NAWEC en retirant les lampes à incandescence existantes. Ce projet a été exécuté sur un financement cubain, et l'impact sur la courbe de charge a été flagrant. Une extension de ce projet est souhaitée par NAWEC mais cette extension n'a pas encore été présentée à des bailleurs de fonds potentiels. La société NAWEC serait intéressée de soumettre ce projet à la GiZ.

Ghana

La Commission de l'Energie⁵⁵, qui est un organe de régulation, crée en 1997 a mis en place quelques initiatives de maitrise de la demande de l'énergie qui concernent une meilleure efficacité énergétique, en implémentant des labels énergétiques sur certaines appareillages domestiques.

Par exemple, le pays a implémenté un programme de rabais le Ghana Refrigerating Appliance Rebate Program qui aide le consommateur à faire un choix d'achat judicieux d'appareillage énergétiquement efficace en lui offrant un rabais sur son achat d'équipement réfrigérant avec un label d'énergie efficiente.

Le pays a mis en place des standards d'efficacité obligatoire pour les appareillages domestiques tels que des réfrigérateurs, les équipements d'air conditionné ou les lampes fluorescentes compactes.

Le gouvernement Ghanéen a injecté l'équivalent de 6 millions de lampes compactes fluorescents en espérant réduire la consommation de pointe de 200 MW environ.

Guinée : EDG

La cellule « Efficacité Energétique » a été créée en 2014 dans le souci de réduire les pertes en vue de la mise en place, à terme, d'une Agence de Maîtrise de l'Energie, comme proposée par un consultant.

Il y a eu depuis lors :

- Une étude sur l'éclairage (qui représente 70 % de la consommation).
- Une étude sur les gros consommateurs (par Study International)

L'étude en cours par EDG sur l'éclairage efficace concerne tous les types de consommateurs, en particulier les résidentiel. Cette étude montre en particulier deux points :

- Les LED sont la solution car ont un meilleur cosphi, créent moins de problèmes environnementaux (recyclage) notamment parce que ces lampes ont une plus longue durée de vie.
- Beaucoup de consommateurs ont (encore) des lampes à incandescence, ce qui se comprend puisque la grande majorité des clients (95%) sont facturés au forfait.

Le Ministère de l'Energie prépare des textes réglementaires pour appliquer les textes ECREEE émis par la CDEAO (voir leur site ECREE). Suite à ces textes, EDG fait une proposition au Ministère, lequel avalise ou adapte la proposition.



http://www.energycom.gov.gh/energyguide/page.php?page=431§ion=58&typ=1





L'introduction de compteurs est certainement la première mesure de MDE à appliquer : certains clients ont dit « depuis que j'ai un compteur, ma facture a été divisée par 3 ». De plus EDG voit que la consommation diminue car les gens qui ont un compteur éteignent les appareils dès qu'ils n'ont plus besoin.

Il faut note qu'en termes de potentiel commerce Sud-Sud, au Ghana il y a une unité de fabrication locale de LBC /CFL.

Enfin, à titre d'exemple, à Labé, la tension était basse, ce qui a poussé l'équipe locale de EDG a sensibiliser la population pour qu'elle s'équipe en LBC. Cela a permis de créer de la marge aux transformateurs et donc a pratiquement fait disparaître les déclenchements aux heures de pointe (le délestage rotatif a été supprimé depuis lors).

Guinée-Bissau : EADG

Cette action est menée par le Ministère de l'Energie. Il y a par exemple un remplacement des lampes à incandescence par des tubes fluorescents dans tous les bâtiments publics⁵⁶.

Dans l'éclairage public, il y a le remplacement de lampes de 250 W par des lampes qui consomment moins.

La politique du Ministère de l'Energie va vers :

- un accord avec une firme chinoise pour la fourniture de lampes CFL (l'accord n'est pas encore finalisé)
- des actions pour informer le public : affiches, flyers et spots publicitaires, dont plusieurs ont été diffusés comme prévu.

Mali

Au Mali, une agence a été créé en 2003, à savoir l'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et l'Electrification Rurale (AMADER) qui est un Etablissement Public à caractère Administratif (EPA) doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière et qui est chargée de gérer le Projet PEDASB (Projet Energie Domestique et l'accès aux services de Base en milieu rural)⁵⁷.

La mission principale de l'AMADER est la maîtrise de la consommation d'énergie domestique et le développement de l'accès à l'électricité au milieu rural et périurbain.

Afin de développer ou même de maintenir des activités économiques avec moins de consommation d'énergie, il faut tenir compte des trois piliers : la sobriété énergétique ; l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables.

L'effort qui repose sur ces trois piliers doit se traduire d'abord par une politique volontariste, claire, stable et de long terme en faveur de la maîtrise de l'énergie, dont les principaux objectifs seraient les suivants :

- « Garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique du pays à travers la diversification des ressources et notamment le recours massif aux énergies renouvelables;
- Accroître la compétitivité des secteurs économiques en améliorant leurs performances énergétiques
- Alléger la contrainte budgétaire des ménages en réduisant leur facture d'énergie;



Ces lampes et tubes fluorescents sont installés par une société du Togo.

http://www.afdb.org





- Réduire les dépenses supportées par l'Etat au titre des subventions directes et/ou indirectes des produits énergétiques;
- Réduire et optimiser à terme les investissements publics dans la production énergétique, particulièrement ceux relatifs à la génération électrique ;
- Contribuer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques à travers la réduction des émissions des gaz à effet de serre ».

« Dans de telles conditions, le premier principe à adopter est celui de considérer la maîtrise de l'énergie comme une priorité absolue du Gouvernement et de la déclarer comme un domaine d'utilité publique. »⁵⁸

Au Mali l'effort de MDE s'est concentré sur des activités de rationalisation de l'utilisation de la biomasse et de promotion d'énergie renouvelable axées en grande partie sur l'énergie solaire décentralisée (éclairage et pompage PV ainsi que le chauffage de l'eau par l'énergie solaire thermique), tandis que des interventions récentes ont porté sur le biocarburant et des expériences pilotes sur le biogaz et l'éolien.

Des programmes récents sont achevés ou en cours de réalisation, et sont essentiellement les suivants :

- Le PEDASB, projet d'énergie domestique et d'accès aux services de base en milieu rural mis en œuvre par l'AMADER (2004-2008) et son extension (en cours) ;
- Le PRS, programme régional solaire (2003-2008);
- PEVES, projet d'éclairage des villages par énergie solaire (2003-2006) ;
- PENRAF, projet de promotion des énergies nouvelles et renouvelables pour l'avancement de la femme (2004-2008);
- PNVEP, programme national de valorisation énergétique de la plante fourragère (2004-2008) et son extension (en cours);
- Le programme de diffusion de LBC dans le cadre de partenariat public privé (en cours).

Plus précisément, ces programmes ont permis d'atteindre les résultats directs suivants:

- Près de 300 000 lampes basse consommation (LBC) installées ;
- Environ 1 800 rafraîchisseurs d'air par évaporation (RAE) diffusés.
- Récemment compteur prépayé ISSAGO

Mesures à impact immédiats :

Il s'agit essentiellement de la diffusion à grande échelle des lampes à basses consommation (LBC) dans le secteur des bâtiments et pour l'éclairage public. Ces mesures constituent une composante importante du projet d'appui au secteur de l'énergie (PASE) qui prévoit la diffusion de 1 million de LBC dans le secteur résidentiel et les bâtiments administratifs ainsi que 15.000 lampes à haute pression (SHP) pour l'éclairage public.

Mesures structurelles dont l'impact se fait sentir à moyen et long terme.

Cette catégorie comprend essentiellement les mesures suivantes:

http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/%C2%B2Mali%20-%20Strat%C3%A9gie%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20m%C3%AEtrise%20de%20l'%C3%A9nergie_02.pdf



http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/%C2%B2Mali%20-

^{%20}Strat%C3%A9gie%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20m%C3%AEtrise%20de%20l'%C3%A9nergie_02.pdf





- Amélioration des performances de l'enveloppe des bâtiments ;
- Transformation du marché des appareils électroménagers (climatiseurs, réfrigérateurs, etc.) vers un parc économe en énergie;
- Le développement des actions d'efficacité énergétique dans le secteur industriel.

Niger

L'objectif du programme See4All, mentionné plus haut, et dont le Niger fait partie est d'obtenir en 2020 :

- une réduction de la part de la biomasse traditionnelle de 87% à 67% du mix énergétique du Niger en 2018 (PRASE).
- une amélioration du rendement de la production d'électricité, des lignes de transmission et de distribution d'électricité en réduisant les pertes déjà maitrisées de 12% à moins de 10%.
- une adoption de normes et standards d'efficacité pour l'éclairage de façon à obtenir un taux de pénétration de 50% d'éclairage efficace sur le réseau d'ici à 2016 et 100% en 2020 (alors qu'il n'était que de 15% en 2010)

on peut citer Par ailleurs, les mesures qui sont considérées comme prioritaires pour le pays dans le cadre de l'efficacité énergétique sont :

- L'efficacité de la consommation dans les bâtiments
- La Mise en œuvre du code de bâtiment intégrant un volet efficacité énergétique pour les bâtiments neufs et les rénovations
- L'Adoption des Normes Minimales de Performance Energétique (NPME) et l'Etiquetage Energétique afin d'influencer le marché des appareils électrique
- Le suivi des audits énergétiques
- Le développement d'un cadre institutionnel et réglementaire
- Le renforcement des capacités de l'Administration par la mise en place d'une Agence de Planification et de Maîtrise de l'Energie
- Le renforcement des capacités des techniciens par la formation et la certification
- Le déploiement des campagnes de sensibilisation du public.

Nigeria: AEDC

Il n'y a pas d'action spécifique de Maîtrise de la Demande d'Electricité par AEDC,

<u>Sénégal</u>

Suite à plusieurs audits commandités par le Ministère chargé de l'Energie, le pays a mis en place un plan d'urgence national en 2010 dont l'axe principal est la maîtrise de la demande d'électricité (MDE)⁶¹. Parallèlement, L'Agence pour l'Economie et la Maîtrise de l'Energie (AEME) a été créée. C'est un établissement de droit public doté d'une autonomie financière et administrative dont les tâches sont :

- « Identifier, d'évaluer et d'exploiter le potentiel d'économie d'énergie dans les différents secteurs d'activité
- Proposer des stratégies de maîtrise de l'énergie
- Elaborer des programmes pluriannuels de maîtrise de l'énergie
- Conduire et d'évaluer la mise en œuvre des programmes d'économie d'énergie et d'efficacité



http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/%C2%B2Mali%20-

^{%20}Strat%C3%A9gie%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20m%C3%AEtrise%20de%20l'%C3%A9nergie_02.pdf

⁶¹ http://www.aeme.gouv.sn/index.php





énergétique

- Conseiller et apporter toute assistance technique et financière pour la rationalisation des consommations d'énergie
- Promouvoir les normes et règlements liés à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux équipements économes en énergie
- Gérer les financements relatifs aux projets et programmes pour la maîtrise de l'énergie
- Instruire les requêtes de financement externe
- Favoriser les échanges aux plans national, régional et international sur les expériences et réalisations dans le domaine de la maîtrise de l'énergie
- Mettre en place un programme d'information, de communication et de sensibilisation auprès des professionnels et du grand public⁶² »

Énergies Demain⁶³ qui est une entreprise spécialisée et reconnue dans la planification énergétique territoriale, la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables, a reconstitué les consommations et les courbes de charge électriques de l'ensemble du pays. Le Sénégal est un pays où le réseau peine à satisfaire les consommations d'électricité de plus en plus grandes. Un outil de suivi a permis d'identifier les potentiels de maîtrise de la demande et de construire un programme national dans cet objectif.

Notons aussi que le Sénégal, au travers de l'AEME se fixe comme objectif « d'atteindre un taux de pénétration des sources d'énergies renouvelables et des biocarburants d'au-moins 15% dans la consommation intérieure d'énergie d'ici à 2020 », est à l'avant-garde sur le continent en la matière.

d. Application de l'approche à une société de distribution (méthodologie, contraintes)

L'analyse économique présentée ci -dessous concerne la société de distribution et les gains que celle-ci pourrait générer grâce à la vente des climatiseurs EE et la réduction des coûts liés à l'utilisation de climatiseurs EE.

Les gains de la société de distribution seront issus de la réduction des coûts à l'achat du KWh au réseau de transport par l'utilisation de climatiseurs plus efficaces énergétiquement comparé aux climatiseurs standards.

Du fait que l'efficacité d'un climatiseur EE est plus grande que celle d'un climatiseur standard, il en découle une réduction de couts liés à un gain en énergie évitée à l'achat au réseau de transport.

Pour convaincre le client de procéder à l'achat des climatiseurs, il serait judicieux pour la société de distribution d'accorder un rabais sur chaque climatiseur vendu. Ce rabais sera considéré comme coût principal d'investissement pour la société de distribution. Il s'agit dans cette analyse de dégager le pourcentage de rabais maximal sur la vente de climatiseurs EE que la compagnie pourrait accorder à ses clients pour amortir l'achat de ces climatiseurs et ne pas être en perte.

Par ailleurs, les recettes de la société de distribution sont issues de la vente du kWh au consommateur final. Cependant en Afrique, la vente de l'électricité se fait souvent à perte.et pour la SONABEL, le prix de vente du kWh représente environ 70% des coûts. Dès lors, comme les gains générés grâce à la réduction des coûts seront supérieurs à la réduction des recettes, la compagnie électrique engendra finalement des flux positifs grâce à l'investissement dans les climatiseurs.



http://www.aeme.gouv.sn/index.php/qui-sommes-nous

Site web http://www.energies-demain.com/spip.php?article59





En plus du rabais accordé au client, la compagnie aura des coûts initiaux relatifs au travail de mise en place la campagne de MDE, ces coûts sont supposés équivalent à 10 jours de travail à 100 €/ jour. Ce travail viendra s'ajouter eu coût d'investissement (qui est le rabais).

En résumé les hypothèses de travail se présentent comme suit :

Tableau 4-14 : Paramètres de base pour l'analyse économique des climatiseurs efficients

Paramètres	Valeur	Unité
Coût MWh acheté au transport	188,3	Eur/MWh
Heures utilisation/jour	8	h
Jours d'utilisation/an	100	
Puissance clim. standards	1,12	kW
Puissance clim EE	1	kW
Prix clim. standards	500	Euro
Prix clim. EE	505	Euro
Nombre clim.	10000	
Taux d'actualisation annuel	0,08	
Recettes (en % des couts)	70%	
Coût du travail d'organisation	100	Eur/j
Investissement : nb personne-j travail	10	
Investissement : rabais payé par la société de distribution		
d'électricité	10%	du prix des climatiseurs EE

e. Analyse économique pour la société de distribution

L'analyse économique du cas présenté ci-dessus distingue deux cas :

- Le cas sans rabais (c'est-à-dire sans subside au consommateur de la part de la société d'électricité): la société électrique n'intervient pas. L'analyse économique proposée ici est faite pour le consommateur
- Le cas avec rabais (c'est-à-dire un subside financé par la société de distribution d'électricité au client acquéreur d'un appareil à haute Efficacité Energétique (EE)).
- f. En l'absence de rabais (Analyse économique pour le consommateur)

Pour le consommateur l'analyse économique consiste à faire un choix entre investir dans un climatiseur standard ou un climatiseur efficient plus cher à l'achat mais qui permettra de faire des gains d'énergie tout au long de la durée de vie de l'appareil. Ce choix résulte donc de la comparaison entre le prix d'achat, et donc l'investissement et les gains d'énergie engendrés par l'achat d'un appareil plus efficient et donc plus économique. En termes financiers cela se résume à faire l'analyse de la valeur actuelle nette des investissements, ici le différentiel entre le prix d'achat d'un climatiseur efficient et standards, et des flux actualisés, c'est-à-dire le gain d'énergie quantifiée en €/kWh. Comme la valeur d'un flux pendant la période d'investissement n'est pas la même que celle dans un mois, ou dans un an, les flux ont été actualisés avec un taux d'actualisation de 8% pour les ramener à la valeur actuelle et pouvoir comparer ce qui est comparable. Dans cette première analyse il en résulte un gain d'énergie de 0.96 kwh (1.12kW-1kW)*8h (nombre d'heures d'utilisation journalière). En considérant un prix de 188.3 €/MWh cela fait un gain de 18 € par an (pour 100 jours d'utilisation) ou 1.5 € par mois.







En résumé en tenant compte de la différence de l'investissement qui est de 5€ et des flux de 1.5 € actualisés par mois au taux de 8% par an on obtient un retour sur investissement endéans les 4 mois comme le montre la table suivante :

Tableau 4-15 : Gains générés pour le consommateur par l'achat d'un climatiseur efficient, sans subside

Période (mois)		1	2	3	4	5
Gains d'énergie par mois (€/ kWh)		1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
Gains d'énergie actualisés par mois (€/ kWh)		1,50	1,49	1,48	1,47	1,46
Dèpenses (€)	-5					
VAN		-3,50	-2,02	-0,54	0,93	2,39

En conclusion, l'achat de climatiseurs se trouve rapidement amorti (4^{ème} mois) du fait que la variation du prix à l'achat est très faible, seulement 1% de différence. Cette faible différence de coût correspond est observée sur les modèles de climatiseurs en vente dans certaines villes d'Afrique...

g. En présence du rabais ou subside (Analyse économique pour la compagnie électrique)

En présence d'un rabais (subside payé par la société de distribution), il est évident que l'achat d'un climatiseur plus efficient sera, aux yeux du consommateur, amorti encore plus rapidement que dans l'exemple précédent.

Pour cette partie de l'analyse, l'investissement par la société de distribution sera d'une part le rabais accordé aux clients sur la vente des climatiseurs, et d'autre part le travail d'organisation d'une campagne de sensibilisation au sein de la population, travail selon le tableau présenté plus haut (10 jours de travail dans cet exemple).

Les flux se composeront :

- d'une part du gain engendré par la diminution des coûts d'achat d'énergie au réseau de transport par l'utilisation de climatiseurs plus efficaces, ce gain est estimé à 0.18€/ kWh/ par jour et par climatiseur et
- d'autre part par les recettes liées à la vente d'énergie aux clients. Ces recettes seront moindres car il y a moins d'électricité vendue, en plus elles sont estimées à 70% des coûts, à savoir 0.126€/kWh/jour,

Comme la réduction des coûts d'achat des kWh au transport est plus grande que le manque à gagner sur l'électricité vendue, au final les flux engendrés seront positifs comme le montre le tableau final cidessous.

Tableau 4-16 : Gains générés pour le consommateur par l'achat d'un climatiseur efficient en présence du rabais ou subside

VAN (milliers d'Euros)	26,4
TRI (%)	9%
Temps de Retour Simple (années)	9,3

L'exemple ci-dessus a été simulé avec un rabais de 10% sur le prix de vente des 10.000 climatiseurs qui est de 505 euros. La période d'investissement prise est de 20 ans et selon les hypothèses de travail, il en résulte une VAN positive de 26.442 € si la compagnie accorde le rabais de 10%.







h. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

<u>Dissémination</u>:

La dissémination de ce type d'approche passe souvent par l'organisation de séminaires, lesquels ont l'avantage de rassembler les décideurs concernés.

Par exemple au Kenya en juillet 2005 s'est tenu la conference "Kenya Renewable Energy and Energy Efficiency Exhibition à Nairobi organisée par le Centre for Energy Efficiency and Conservation (CEEC) cré en 2006 afin d'aider les entreprises à identifier les pertes d'énergies, de déterminer le gain potentiel et donner des recommandations sur les mesures à implémenter. Le Centre fournit des services techniques professionnels pour développer, faire le design et mettre en place des projets d'énergie efficiente afin de satisfaire les besoins des clients commerciaux, institutionnels et industriels.

On peut également envisager des compétitions entre entreprises afin d'en designer une qui servirait d'exemple pour les autres. Toujours au Kenya, Le **Energy Management Award**, est un prix annuel décerné à l'entreprise qui a atteint une réduction significative de consommation d'énergie par la mise en place de nouvelles technologies ou de mesures énergétiquement plus efficientes.

La zone EEEOA (WAPP) pourrait certainement bénéficier de coopération avec des entreprises électriques d'autres zones qui ont atteint un succès reconnu pour certaines actions.

Autres avantages éventuels :

Les avantages autres que la réduction des pertes en distribution sont bien connus. L'augmentation de l'efficacité énergétique qui découle d'une bonne maîtrise de la demande permet de réduire les consommations d'énergie, ce qui entraîne la diminution des gaz à effets de serre, des coûts économiques et sociaux.

Bibliographie:

- 1. Raising Energy Efficiency Standards to the Global Best , Working Paper, Russel Bishop, New Climate Economy (http://2015.newclimateeconomy.report/wp-content/uploads/2015/11/NCE_Raising-energy-efficiency-standards-to-the-global-best1.pdf)
- 2. Chronique du gouvernement : économiser l'énergie par la maîtrise de la consommation, http://lefaso.net/spip.php?article57580s
- 3. « Le Bénin veut distribuer quatre millions de kits solaires en six mois », http://www.lemonde.fr/afrique/article/2016/02/27/le-benin-veut-distribuer-quatre-millions-de-kits-solaires-en-six-mois 4872961 3212.html
- 4. Stratégie de développement de la maitrise de l'énergie au Mali : <a href="http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/%C2%B2Mali%20-%20Strat%C3%A9gie%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20m%C3%AEtrise%20de%20l%C3%A9nergie 02.pdf
- 5. Evaluation rapide et analyse des Gaps de la Côte d'Ivoire, Energie durable pour tous, Juin 2012, http://www.se4all.org/sites/default/files/l/2015/05/Cote dIvoire RAGA.pdf
- 6. (http://www.energycom.gov.gh/energyguide/page.php?page=431§ion=58&typ=1)
- 7. http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/%C2%B2Mali%20-%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20m%C3%AEtrise%20de%20l%C3%A9nergie 02.pdf







- 8. http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/%C2%B2Mali%20-%20Strat%C3%A9gie%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20m%C3%AEtrise%20de%20l%C3%A9nergie_02.pdf
- 9. http://www.aeme.gouv.sn/index.php/qui-sommes-nous
- Les appareils électriques économes en énergie peuvent-ils être considérés comme des « biens environnementaux » ?:
 https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/efficient_appliances_fr.pdf
- 11. http://www.energies-demain.com/spip.php?article59
- 12. http://www.aeme.gouv.sn/index.php/qui-sommes-nous







4.9 Gestion de la charge

Préambule:

Cette section est présentée ici comme un des moyens de réduction des pertes techniques, dans le sens où les pertes joules sont prépondérantes : comme elles sont proportionnelles au carré du courant, donc du carré de la charge, toute réduction de charge aura donc un effet quadratique sur la réduction des pertes en ligne. Par ailleurs, cette approche comporte comme avantages intrinsèques ceux pour lesquels elle est généralement mise sur pied : le lissage de la courbe de charge

a. Objectif de l'approche et contexte

L'objectif de cette approche dans le présent contexte de réduction des pertes en distribution est double :

- Réduction de la demande d'électricité au moment de la pointe
- Réduction des pertes techniques (pertes joule sur les lignes et transformateurs)

Contrairement aux autres actions présentées dans cette section, cette action ne requiert pas d'investissements mais au contraire elle permet d'en éviter, car cette action réduit la demande à la pointe et réduit donc les investissements lourds⁶⁴. Le succès de l'action dépend cependant du taux de participation des consommateurs ciblés (en général les industriels), et donc à leur prise de conscience. L'effort est dès lors à faire aussi par le consommateur final qui serait encouragé par une politique et des mesures prises par le gouvernement et/ ou la compagnie électrique pour encourager la diminution de sa consommation au moment de la pointe. En Europe, principalement trois entreprises sont présentes sur le marché de la gestion de la charge, sont regroupées sous le nom de « agrégateurs » :

- Voltalis (France): Leader mondial de l'agrégation d'effacement pour le secteur résidentiel. Leur concept est aussi appelé « l'internet de l'énergie ». Voltalis optimise et agrège en temps réel les flux d'énergie des consommateurs (consommation, production solaire, stockage...)
- Energy Pool (France, Belgique, Grande Bretagne, Cameroun): Agrège et supervise en temps réel la disponibilité des capacités d'effacement du pool de consommateurs membres, et contrôle leurs effacements.
- REstore (Belgique, Grande Bretagne); est l'une des toutes premières sociétés mondiales de technologie de maîtrise des consommations énergétiques. REstore propose des programmes d'effacement et de réserves aux consommateurs industriels et commerciaux et vend son logiciel de Demand Side Management, basé dans le cloud, aux producteurs d'électricité.

b. Description de l'approche

Dans l'approche qui suit, les informations collectées sont le résultat issu d'un entretien réalisé avec les représentants d'Energy Pool et des documents fournis par la société en question.

« La gestion (ou modulation) de la charge (Demand Response) consiste à adapter sa consommation d'électricité en fonction des besoins du système électrique. Lors d'une pointe de consommation, il s'agira par exemple de diminuer sa consommation en effectuant des effacements de consommation (Arrêt d'un process de fabrication, arrêt d'un climatiseur...) pour libérer de la puissance. A l'inverse, lorsque la production d'électricité est excédentaire, il peut être intéressant pour le fournisseur et ses

Investissements lourds en centrales électriques « de pointe », c'est-à-dire pour pouvoir couvrir la consommation de pointe, laquelle ne dure qu'un un court laps de temps chaque jour



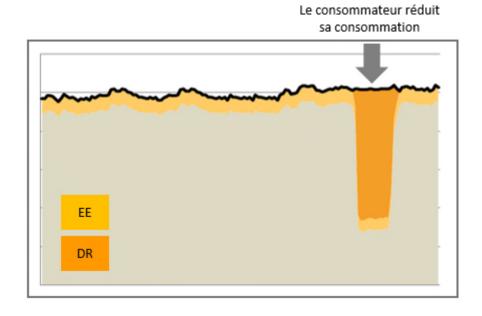




consommateurs de démarrer des process de fabrication ou autres appareils pour absorber le surplus d'énergie 65. »

La gestion de la charge répond à des difficultés très souvent rencontrées par les compagnies d'électricité telle que les pannes, le déséquilibre offre/ demande à la pointe ou encore les congestions de réseau.

Figure 4-15 : Comparaison des impacts de l'efficacité énergétique et du DR du point de vue des consommateurs 66



Dans l'approche « gestion de la charge », il s'agit bien de déplacer la consommation d'un client lors de la pointe de consommation vers un autre moment (la pointe étant la pointe quart horaire, qui est la puissance maximale appelée par l'installation durant le mois de facturation durant le ¼ horaire). C'est l'énergie consommée durant ce ¼ heure divisée par le temps écoulé (15 minutes). C'est le maximum de ces puissances moyennes qui servira de base à la facturation. On parle de la pointe 1/4 horaire du mois.

Afin de réduire cette puissance ¼ horaire maximale du mois il est donc possible de :

- Déplacer les périodes d'utilisation
- Délester certains équipements

La gestion de la charge permet de libérer rapidement une quantité importante de puissance électrique et améliorer l'équilibrage du réseau afin d'assurer une continuité de fourniture.



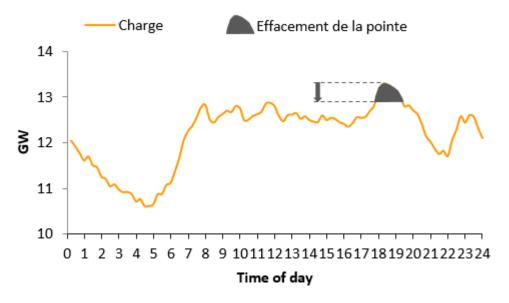
http://www.energy-pool.eu/notre-metier/

Energy Pool, Demand Response, présentation Septembre 2016





Figure 4-16: Illustration de la DR sur une courbe de charge⁶⁷



Ces mesures peuvent permettre d'éviter la construction de centrales destinées à couvrir un moment de pointe très limité dans le temps. L'impact est multiple ; d'une part il y a une meilleure utilisation des investissements, d'autre part une plus petite empreinte sur l'environnement puisque les constructions lourdes sont évitées ainsi que les pertes joules sur le réseau s'en trouvent diminuées. La mise en place d'un système de gestion de la charge permet également de compenser les soucis liés à l'intermittence des énergies renouvelables.

Par ailleurs, au niveau social, la gestion de la charge évite le recours aux délestages : les consommateurs deviennent acteurs de l'équilibrage du système électrique à travers ses centrales de modulation ce qui offre une marge de sécurité supplémentaire pour le réseau.

C'est ainsi que des consommateurs d'électricité, industriels, bâtiments tertiaires, ont un rôle essentiel à jouer en adaptant leur consommation en fonction des besoins du réseau électrique.

Ils peuvent participer à la gestion intelligente de l'énergie en faisant de la modulation de consommation, c'est-à-dire :

- En baissant la consommation en période de « pointe » ou « d'aléa sur le réseau » : effacement
- En augmentant la consommation en heures creuses : stimulation

En France, par exemple, Energy Pool est une entreprise qui est l'opérateur par excellence dans le domaine de la gestion de la charge. Energy Pool agrège des consommateurs importants pour valoriser leur capacité à moduler leur consommation à des heures critiques pour le réseau électrique : les consommateurs ainsi agrégés représentent une « centrale de modulation » ou « centrale d'effacement ». L'entreprise rémunère ses clients de différentes façons :

- Par une prime fixe par MW engagé à être disponible
- Par une rémunération variable pour chaque MWh modulé à la hausse ou à la baisse



Energy Pool, Demand Response, présentation Septembre 2016.





Concrètement, sur base d'informations récoltées auprès d'Energy Pool, l'approche de l'agrégateur pour démarrer la modulation en Afrique peut se résumer en trois pôles⁶⁸ :

- Marché et expertise légale. Il s'agit ici de conseils sur les modifications à apporter dans la règlementation électrique afin d'introduire la Gestion de la Charge ainsi que l'évaluation des besoins et ressources flexibles du pays et élaboration des spécifications techniques des programmes DR adaptés au pays
- Opération de la Gestion de la Charge. Il s'agit de connecter les sites, d'optimiser l'agrégation grâce aux prévisions, des simulations et des outils d'aide à la décision, de valoriser les capacités de modulation des consommateurs., d'opérer des effacements de process et des groupes électrogènes de secours, et enfin d'écrire les procédures opérationnelles et former les équipes opérationnelles des fournisseurs d'électricité.
- Les outils informatiques. Il s'agit ici d'offrir des solutions clef en main aux fournisseurs d'électricité pour gérer la gestion de la charge et/ ou les outils de production dispatchés dans le pays.
- c. Expérience acquise dans les sociétés de distribution de l'Afrique de l'Ouest ou Afrique Centrale

La gestion de la charge peut apparaître comme la réponse idéale à la problématique de la pointe pour les pays en développement car les compagnies d'électricité ont du mal à suivre la croissance de la pointe.

Cependant, peu d'informations ont pu être récoltées en ce qui concerne la gestion de la charge en Afrique de l'Ouest. En Afrique centrale, et notamment au Cameroun, l'opérateur de gestion de la charge Energy Pool cité plus haut est présent depuis 2012, et s'occupe du pilotage d'une puissance de 20MW dans le pays. L'opérateur participe au nouveau programme de gestion intelligente de l'énergie initié et soutenu par le gouvernement du Cameroun et en partenariat avec ENEO, opérateur historique du secteur de l'électricité du pays détenu à raison de 44% par l'état du Cameroun. Face au problème d'insuffisance de l'énergie électrique la priorité d'ENEO est de réduire la consommation électrique de 30% 69 de son principal client Alucam. Celui-ci a accepté de réduire sa consommation de 60MW pendant la saison sèche 2015. « La reprogrammation des travaux avec coupure et la demande d'effacement de certaines industries pendant les heures de pointe. « En programmant mieux leur cycle production pour minimiser la consommation entre 18h et 22 heures, heures auxquelles les ménages en ont le plus besoin, elles contribueront au bien-être de la société Camerounaise toute entière », relève le DG D'Eneo ».

La modulation des 20 MW au Cameroun est sujette à l'expérimentation pendant 24 mois sur la région de Douala. L'objectif de cette phase pilote est double selon Energy Pool, c'est d'une part tester la modulation électrique au Cameroun et d'autre part établir un modèle durable pour pérenniser l'effacement comme levier équilibrage du réseau électrique. Voici un exemple de mécanisme simple intégré à la planification de la production :

http://camersenat.info/cameroun-gestion-de-letiage-2016-eneo-veut-la-reduction-des-consommations-denergie

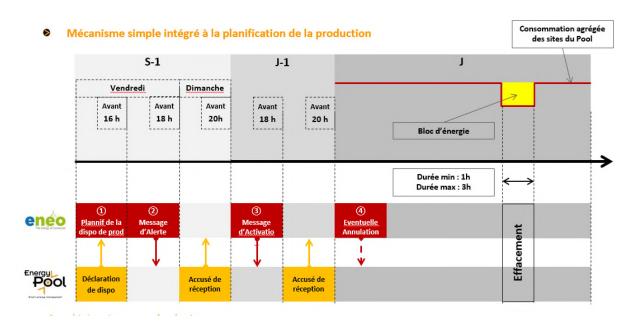


Energy Pool; Demand Response, présentation septembre 2016





Figure 4-17 : Mécanisme simple intégré à la planification de la production



Ce graphique illustre un mécanisme simple de planification de la production qui se caractérise par la prise en compte de jours ouvrables uniquement (du lundi au vendredi), deux effacements maximum par jour, l'énergie maximum activable par jour : la puissance maximum disponible dans le Pool x 3h (Soit 3h x 20MW lorsque la centrale sera pleinement opérationnelle).

D'après Energy Pool, il y aurait un potentiel significatif de gestion de la charge dans les pays suivants :

Nigeria: 500MW
Ghana: 150 MW
Burkina: 20 MW
Niger: 20 MW
Togo: 20 MW
Bénin: 20 MW

Pour être complets, il faut noter enfin que :

- En Guinée, la Gestion de la Charge consiste chez EDG en l'appel à effacement des gros consommateurs via une lettre qui leur est adressée par la Direction EDG (lettre préparée par le service Communication). Cette lettre demande au client industriel de procéder à un effacement partiel de sa charge durant une journée et des heures spécifiées : le plus souvent il s'agit d'évènements télévisés tels que coupe du monde de football.
- En Guinée-Bissau ainsi que chez AEDC au Nigeria, seul le délestage sans préavis est effectué: il n'y pas de contrats de charge interruptibles, pas d'arrangement avec les industriels.
- En Gambie, des accords informels sont passés avec certains hôtels pour qu'ils baissent leur charge (en démarrant leurs groupes électrogènes) afin d'éviter qu'ils soient coupés de force par un délestage.







d. Analyse économique

Une analyse économique peut être faite sous la forme d'une comparaison avec des solutions classiques de centrales de pointe. Les chiffres avancés par Energy Pool sont les suivants et indiquent la rémunération faite aux consommateurs contribuant à l'effacement comme un coût pour l'agrégateur.

Tableau 4-17 : Analyse économique sous la forme de comparaison avec des solutions classiques de centrales de pointe

			OCGT	Diesel Oil Plant	Location PTU (Ex Cameroun)	Centrale de Modulation (source EP)
Taille centrale investie		MW	333	333	333	300
Taux disp	onibilité	%	100%	100%	100%	100%
Pertes en	lignes	%	10%	10%	10%	
Taux utilis	ation	%	100%	100%	100%	100%
MW utiles		MW	300	300	300	300
# heures		h	300	300	300	300
MWh			90.000	90.000	90.000	90.000
Coûts fixe	es	k€/MW/an	111	134	306	28
	Coût investissement initial	k€/MW	700	900	-	
	Amortissement	ans	20	20		
	WACC		12%	12%		
	Coût investissement annualisé	k€/MW/an	94	120	292	28
	Coûts exploitation hors carburant	k€/MW/an	17	14	14	
	License EP + Everest	k€/MW/an				
	Coût incitation consommateurs	k€/MW/an				`
Coûts vari	iables	€/MWh	138	200	200	180
CAPEX		M€	233	300	-	-
Coût fixe t	total pour 300 MW utile	M€/an	37	45	102	8
Coût variable total		M€/an	14	20	20	16
Amortissement		k€/an	31.238	40.164		
Coût tota		M€/an	51	65	122	25
Coût com	pplet Energie	€/MWh	563	720	1.356	273
	plet Capacités MW Utiles	k€/MW/an	169	216	407	82

PTU: Power Thermal generation Unit

Ce tableau est générique et se base sur des coûts d'investissement plutôt optimistes pour l'option classique (700 à 900 kEuro/MW installé), du moins par rapport aux coûts d'investissements considérés dans le programme PIDA (Programme for Infrastructure Development for Africa), lequel prévoit 1200 Euros/MW installé.

Tout l'intérêt de la centrale d'effacement (ou « de Modulation ») est de cibler les heures de pointes, lesquelles se traduisent par des coûts élevés lorsque les solutions classiques sont envisagées (ces heures représentent des coûts de l'ordre de plus de 500 euros/MWh lorsqu'il s'agit, comme dans l'exemple ci-dessus, des 300 heures les plus chargées sur l'année, typiquement 3 heures pendant 100 jours).







Les indicateurs classiques tels que Taux de Rendement Interne ou Temps de Retour ne sont pas très pertinents pour ce type d'action car ces indicateurs prennent sens lorsqu'il s'agit d'analyser un investissement par rapport à un scénario « laisser faire » sans investissement. Or ici, il s'agit au contraire d'un scénario pratiquement sans investissement à comparer à un scénario « laisser-faire » d'investissement bien plus conséquent. La Valeur Actuelle Nette est par contre clairement en faveur de la centrale d'effacement (pour une centrale de 20 MW utilisée 300 h par an, la VAN est de l'ordre de 10 MEur)

e. Dissémination de l'approche, autres avantages et points importants

Dissémination:

La dissémination de ce type d'approche passe pour le moment par les démarches des parties concernées :

- Soit les démarches du gestionnaire de réseau vers les clients interruptibles (c'est le cas dans beaucoup de pays européens : les GRT et éventuellement les GRD contactent une liste de clients ayant a priori un potentiel significatif d'effacement à la pointe : de gros industriels, en général)
- Soit les agrégateurs contactent les GRT ou GRD pour proposer leurs services (c'est le cas des agrégateurs déjà cités, tels que Energy Pool, Voltalis, Restore, mais aussi quelques autres, qui démarchent alors des gestionnaires de réseau).

L'information peut cependant se diffuser via des articles dans la presse spécialisée ou dans la presse générale.

<u>Autres avantages éventuels :</u>

Les avantages autres que la réduction des pertes sont les suivants :

- Moindre coût d'investissement que les solutions concurrentes basées sur l'accroissement de l'offre, et donc meilleure rentabilité de la société d'électricité
- Moins de délestages imposés à la clientèle puisqu'il s'agit d'effacements « choisis »
- Dégagement d'une capacité permettant le raccordement de nouveaux clients

Bibliographie:

- <u>www.energy-pool.eu</u>
- www.voltalis.com
- <u>www.restore.eu</u>
- www.amprion.net/en/interruptible-loads
- en.openei.org/wiki/Definition:Interruptible_Load_Or_Interruptible_Demand
- http://www.50hertz.com/en/Markets/Interruptible-loads
- www.tennettso.de/site/en/Transparency/publications/interruptible-loads
- www.transnetbw.com/en/energy-market/ancillary-services/interruptible-loads
- A summary of demand response in electrciity markets (http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608001272)
- Benefits of Demand Response in Electricity Markets (energy.gov/.../DOE_Benefits_of_Demand_Response)
- Status of Demand Response in Europe IRGC (https://www.irgc.org/.../Stromback-Demand-Response)
- Con Edison Demand Agregator List (www.coned.com/.../PDF/AggregatorListing.pdf)
- Agregator Manages Portfolio (www.pge.com/en_US/business/save-energy-money/energy-management-programs/third-party-programs/aggregator-managed-portfolio.page)







4.10 Planification des réseaux

Les neuf actions présentées plus haut partent toutes d'une hypothèse supposant que les pertes techniques peuvent être réduites à un niveau donné, calculable, et que cette réduction permettrait de justifier l'investissement en équipements et en temps de travail. Comme ces actions ont été envisagées chacune séparément et en dehors du cadre de la planification long terme, il s'agit de mesures correctives, élaborée en supposant la demande locale constante, ce qui est le cas de certains pays, du moins certains contextes (certaines zones urbaines saturées au sens que les terrains sont totalement occupés et que la demande spécifique par consommateur n'augmente plus).

En général, ce pendant et en particulier en Afrique, la demande locale est susceptible d'augmenter, et dès lors des investissements conséquents dans un but de réduction de pertes ne peuvent pas être envisagés sans introduire le cadre plus large de la planification long terme.

Un niveau de pertes « optimal » ne s'obtient pas par hasard

La prise en compte des pertes fait partie intrinsèquement d'une planification optimale, le terme « optimale » impliquant la comparaison technico-économique de plusieurs variantes : en effet, il n'existe pas de méthode qui à partir d'un ensemble de données fournisse en un calcul une séquence d'investissements optimale.

Une planification optimale ne s'obtient pas simplement par l'achat d'un logiciel

Le travail d'équipe des ingénieurs et économistes est la condition sine qua non pour l'obtention d'un réseau optimal et donc d'un niveau de pertes techniques optimal. Ce travail ne s'obtiendra que si les bonnes instructions sont données aux bonnes personnes : dans plusieurs sociétés visitées, certaines personnes disposaient des données nécessaires, d'autres des logiciels et de la connaissance nécessaires mais personne ne leur donnait l'instruction d'utiliser leur temps à exécuter des tâches de planification : c'est souvent le manque d'ambition et de rigueur qui conduit à des situations sous-optimales.

La présente section ne peut prétendre remplacer les ouvrages dédiés à la planification des réseaux, et restera donc succincte.

La suite de cette section est structurée en quatre points, comme suit :

- 1. Approches de planification
- 2. Système d'informations géographiques
- 3. Prévision de la demande d'électricité
- 4. Etude technique des réseaux de distribution
- Structure des réseaux de distribution MT
- Structure des réseaux de distribution BT
- 7. Etude d'écoulement de puissance
- 8. Comparaison technico économique

Chaque contexte étant différent, les points évoqués se détailleront de manière différente selon les sociétés concernées, notamment concernant les aspects règlementaires (règlements techniques ou « code de réseau »), coût des équipements, coûts des pertes.







4.10.1 Approches de Planification des réseaux

Trois approches de planification sont quelques fois citées et peuvent conduire à des stratégies méritant d'être comparées sur le plan technico-économique : en effet, aucune de ces trois approches ne peut prétendre apporter la panacée.

1. La planification chronologique

Cette planification consiste à prévoir des renforcements au fur et à mesure de l'évolution des conditions : conditions de charge, conditions imposées par le réseau de transport (postes source), conditions urbanistiques... Cette planification peut conduire à ce que certains renforcements ne soient plus utiles après quelques années car le contexte a changé, ou à ce qu'une multitude de petits renforcements aient été faits, sans vision d'ensemble, et sans profiter des facteurs d'échelle (lesquels font que souvent un gros renforcement est moins coûteux que plusieurs petits renforcements).

2. La planification à réseau cible

Pour pallier aux défauts de la planification chronologique, la planification à réseau cible prévoit de composer un réseau optimal pour l'année « horizon », laquelle est souvent dans le long terme (15 and ou 20 ans, voire plus). Les inconvénients ou difficultés de cette méthode résident dans le fait que les prévision de charge à long terme sont quelques fois hasardeuses, et dans le fait qu'elle conduit quelque fois à des investissements conséquents en début de période (dans certains cas, de tels investissements sont pénalisant lors de la comparaison des Valeurs Actuelles Nettes et des Taux de Rendement Interne : dans ce cas certaines variantes de la planification chronologique peuvent être envisagées).

3. La planification « terrain vierge » (Greenfield approach)

Comme son nom l'indique, la planification « terrain vierge » est appliquée dans les zones à électrifier (zones sans réseau préexistant), mais elle est également appliquée dans certains cas de zone ayant un réseau existant. Il s'agit alors de reconsidérer de fond en comble le réseau : cela a du sens lorsque la zone fera face à des défis nouveaux (fortes consommations futures alors que le niveau de tension est bas), ou lorsque le réseau existant est saturé (tout à fait surchargé) ou obsolète (par exemple sur base de câbles à isolation papier). C'est ainsi que le niveau de tension 20 kV a été introduit⁷⁰ et que certains choix stratégiques sont mis en œuvre, comme par exemple la mise en souterrain d'un réseau aérien.

Il est impossible de donner une méthodologie universelle de planification pour toute les sociétés de distribution, néanmoins, il est intéressant de rappeler ici les grandes lignes des étapes de planifications couramment mise en œuvre pour la planification des réseaux de distribution.

La planification des réseaux de distribution consiste à analyser soigneusement le fonctionnement du réseau soumis aux charges actuelles et estimées à l'horizon de l'étude de manière à planifier suffisamment tôt les travaux à effectuer pour assurer la couverture de la demande en respectant les critères de qualité de services définis dans les meilleures conditions économiques.

Il est donc nécessaire de bien connaître la situation géographique du réseau existant et celle des charges actuelles et futures qui sont à satisfaire.



en France peu après la seconde guerre mondiale





Aujourd'hui, la représentation géographique des réseaux de distribution ainsi que des charges actuelles et futures qui sont à satisfaire est grandement facilitée par l'utilisation d'un Système d'Informations Géographiques (SIG).

Lorsque la situation géographique des éléments du réseau et des charges qui les contraigne est connue, il est ensuite possible de transférer ces données du SIG dans un logiciel de calcul de réseaux au moyen d'une interface. Cette interface est déjà inclue dans la version de base de certains logiciels de calcul de réseau.

Des simulations du comportement du réseau sont ensuite réalisées en appliquant les charges de estimées par l'étude de la demande spatiale pour la première année d'étude. Les résultats des simulations sont alors confrontés aux critères de planification définis et permettent d'identifier les contraintes actuelles sur le réseau existant (chutes de tension importantes et surcharge de postes et de lignes) ainsi que leurs causes.

Les variantes de plans de développement du réseau MT de distribution sont alors élaborées en considérant les aspects suivants:

- Le réseau de répartition tel qu'il est prévu à l'horizon du projet.
- Les zones de densité de charge totale homogène pour la définition des structures de réseau.
- Les densités de charge publique pour l'estimation des besoins en postes de distribution MT/BT publique et en réseau BT de chacune des sections.

La comparaison technico-économique des variantes de plans de développement permet de retenir le réseau cible à développer jusqu'à l'horizon de la planification.

Sur la base de ce programme, il est alors possible de définir un programme prioritaire incluant les travaux permettant de lever de façon pérenne les contraintes observées sur le réseau MT actuel et d'alimenter les zones déjà occupées mais qui ne sont pas encore électrifiées.

4.10.2 Système d'informations géographiques ArcGIS

Du point de vue technique, le choix du logiciel doit être dicté par les critères suivants :

- La compatibilité la plus large possible des formats des fichiers de données et de résultats avec d'autre logiciels éventuellement déjà utilisés dans la société, notamment les autres logiciels SIG, les logiciels de calculs de réseaux, traitement des données (bases de données) et les tableurs commerciaux;
- La convivialité de l'interface homme-machine.

Dans le SIG, chaque élément du réseau est enregistré selon son type avec ses attributs particuliers. Les postes sources, les postes de sectionnement, les postes de distribution MT/BT, les nœuds de dérivation et les interrupteurs physiques aériens à commande mécanique ou télécommandés sont enregistrés sous forme de point. Les liaisons électriques sont enregistrées sous forme de traits et les zones de planifications sont enregistrées sous forme de polygones.

Chaque élément est caractérisé par ses attributs. Les éléments "Postes de distribution" contiennent au moins les attributs principaux suivants :

L'identifiant univoque de l'élément







- La puissance installée totale dans le poste
- Le taux de charge

Les éléments "Lignes" contiennent au moins les attributs principaux suivants:

- L'identifiant univoque de la liaison
- Le nom de la première extrémité
- Le nom de la seconde extrémité
- Le type de la liaison (aérienne ou souterraine)
- La tension nominale
- La nature de l'âme et section des conducteurs
- La longueur de la liaison

Les éléments "Zone de planification" contiennent au moins les attributs principaux suivants:

- L'identification univoque de la zone
- La superficie
- Le statut d'électrification (électrifié, partiellement électrifié, non électrifié).

4.10.3 Prévision de la demande en électricité

4.10.3.1 Collecte des données économiques

Les études existantes et disponibles réalisées par la société ou des consultants indépendants doivent être collectées. Elles comprennent au minimum les études suivantes :

- La dernière version du plan directeur d'électrification ;
- Les études les plus récentes de prévision de la demande ;
- Les études les plus récentes d'ingénierie des réseaux.

Les autres documents disponibles auprès sont également à collecter, notamment :

- les statistiques annuelles de ventes indiquant par catégorie d'abonnés: ventes en MWh, ventes en valeurs monétaires, nombre de clients à la fin de chaque année d'exercice;
- les taux d'électrification en terme de (i) quartiers électrifiées et (ii) de la population ayant accès à l'électricité;
- les développements des tarifs par le passé :
- les projections du développement des taux d'électrification.

Des enquêtes auprès des grands consommateurs sont éventuellement à conduire afin de collecter les informations techniques et économiques. Concernant les données économiques, cela comprend surtout la consommation et la facturation de l'électricité.

Les grands auto-producteurs sont également à approcher pour collecter les informations techniques et économiques disponibles. Concernant les données économiques, cela comprend surtout la consommation (demande annuelle en puissance et en énergie) et les coûts d'exploitation et de maintenance.

Pour ces deux types d'acteurs (gros consommateurs et gros auto-producteurs), les données techniques disponibles sont également à collecter.







Pour la constitution de la monotone de charge sur le réseau les informations suivantes sont également à collecter :

- Le profil annuel donnant pour chaque semaine le % de la pointe annuelle;
- Les profils hebdomadaires donnant pour chaque jour de la semaine le % de la pointe hebdomadaire (saisons chaude et froide);
- Les profils journaliers donnant pour chaque heure de la journée le % de la pointe journalière en distinguant les jours ouvrables en saisons chaude et froide, les week-ends.

D'autres organismes (administration, Ministères, etc. en fonction de la disponibilité des données) sont également à approcher pour collecter les informations suivantes :

- Les statistiques du développement économique dans le passé (PIB et PNB par secteur);
- Les projections du développement économique (PIB et PNB par secteur);
- Les résumés des plans de développement des secteurs économiques (agriculture, mines, industries);
- Les statistiques démographiques indiquant :
- La taille de la population ;
- Les taux d'accroissement de la population ;
- Le nombre de ménages ;
- Le taux d'urbanisation ;
- Les projections du développement démographique ;
- Le revenu par habitant.

Cette liste n'est pas exhaustive.

4.10.3.2 Analyse des données et des études existantes

L'ensemble des données collectées sont à valider, à croiser et à analyser. Une analyse des données nationales est à exécuter. Le produit final sera une base de données donnant un compte-rendu le plus exhaustif, précis et complet possible de la situation actuelle et prévue dans la zone considérée pour la planification, sur le plan économique, de la consommation, de la demande et de la clientèle.

Lors de cette validation, plusieurs analyses détaillées sont à effectuer :

- Analyse des statistiques collectées et recherche de corrélation entre elles. Il est connu que lorsque les contraintes politiques, physiques et économiques sont faibles, une corrélation existe entre la consommation et les indicateurs macro-économiques. Cependant, dans les pays où le taux d'électrification est faible, cette relation est fortement biaisée par l'incapacité de certains clients potentiels d'être alimentés en électricité. Ce biais est, dans la mesure du possible, à évaluer, et en tout cas à identifier qualitativement;
- Distinction entre les pertes techniques et non-techniques. Pour chacun des deux types, les raisons principales sont à identifier et des recommandations pour les limiter sont à retenir. Deux projections de leur évolution sont à développer: avec et sans la mise en place des recommandations;
- Selon le type de données disponibles, les données de consommation sont évaluées par niveau de tension (BT, MT et HT). Cette désagrégation tiendra compte des pertes à chaque niveau de tension;
- Une désagrégation par catégorie de consommateurs est à effectuer sur base des catégories utilisées dans les statistiques disponibles (par exemple: industriel, résidentiel, commercial, etc.)
- Pour chacune des catégories, une analyse détaillée de la demande est à effectuer, en suivant les







mêmes principes que ceux décrits ci-dessus pour l'analyse des données historiques de la demande totale avec en outre l'estimation de la consommation spécifique moyenne. Sur base des données disponibles et de l'expérience du planificateurs, d'autres estimations pourront être effectuées, comme :

- Le niveau d'équipement des ménages électrifiés ;
- L'équipement de substitution pour les ménages non-électrifiés ;
- Pour les ménages non-électrifiés, les intentions de raccordement sont à estimer sur base des données disponibles. Une estimation de la capacité et de la volonté de payer par catégorie de consommateurs est à effectuer. Cette estimation est importante pour estimer le potentiel de la demande futur. Pour les estimer de manière correcte, des enquêtes poussées auprès des ménages sont nécessaires;
- La capacité et de la volonté de payer sont à comparer aux tarifs existants dans les différents cas de figure (réseau interconnecté, centrale isolée, opérateurs indépendant).

4.10.3.3 Actualisation et extrapolation des prévisions de la demande

Les données recueillies lors de la collecte des données sont à recouper afin de définir une prévision de charge en énergie et puissance qui tiennent compte des différentes sources de données. Cette prévision doit couvrir la période avec un minimum de trois scénarios :

- Demande minimale ;
- Demande la plus probable (appelée également moyenne);
- Demande maximale.

Cette prévision peut être fondée sur les données historiques et la prise en compte de facteurs nouveaux qui indiquent que la demande future évoluera différemment de la demande passée. Ces facteurs comprennent notamment l'identification des grands auto-producteurs, ainsi que des programmes principaux de développement.

La prévision de la population est un des facteurs les plus importants pour la prévision de la demande. Cette prévision démographique est à effectuer sur base des données collectées, notamment la prévision des pouvoirs publics. Une analyse critique doit être menée et des taux de croissance différents sont à appliquer, dans la mesure du possible, par zone ou quartier de planification.

Sur base des plans de développement et des études existantes et disponibles, des prévisions sur l'économie nationale sont à effectuer. Son développement dépend de nombreux facteurs. Ceux-ci doivent être clairement identifiés et analysés par le planificateur.

L'impact de ces facteurs sera dans beaucoup de cas différent en fonction du scénario.

Le scénario "optimiste" supposera que le cadre légal, institutionnel et politique est favorable à un fort développement économique.

L'autre scénario correspond à un développement économique pour lequel les efforts déjà consentis (politiques, économiques, légaux, restructurations, etc.) continueront sur les mêmes bases économiques, dans la continuité. Il est subdivisé en sous-scénarios pour tenir compte de niveaux de croissance différenciés, selon la probabilité de réussite de la continuité des efforts.

Ces scénarios, couplés à la prévision démographique, serviront de cadre général à la prévision de la demande proprement dite.







Dans les zones urbaines, les limites entre quartiers sont parfois difficilement identifiables et le nombre d'habitants évolue rapidement. Dans ce contexte, il est recommandé une approche globale basée par exemple sur la densité de population. La méthodologie doit être fondée sur la distinction entre croissance intensive et extensive.

La croissance intensive consiste en l'augmentation de la demande dans les zones déjà électrifiées ou pour le moins où l'accès à l'électricité est possible. Elle englobe la croissance de la consommation spécifique des abonnés et à l'augmentation du nombre d'abonnés due à la densification de l'habitat.

La méthodologie proposée pour la croissance intensive repose essentiellement sur une estimation de la croissance du nombre d'abonnés et de la consommation spécifique. La croissance intensive par type de consommateurs (résidentiel, hôtels, administration, services, etc.) est alors calculée. Les types sont définis en fonction des données disponibles, mais il y faut au moins considérer les types résidentiel & commercial, éclairage public et industriel.

La croissance extensive représente l'augmentation de la demande dans les zones urbaines où il n'y a pas d'accès à l'électricité, que ces zones soient déjà existantes ou prévue à l'horizon de l'étude. La méthodologie est identique à celle de la croissance intensive urbaine, à ceci près que les taux de croissance et les consommations spécifiques sont différents pour tenir compte des différences entre ces deux types de croissance.

La prévision de la demande est à établir en énergie et en puissance de pointe.

Outre la prévision de la demande proprement dite telle que présentée ci-dessus, des courbes de charge types sont à définir. Selon les données disponibles, des courbes individuelles à des échelles de temps différentes (hebdomadaire, mensuel et annuel) peuvent être produites pour différent sous-groupes de consommateurs.

Les monotones de charges correspondantes peut également être construite.

Impact des coûts initiaux sur la demande

Les abonnés doivent normalement payer à la société d'électricité une contribution aux coûts de raccordement et le dépôt de garantie avant d'être raccordés. De plus, ils doivent payer les installations intérieures. Ces coûts constituent les coûts initiaux. Ces informations sont utilisées pour estimer le besoin en subvention ou préfinancement pour atteindre le taux d'électrification souhaité.

Impact du prix d'électricité sur la demande

Vue l'importance du prix de l'électricité pour l'estimation de la demande, une analyse statistique de l'impact du prix d'électricité sur la consommation d'électricité dans le passé est à faire. Les analyses faites dans plusieurs pays africains laissent penser que le prix n'a pas un impact direct sur la consommation des ménages ; direct dans le sens où la consommation change quand le prix change.

L'impact du prix d'électricité est plutôt indirect. L'augmentation du prix augmente la facture d'électricité mais tant que le montant de la facture est inférieur à la capacité de paiement pour l'électricité, l'augmentation n'a guère un impact sur la consommation.

La demande des ménages sera liée au développement de leur capacité de paiement. Trois catégories de ménages (pauvre, moyen, aisé) avec des différentes capacités de paiement sont normalement considérées. L'estimation de la demande sera obtenue en divisant la capacité moyenne de paiement







par l'estimation du prix moyen à payer par les ménages. Si les analyses financières montrent plus tard que le prix devrait être de plus de 10% plus élevés, une nouvelle estimation de la demande sera produite en divisant la capacité de paiement par le prix moyen recommandé par les analyses financières.

Cela à condition qu'il ne soit pas possible ou pas souhaité de subventionner les tarifs des ménages - notamment le tarif des pauvres - de manière à ce que le prix moyen ne dépasse pas le prix initial de plus de 10% (le prix initial est le prix qui a été utilisé pour l'estimation de la demande). Voir le chapitre sur l'étude économique pour plus de détails.

Concernant les autres abonnés - autres que les ménages -, les analyses statistiques montrent le plus souvent que le prix n'a pas un impact significatif sur la consommation d'électricité tant que le prix n'atteint pas un niveau (très) élevé. Si les analyses statistiques confirment cela, la demande des autres abonnés ne sera pas liée au prix d'électricité. Si les analyses financières montrent que le prix devrait être dans l'avenir proche nettement plus élevé que le prix actuel, l'estimation de la demande sera éventuellement changée.

4.10.3.4 Analyse spatiale de la demande

L'analyse spatiale de la demande nécessite une représentation aussi précise que possible de celle-ci (en puissance et en énergie). Pour ce faire, le planificateur utilise la carte qu'il a établie dans un Système d'Information Géographique préalablement.

Les routes et les ilots⁷¹) sont représentés sur cette carte. La figure suivante illustre ce type de carte.

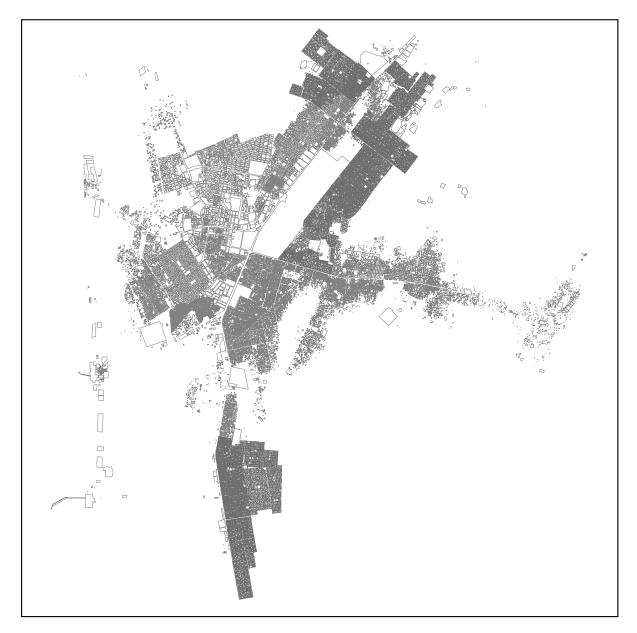
^{&#}x27;' Un ilot est par définition un polygone constitué d'un ensemble de terrains et/ou de concessions limité sur chacun de ses côté par une route







Figure 4-18: Carte SIG d'une ville



Dans la mesure du possible, chaque ilot est caractérisé par un ensemble de paramètres tels que :

- nombre moyen de concessions ou de parcelles à caractère résidentiel;
- superficie des terrains bâtis ;
- nombre d'infrastructures productives ;
- nombre d'infrastructures sociocommunautaires ;
- présence le long des routes d'un réseau de distribution ;
- nombre de concessions électrifiées ;
- présence dans l'ilot d'une industrie ou d'un auto-producteur ;
- etc.







Comme les secteurs de consommation sont souvent définis sur des zones différentes, le planificateur fera éventuellement appel à la méthode du maillage afin de permettre l'agrégation spatiale des consommations. La figure suivante illustre le principe du maillage et de l'agrégation de la consommation.

CONSOMMATION ARTISANALE

CONSOMMATION COMMERCIALE

CONSOMMATION DOMESTIQUE

CONSOMMATION INDUSTRIELLE

Figure 4-19 : Principe du maillage et de l'agrégation de la consommation

Ces paramètres ainsi que d'autres dérivés de la demande globale de la ville (en puissance et en énergie) permettent d'associer à chaque maille représentée une fourchette de densité surfacique de puissance et d'énergie.

Cette représentation spatiale de la demande existante et potentielle conjuguée avec la représentation du réseau existant permet de dégager les quartiers à fort potentiel nécessitant éventuellement un renforcement et une restructuration du réseau existant (par exemple une augmentation du nombre de postes MT/BT), les quartiers à faible potentiel ou non électrifiés et permet donc d'identifier les investissements en réseaux de distribution (renforcement et extension). Cette représentation permet également de définir le centre de gravité de la charge et d'optimiser ainsi le choix de l'emplacement des postes sources ou des transformateurs de distribution dans la localité.

4.10.4 Etude technique des réseaux de distribution

4.10.4.1 Collecte des données techniques

Le planificateur doit collecter, examiner et compiler toutes les données techniques nécessaires à la réalisation de cette partie de l'étude, à savoir:

- Le tracé des lignes MT existantes ;
- Les plans du réseau BT existant ;
- Le type avec les données de conception des lignes MT et BT et les dimensions des conducteurs ;
- Les charges et les facteurs de charge actuels dans les réseaux de distribution;







- Les schémas unifilaires des réseaux de distribution existants ;
- Les plans digitalisés de la zone de planification, géo référencés et intégrables dans un Système d'Information Géographique ;
- Les plans d'extension de la zone de planification ;
- Les plans d'expansion du réseau de distribution ;
- Les conditions actuelles d'exploitation (climatiques et techniques) des réseaux de distribution;
- Les programmes de protection, les types de disjoncteurs et leurs calibres ;
- Toutes les informations nécessaires au calcul des réseaux de distribution ;
- Les plans "as built" des postes de distribution typiques ;
- Etc.

Cette liste n'est pas exhaustive.

4.10.4.2 Critères de planification

Pour analyser le comportement du réseau dans son état actuel et valider les variantes de son développement, des critères de planification de différentes natures sont à définir comme suit :

- Qualité de service
- · Normalisation et standardisation des équipements
- Limite d'utilisation des équipements

Ces critères sont utilisés dans toutes les simulations et servent d'identificateurs de comportement anormal d'une configuration de réseau donnée.

4.10.4.3 Qualité de service

Les principaux critères de qualité de service considérés sont généralement les suivants:

- Plages de variation admissible de la tension nominale
- Continuité de service

Plages de variation admissible de la tension nominale

Lorsque les plages de variation admissible de la tension nominale ne sont pas définies par des normes nationales ou internes à la société de distribution, il est possible de se reporter à des normes existantes. La norme EN 50160 est assez récente et propose des valeurs limites admissibles de variation de la tension sur les réseaux électriques. Pour les besoins de la planification, on peut retenir de cette norme qu'elle définit une tension de référence appelée "tension déclarée" $({\rm U_c}^{72})$ et précise que pour 95 % du temps, la plage de variation de la tension du réseau doit rester dans les limites de \pm 10 % de la valeur de ${\rm U_c}$. Les valeurs de la tension du réseau étant des valeurs moyennes des valeurs mesurées sur une période de 10 minutes.

La plage de variation admissible de la tension dans les réseaux électriques n'est cependant pas encore unifiée. Elle peut varier d'un pays ou d'une concession de réseau à l'autre, d'un type de réseau à

La tension d'alimentation déclarée U_c résulte d'un accord entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur du réseau. Généralement, la tension d'alimentation déclarée U_c est la tension nominale Un.







un autre (transport, répartition, distribution MT et distribution BT) et d'une condition d'exploitation à une autre (régime normal ou perturbé⁷³).

A ce titre, deux exemples sont donnés ci-après :

- En Belgique, sur le réseau de distribution BT en régime normal, la tension peut évoluer dans une plage de -10 % à +6 % de la tension déclarée (typiquement pour au moins 95 % du temps) et, en situation perturbée, dans une plage de -15 % à +10 % (typiquement pour 5 % du temps au plus).
- En France, la plage de variation en régime normal s'étale dans les limites de ± 8 % pour les réseaux HT, ±7 % pour les réseaux MT, ±10 % pour les réseaux BT en zone rurale et ± 5 % en zone urbaine (cf. réf. [1], chapitre 3.7, §3.3.2).

Pour déterminer les limites adéquates de variation de la tension, au moins trois aspects sont à considérer, à savoir :

- Respect des limites de la tension d'utilisation des récepteurs des abonnés BT:
 Les récepteurs BT peuvent généralement fonctionner, sans perturbation significative, à des tensions inférieures de 10 % voire 15 % par rapport à leur tension nominale. Certains appareils acceptent même des tensions inférieures. Par contre, il faut également veiller à ne pas dépasser la tension maximale admissible.
- Limitation des investissements pour l'exploitant du réseau :
 Une plage étroite de variation de la tension contraint à effectuer des travaux de renforcement plus fréquents, donc à procéder à des investissements plus importants.
- Limitation des pertes :
 - Pour certains types de récepteurs, une diminution de la tension conduit à une diminution du courant absorbé et donc une diminution des pertes, mais également à une diminution sensible de leurs performances. Par contre, pour d'autres récepteurs dits "à puissance constante", une diminution de la tension d'alimentation conduit à augmentation du courant absorbé et, par conséquent, à une augmentation des pertes. Pour les consommateurs pris dans leur ensemble, une réduction de longue durée de la tension, c'est-à-dire à l'échelle de la demi-heure ou plus, conduit à une augmentation globale du courant et donc à une augmentation des pertes.

Hormis le strict respect de la plage de variation de la tension admissible des récepteurs, du point de vue de l'exploitant du réseau, un compromis est à trouver entre la minimisation des coûts d'investissement et celle des coûts liés aux pertes.

Pour s'assurer du respect de la norme EN 50160 et que la tension BT ne descende pas sous le seuil de 90 % de la tension U_c , en tenant compte d'une chute de tension sur les départs BT de l'ordre de 5 %, il faudra que la tension MT ne descende pas sous le seuil de 95 % de U_c . Ceci est lié au fait que les transformateurs de distribution MT/BT ont un rapport de transformation fixe puisqu'ils ne disposent pas d'un régleur de tension en charge. Il est proposé de fixer la chute de tension maximale sur les réseaux MT en régime perturbé à 10 %.

Les plages de variation de la tension MT recommandées sont résumées dans le tableau suivant.



Le régime perturbé correspond au régime d'alimentation en configuration de secours.





Tableau 4-18 : Plages de variation de la tension d'alimentation MT

Régime d'alimentation	Tension maximale (% de U _c)	Tension minimale (% de U _c)		
Régime normal	106 %	95 %		
Régime perturbé	110 %	90 %		

Les plages de variation de la tension BT recommandées sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 4-19 : Plages de variation de la tension d'alimentation BT

Régime d'alimentation	Tension maximale (% de U _c)	Tension minimale (% de U _c)
Régime normal	106 %	90 %
Régime perturbé	110 %	85 %

Continuité de service

En zone urbaine, il est d'usage de proposer la sécurisation de l'alimentation, de façon à ce que, malgré l'exploitation non bouclée du réseau, tout tronçon MT perdant son alimentation normale puisse être réalimenté via un autre chemin de secours après quelques manœuvres de reconfiguration du réseau, de préférence télécommandées depuis un centre de dispatching.

Ces manœuvres sont facilitées lorsque les structures de réseau sont harmonisées, telles que des boucles composées de fuseaux à une ou plusieurs sources.

4.10.4.4 Normalisation et standardisation

Pour les besoins de la planification des réseaux, il est nécessaire de définir des catalogues d'équipements et des normes, précisant les caractéristiques retenues pour les ouvrages suivants :

- Liaisons MT;
- Postes de distribution MT/BT
- Lignes BT;
- Transformateurs de puissance des postes de distribution MT/BT.

Une liste de normes applicables est jointe à l'annexe 5.

Liaisons MT

La définition de la gamme des liaisons MT dépend des choix suivants :

- Type de liaison aérienne ou souterraine
- Tension nominale
- Nature de l'âme des conducteurs nus et des câbles souterrains
- Section des conducteurs nus et des câbles souterrains







Types de liaisons

Ce choix dépend essentiellement de critères relatifs à la sécurité et à l'urbanisme.

Dans les zones situées au centre-ville, les bâtiments sont généralement à étages multiples et la voirie est généralement stabilisée (routes bitumées et existence de réservations de service). En outre, les densités de charges sont élevées. De ce fait, le réseau de distribution MT du type souterrain s'impose.

En zone péri-urbaine par contre, la voirie n'est généralement pas encore stabilisée et le type d'urbanisme permet de développer un réseau MT du type aérien. En outre la densité de charge est relativement faible. Dans ce cas, le développement d'un réseau MT aérien, plus économique que le réseau souterrain, est plus adéquat.

Tensions nominales

Les tensions nominales des réseaux de distribution sont généralement déjà définies pour chaque société de distribution. Bien que pour des raisons évidentes d'exploitation, il ne soit pas souhaitable de multiplier les niveaux de tension dans le réseau de distribution, il est néanmoins intéressant de considérer les aspects suivants :

- Pour la distribution à l'intérieur des grandes agglomérations, la tension nominale de 20 kV est un bon compromis permettant de profiter, pour les parties de réseaux en souterrain, des coûts avantageux des équipements de ce niveau de tension et surtout des câbles des lignes souterraines.
- Pour l'alimentation des zones péri-urbaines et des localités rurales situées aux alentours des grandes agglomérations, une tension nominale de 33 kV conviendra généralement bien, car elle permet d'alimenter, de façon très économique, les charges relativement faibles de ces zones situées relativement loin des postes source.

Nature de l'âme des conducteurs nus et câbles isolés

Les câbles isolés en aluminium et les conducteurs nus en almélec ont un rapport "Coût/Intensité transitée" plus favorable que celui de câbles et de conducteurs nus de même capacité de transit avec une âme en cuivre.

C'est la raison pour laquelle le cuivre a été progressivement remplacé par l'aluminium pour les liaisons souterraines en câble isolé et par les conducteurs nus en almélec pour les réseaux aériens de distribution, et ce malgré sa conductivité électrique supérieure à celle de l'aluminium.

Sections des conducteurs nus et des câbles isolés

Les câbles isolés utilisés pour la distribution et le transport d'énergie ont généralement une section de 150, 240, 400 ou 630 mm² (ou supérieure).

En Europe, les câbles de 150 mm², 240 mm² ou 400 mm² en Aluminium sont largement utilisés pour la distribution MT souterraine. Les câbles de section supérieure ou égale à 630 mm² sont, quant à eux, plutôt réservés pour les réseaux de répartition et de transport.

La section de câble choisie doit être au moins égale au niveau de charge actuel et prévu des départs souterrains existants, ainsi que du niveau du courant de court-circuit triphasé calculé sur une liaison souterraine en sortie de poste source.







Les lignes aériennes qui constituent l'artère principale d'un départ MT sont généralement équipées de conducteurs en almélec d'une section de 148 mm².

Pour les dérivations alimentant des grappes de postes ou des postes avec une forte progression attendue de la charge, il est recommandé d'utiliser des conducteurs aériens en almélec d'une section de 75,5 mm².

Pour les dérivations alimentant quelques postes faiblement chargés avec une faible progression attendue de la charge, la section de 54,6 mm² peut aussi être utilisée.

Le choix des sections est naturellement à vérifier par des simulations de répartition des charges.

Postes de distribution MT/BT

Sur les réseaux de distribution, on rencontre des postes MT/BT aériens et en cabine.

Postes aériens

Les postes aériens sont généralement utilisés dans les réseaux de distribution du type aérien. Ils sont constitués d'un support, des armements d'ancrage, des chaînes d'isolateurs, des parafoudres et d'un transformateur. Ce transformateur dont la puissance est généralement limitée à 160 kVA est généralement attaché au support sous l'armement par un dispositif de fixation du type "sac à dos".

Postes en cabine

Il existe des postes en cabine préfabriqués compacts et des postes en cabine maçonnée basse.

Il existe de nombreuses configurations de postes de distribution en cabine. Il aura des fonctions différentes selon le nombre de cellules départ ligne qu'il contient.

Les postes équipés d'un transformateur MT/BT d'une cellule protection du transformateur et d'au plus 1 cellules MT départ ligne ne sont utilisables que pour les postes raccordés en dérivation.

Les postes équipés d'un transformateur MT/BT d'une cellule protection du transformateur et de 2 cellules départ ligne sont utilisables pour le branchement sur le réseau en coupure d'artère. Lorsque les postes sont équipés de plus de 2 cellules départ ligne, ils sont alors utilisables en étoilement.

Les postes équipés de 2 transformateurs MT/BT sont réservé à des cas particuliers, là où la densité de la charge est élevée ou pour les postes mixtes, c'est-à-dire des postes composé d'une partie dédiée à la distribution publique et d'une autre partie dédiée à l'alimentation d'un abonné privé.

Transformateurs de puissance

Les transformateurs de distribution sont des équipements produits en grande quantité et sont donc largement standardisés. Afin de concevoir des réseaux les plus économiques possibles, il est donc important de choisir des transformateurs qui se trouvent dans la gamme des produits fabriqués par la majorité des fabricants de réputation internationale.

Les principales caractéristiques des transformateurs de distribution sont les suivantes :

Puissance nominale;







- Type d'isolation ;
- · Pertes fer, pertes cuivre et niveau de bruit ;
- Couplage et indice horaire des enroulements ;
- Tension de court-circuit ;
- Réglage de la tension.

Puissance nominale

La définition de la gamme de puissance des transformateurs dépend essentiellement des facteurs suivants :

- Interchangeabilité des équipements
- · Pertes fer et les pertes cuivre
- Coût spécifique
- Taux de croissance de la charge

Pour un taux de croissance de la charge de l'ordre de 7% par an, le ratio idéal entre deux paliers de puissances successives se situe entre 1,5 et 1,6. Un ratio de 2 est cependant encore acceptable, sans causer de surcoûts importants.

Les transformateurs utilisés pour les postes MT/BT aérien de distribution publique du réseau ont une puissance nominale allant de 50 à 160 kVA.

Les transformateurs utilisés pour les postes MT/BT en cabine de distribution publique ont généralement une puissance nominale allant de 250 à 630 kVA.

Cependant, dans certains cas particuliers, l'utilisation de transformateur d'une puissance de 1.000 kVA peut être envisagée.

Type d'isolation

Pour les transformateurs de distribution, il existe deux types d'isolation des enroulements. L'isolation par résine Epoxy et l'isolation par immersion dans l'huile. Les transformateurs dont l'isolation est en résine Epoxy sont aussi dénommés "transformateurs sec" alors que les autres sont dénommés "transformateurs hermétique immergés".

Les transformateurs secs assurent une meilleure sécurité d'exploitation surtout envers les tiers. Mais compte tenu de leur prix d'achat nettement supérieur aux transformateurs immergés, ils ne sont généralement utilisés que dans les lieux exposés, comme les industries et les immeubles à étages.

Pertes fer et pertes cuivre et niveau de bruit

Les valeurs maximales admissibles des pertes et du niveau de bruit sont spécifiées par les normes, par exemple la Norme Européenne EN 50424-1 - Edition 2007. Il existe toutefois un choix à effectuer sur la classe des pertes et du niveau de bruit.

Le niveau du prix élevé de l'énergie et son augmentation constante d'une part et la nécessité de limiter les émissions de CO₂ d'autre part, conduit à privilégier des installations électriques dont le rendement énergétique est le plus élevé possible. Les transformateurs qui satisfont cette contrainte sont communément dénommés par les fabricants "Transformateurs à pertes réduites" et "à hautes performances".







Le calcul du coût total actualisé intégrant la capitalisation des pertes sur la durée de vie du transformateur doit être effectué pour déterminer si la mise en œuvre de transformateurs MT/BT à pertes réduites ou à haute performance est économiquement justifiée.

Couplage et indice horaire des enroulements

Pour la gamme de puissance des transformateurs retenus dans le cadre du présent projet, le couplage usuel est Dyn11. Le couplage en triangle des enroulements du primaire permet de court-circuiter les harmoniques d'ordre 3 et le couplage en étoile des enroulements du secondaire permet de créer un point neutre qui est sorti, mis à la terre et distribué sur le réseau BT.

Tension de court-circuit

Pour les puissances assignées de transformateur de distribution inférieures ou égales à 630 kVA, la tension de court-circuit du transformateur est de 4 %.

Réglage de tension

Les transformateurs de distribution standards sont équipés d'un changeur de prise hors charge permettant de régler la tension délivrée sur le réseau BT pour l'adapter à leur distance d'implantation par rapport au poste source. Ce régleur peut être muni de 3 ou de 5 prises permettant le réglage de la tension secondaire de \pm 2,5 % ou de \pm 5 % par pas de 2,5 %.

Pour permette à l'exploitant d'assurer le maintien du plan de tension quelle que soit les aléas de la topologie du réseau de distribution (souplesse d'exploitation), il est recommandé de retenir des régleurs hors charge à 5 prises.

Lignes BT

Les lignes du réseau BT sont de type aérien ou souterrain.

Les lignes BT aériennes peuvent être équipées de conducteurs nus ou d'une torsade de câbles isolée. La torsade de câble isolée, bien que plus onéreuse que les conducteurs nus, permet d'assurer une meilleure sécurité envers les tiers (électrocution), d'améliorer la qualité de service par une limitation des perturbations du milieu environnant (branches d'arbres, etc.), de faciliter les travaux de branchements (travaux réalisés sous tension) et d'identifier plus facilement les éventuels branchements illégaux.

Dans certaines zones à fortes densités de charges ou présentant des contraintes environnementales plus sévères, le développement du réseau BT pourra être réalisé en câbles souterrains. Le câble de distribution souterraine sera constitué de conducteurs de phases en aluminium.

4.10.4.5 Limites techniques d'utilisation des équipements

Pour les besoins de la vérification du comportement du réseau par des simulations de répartition des charges et de court-circuit, les critères suivants sont définis :

- Transit maximal admissible dans les liaisons en régime permanent
- Charge maximale des transformateurs
- Tenue des équipements aux courants de court-circuit







Transit maximal admissible dans les liaisons en régime permanent

Liaisons aériennes

La puissance transitée dans les conducteurs des lignes aériennes est limitée par la température maximale à laquelle les fils du conducteur sont portés en régime permanent lorsque l'équilibre thermique suite à l'échauffement par effet Joule et le rayonnement solaire et le refroidissement par convection dû au vent et rayonnement du conducteur est atteint.

<u>Liaisons souterraines</u>

La puissance transitée dans les conducteurs des lignes souterraines est limitée par la température maximale à laquelle les fils de l'âme conductrice du câble sont portés en régime permanent lorsque l'équilibre thermique entre l'échauffement par effet Joule et le refroidissement par conduction est atteint. Le refroidissement par conduction est fonction des conditions environnementales, notamment de la température et de la nature du sol, de la profondeur d'enfouissement et de la présence éventuelle d'autres câbles à proximité immédiate.

Par exemple, pour le câble de type NF C 33-226 avec âme en aluminium, les températures maximales admissibles sont les suivantes :

- 90°C en service normal (continu)
- 120 °C en surcharge de courte durée (24 h par an par fractions de trois heures maximales)
- 250 °C en cas de court-circuit polyphasé, durée maximale 5 s.

La profondeur des tranchées sera déterminée en fonction des conditions locales, cependant une profondeur minimale sous la surface du sol devra être respectée :

- 80 cm en terrain normal;
- 120 cm sous les voies de roulement.

Ces valeurs tiennent compte du fait que les câbles sont disposés sur un aménagement de fond de fouille entre deux couches de sable d'une épaisseur de 10 à 15 cm.

Charge maximale des transformateurs

En exploitation, il n'est pas rare de permettre une surcharge limitée (quelques dizaines de pourcents au-dessus de la valeur nominale) d'un transformateur pendant une durée limitée (quelques heures par an). Ce mode d'exploitation a comme inconvénient d'accélérer le vieillissement du transformateur, mais a comme avantage de postposer son remplacement d'une ou deux années. La surcharge temporaire admise dépend de la paramétrisation du système de protection du transformateur. Le vieillissement du transformateur, en cas de surcharge, dépend de l'état du transformateur en général, et de l'efficacité du système de refroidissement en particulier. En exploitation, il s'agit de définir quelle est la priorité entre ces deux effets : vieillissement accéléré ou ajournement des investissements. Dans le cadre d'une étude de faisabilité, ce genre de considérations opérationnelles est hors de propos.

En planification, il est d'usage de considérer une charge maximale des transformateurs égale à 100 % de la charge maximale admissible en régime permanent. En effet, il est préférable d'adopter une approche conservative, notamment pour tenir compte des incertitudes sur les différents paramètres de la planification, dont le plus important est la prévision de la charge.







Par conséquent, la puissance maximale admissible dans les transformateurs de distribution MT/BT est normalement limitée à 100 % de la puissance nominale définie en mode de refroidissement naturel (ONAN).

Tenue des équipements aux courants de court-circuit

Dans le cas d'un court-circuit franc, la valeur du courant subtransitoire (*Ik*") doit être égale ou inférieure au pouvoir de coupure triphasé des disjoncteurs situés sur le même circuit, en amont du court-circuit.

4.10.5 Structures des réseaux de distribution MT

Avant de procéder à l'étude du réseau de distribution, il est nécessaire de faire un choix parmi les différentes structures possible des réseaux de distribution d'électricité, en mettant en exergue les avantages et les inconvénients des variantes.

Selon le mode de raccordement des postes MT/BT au réseau de distribution MT, on distingue trois types de structure de réseaux :

- Structure en antenne ;
- Structure en double dérivation ;
- Structure en coupure d'artère.

4.10.5.1 Structure en antenne

Cette structure est aussi appelée simple dérivation.

Dans cette structure, les postes MT/BT sont alimentés par un seul poste source et par un seul chemin.

Ils ne disposent pas de ligne d'alimentation de secours. En cas de défaut sur la ligne d'alimentation, la protection amont au poste source déclenche et tous les abonnés alimentés par la ligne se retrouvent sans alimentation.

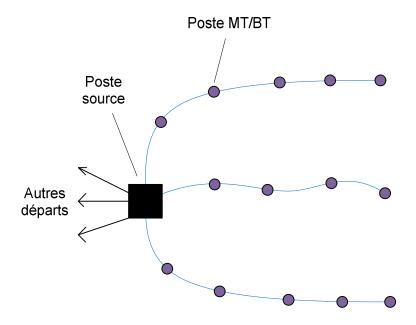
La structure d'un réseau en antenne ou simple dérivation est représentée à la figure suivante.







Figure 4-20: Structure "en antenne"



Cette structure est généralement adoptée dans les zones à faible densité de charge et est, par exemple, recommandée pour la distribution aérienne en zone rurale. Elle peut aussi être adoptée, de manière provisoire, dans des zones péri-urbaines, où la densité de charges et son accroissement resteront, à moyen terme, relativement faibles.

4.10.5.2 Structure en double dérivation

Cette structure est dérivée de la structure en antenne ou en simple dérivation.

Dans ce cas-ci, chaque poste MT/BT est connecté à une ligne d'alimentation de "travail" et à une ligne d'alimentation de "secours" par l'intermédiaire de deux interrupteurs et d'un permutateur à manque de tension autorisant le basculement automatique d'une alimentation sur la seconde, en cas de perte de tension sur la première.

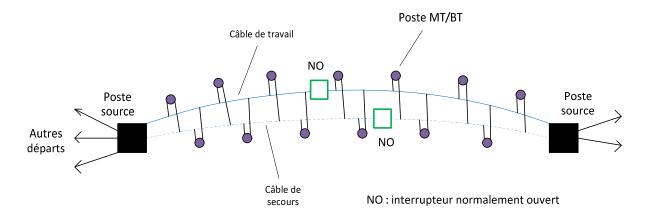
Les deux lignes d'alimentation MT peuvent être issues du même poste source ou de postes sources séparés. Le cas d'un réseau en double dérivation à deux postes sources et deux lignes d'alimentation issues du même poste source, est représenté à la figure suivante.







Figure 4-21 : Structure "en double dérivation" à deux postes sources et deux lignes d'alimentation (câble de travail et câble de secours)



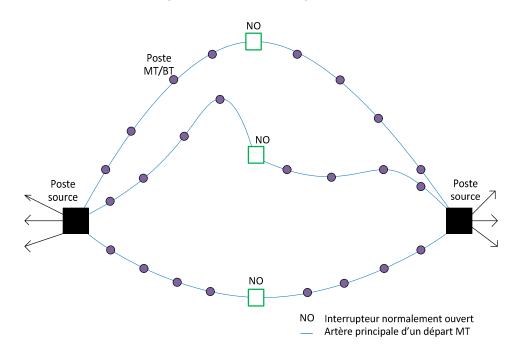
Les investissements liés à la mise en œuvre d'une telle structure sont en général très lourds. Elle ne se justifie que pour des zones à densités de charges très élevées, ou lorsque la continuité de service est un impératif absolu (alimentation d'infrastructures prioritaires).

4.10.5.3 Structure en coupure d'artère

Cette structure est aussi appelée "en boucle". Dans le cas d'un réseau "en coupure d'artère", une ligne d'alimentation part du poste source et passe successivement par les différents postes MT/BT à desservir, puis rejoint, soit le même poste source, soit un poste source différent.

La structure d'un réseau en "coupure d'artère" à deux postes sources est représentée à la figure suivante.

Figure 4-22: Structure "en coupure d'artère" à deux postes sources









En fonctionnement normal, la boucle est toujours ouverte en un endroit par un interrupteur sectionneur normalement ouvert (NO) pour ne pas avoir de mise en parallèle de deux sources d'alimentation.

Les postes de distribution alimentés en série sur le départ, et raccordés aux deux lignes d'alimentation par l'intermédiaire de deux interrupteurs (ou disjoncteurs) normalement fermés (NF).

Le jeu de barre du poste assure la continuité du départ. En cas de défaut sur un tronçon de départ, il est possible d'isoler celui-ci en ouvrant les deux interrupteurs adjacents au tronçon en défaut, et de réalimenter les portions saines du départ par la fermeture de l'interrupteur NO.

C'est la structure de réseau généralement recommandée dans des zones urbaines denses ou périurbaines, et pour des zones abritant des infrastructures dont l'alimentation en électricité doit être assurée avec une qualité de service élevée.

Elle est l'une des structures les plus utilisées en France et pour la distribution souterraine.

Le principe de la coupure d'artère peut se dériver en plusieurs variantes, dont les plus courantes sont le fuseau, l'épi, le pétale de marguerite, la grille et la maille. Chacune de ces variantes est présentée ci-dessous.

4.10.5.3.1 Le fuseau

Une artère est composée de plusieurs départs MT partant d'un même poste source et aboutissant soit à une autre source soit à un poste de répartition appelé "point de réflexion du fuseau".

Si le fuseau est appuyé sur un poste source et un point de réflexion, il peut ou non y avoir un câble de secours, selon que les départs MT assurent ou non leurs secours mutuels.

Les extrémités des départs MT sont raccordées au "point de réflexion" par des interrupteurs - sectionneurs. En régime normal, les interrupteurs-sectionneurs au point de réflexion sont tous ouverts.

En cas d'incident, les interrupteurs du câble de secours et du départ en défaut sont fermés, et le câble de secours reprend alors les charges du départ en défaut.

Un réseau "en fuseau" appuyé sur un poste source et un poste de réflexion avec un câble de secours est représenté à la figure suivante.

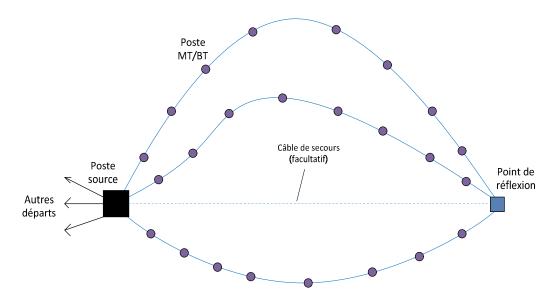
Le point de réflexion constitue tout naturellement l'emplacement d'un futur poste source HT/MT.





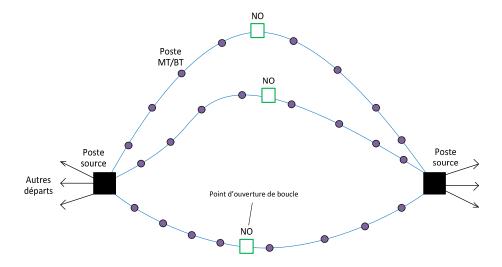


Figure 4-23 : Structure "en fuseau" à un poste source et câble de secours spécialisé



Si le fuseau est appuyé sur deux postes sources, il n'y a pas de câble de secours, puisque chaque départ MT peut être alimenté indifféremment par l'un des deux postes sources extrémité, comme représenté à la figure suivante.

Figure 4-24 : Structure de type "fuseau" à 2 postes sources et secours intégré





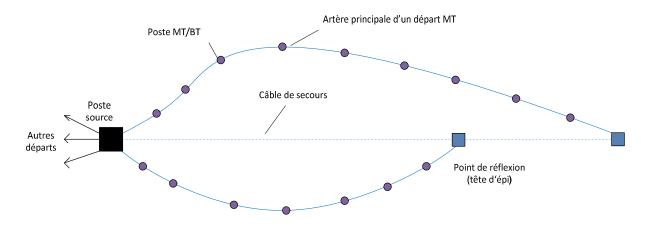


4.10.5.3.2 L'épi

La structure de réseau "en épi" est similaire à celle du "fuseau", mais a, dans ce cas de figure, plusieurs points de réflexion sur le câble de secours (appelés aussi postes de "tête d'épi"), alors que le fuseau n'en a qu'un.

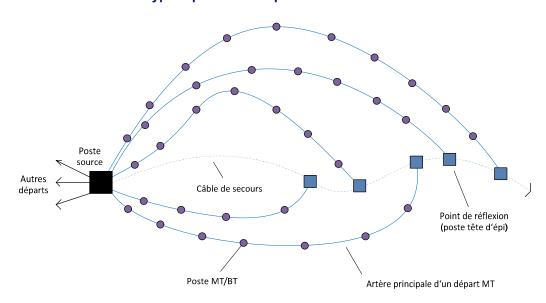
A l'étape initiale, cette sous-structure peut être composée de deux départs et d'un câble de secours comme illustré à la figure suivante.

Figure 4-25: Structure de type "épi" avec 2 départs MT et un câble de secours



Cette structure de réseau a comme avantage qu'elle peut facilement être étendue, contrairement à celle du fuseau. Au fil de l'extension du réseau, on peut avoir jusqu'à six départs MT partageant le même câble de secours, comme représenté à la figure suivante.

Figure 4-26: Structure de type "épi" avec 5 départs MT et un câble de secours







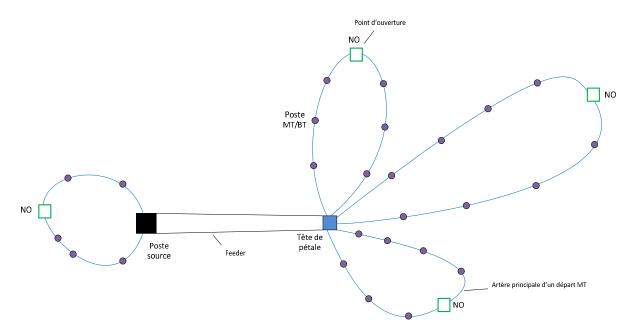


4.10.5.3.3 Le pétale de marguerite

D'un poste appelé "tête de pétales" partent les départs par paires pour se rejoindre en des "points d'ouverture" (sectionneurs ouverts en configuration normale) comme illustré à la figure suivante.

Cette structure est par exemple justifiée lorsque la charge se trouve excentrée par rapport à la source HT/MT. Dans le cas général, il est difficile de justifier la réalisation de postes de répartition comme les postes "Tête de pétales".

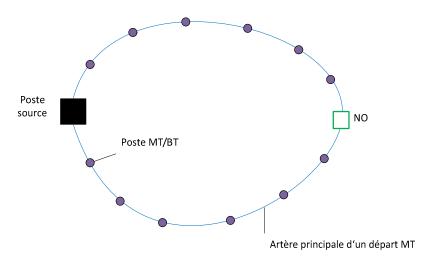
Figure 4-27 : Structure de type "pétale de marguerite"



La maille

A l'état initial, le réseau maillé peut n'être composé que d'une seule grande boucle comme illustré par la figure suivante.

Figure 4-28: Structure de type "maille" à une boucle



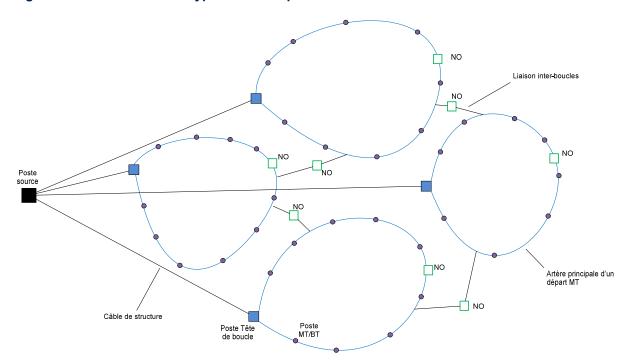






A l'état final, la grande boucle initiale est éclatée, en récupérant les tronçons extérieurs et en les complétant par des tronçons additionnels pour former plusieurs boucles de plus petites dimensions, en créant des postes d'étoilement appelés "tête de boucle" sur chaque boucle et en les alimentant par des tronçons de lignes "de structure" de section adéquate. Des liaisons inter-boucles permettent le report d'une boucle sur une autre en cas de perte d'un câble de structure.

Figure 4-29: Structure de type "maille" à plusieurs boucles



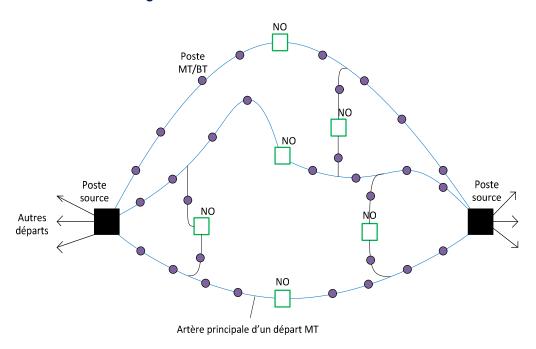




La grille

Cette sous-structure est composée de tronçons radiaux en partant du poste source et de tronçons transversaux reliant les tronçons radiaux pour former des mailles supplémentaires. Dans cette configuration, chaque poste MT/BT peut être alimenté par plus de 2 chemins.

Figure 4-30: Structure "en grille"



4.10.5.4 Mode opératoire d'un réseau de distribution MT

L'exploitation en boucle fermée des réseaux de distribution MT conçu selon une structure en grille a fait l'objet d'études⁷⁴. Ce mode opératoire a comme avantage de réduire les pertes et d'améliorer le plan de tension global. Il présente cependant comme inconvénients majeurs de rendre très compliqué la mise en œuvre du plan de protection et de soumettre ce type de réseau à de sollicitations plus rudes du fait du niveau plus élevé des courants de court-circuit. C'est la raison pour laquelle, la plupart des réseaux conçus en coupure d'artère sont exploités en boucle ouverte.

[&]quot;Utilizing the ring operation mode of Medium Voltage Distribution Feeders", 17th International Conference on Electricity Distribution Barcelona, 12-15 May 2003.







4.10.5.5 Comparaison des différentes structures de réseaux de distribution MT urbains

Les avantages et les inconvénients des différentes structures de réseaux de distribution MT urbains sont résumés au tableau suivant.

Tableau 4-20 : Avantages et inconvénients des structures de réseaux de distribution MT urbains

Structure	Avantages	Inconvénients
Antenne	 Faible coût d'investissement Exploitation simple (plan de protection simple, localisation de défaut rapide); adapté pour les zones à faibles densités de charge (zone périurbaine); Coefficient d'utilisation de 100 % en marche normale. 	 Pas de secours possible. Pas d'évolution possible en fonction de la charge Exploitation à distance très limitée
Double dérivation	 Bonne qualité de service pour les zones à fortes densités de charge (>4 MW/km²) ou lorsqu'une continuité de service doit être assurée (ex: hôpital). Bonne flexibilité d'exploitation (maintenance des jeux de barres au poste source); Possibilité d'exploitation à distance. 	 Coût d'investissement élevé (longueur de lignes double et double jeu de barres au poste source); Pas adaptés pour des réseaux exploités manuellement du fait du nombre élevé d'opérations nécessaires en cas de basculement entre lignes d'alimentation; Pas adapté pour l'extension des réseaux déjà structurés en coupure d'artère. Coefficient d'utilisation maximal de 50 % en marche normale.
Coupure d'artère	 Bonne qualité de service pour les zones à fortes densités de charge (>4 MW/km²) ou lorsqu'une continuité de service doit être assurée (ex: hôpital); Bonne flexibilité d'exploitation (maintenance des jeux de barres au poste source); Possibilité d'exploitation à distance; Un peu moins coûteux que la double dérivation. 	 Nécessité de poser un câble de secours pour les structures en fuseau à secours non intégré et en épi. Coefficient d'utilisation maximal de 50 % en marche normale pour les structures à secours intégré.







Les avantages et inconvénients de chaque variante de la structure de réseau MT en coupure d'artère sont résumés au tableau suivant.

Tableau 4-21 : Comparaison des variantes de la structure en coupure d'artère

Structure	Avantages	Inconvénients
Fuseau à 1 seul poste source	 Bien adapté aux zones à fortes densités de charges; Facile à l'exploitation; Permet d'évoluer facilement à la structure en fuseau à 2 postes sources lorsque l'emplacement du point de réflexion est correctement choisi. 	source en cas de défaut ; Un câble de travail doit toujours être tiré depuis le poste source jusqu'au poste
Fuseau à 2 postes sources	 Bien adapté aux zones à fortes densités de charges; Permet d'avoir un secours de chaque ligne, même en cas de source à puissance non garantie, par exemple dans le cas des postes sources ne disposant que d'un seul transformateur; Structure simple et exploitation facile. 	jours être tiré depuis le poste source jusqu'à un autre départ, indépendam- ment de la répartition réelle
Epi	 Bien adapté aux zones à fortes densités de charges; Bon facteur de capacité; Permet de pallier des défauts simultanés sur 2 départs; Peut facilement être étendue pour suivre l'extension des charges; s'intègre bien sur des réseaux existants et présente une grande souplesse de pose progressive des câbles en fonction de la répartition réelle des charges; Dans certains cas, la voirie permet de rassembler différents câbles sans surcoût (ponts, passages obligés); Possibilité d'évolution vers une structure en fuseau; Plus économique que la structure en fuseau. 	source en cas de défaut ; Nécessite la pose d'un câble de secours







Structure	Avantages	Inconvénients		
Pétale de marguerite	Structure simple et pratique lorsque les charges sont excentrées par rapport au poste source HT/MT.	S'adapte difficilement à l'évolution des charges, car les implantations des postes en tête de boucle ne sont généralement pas adaptées à l'installation ultérieure de postes sources.		
Maille	 Flexible et fiable ; S'applique aux zones à forte densité de charges 	Coût d'investissement élevé		
Grille	 Flexible et fiable; S'applique aux zones à forte densité de charges; Meilleur profil de tension, pertes électriques réduites et câbles de plus faibles sections si fonctionnement "en boucle fermée" avec fermeture des interrupteurs normalement ouverts. 	ficile à mettre en œuvre • Augmentation des courants de court-circuit en cas de		

La comparaison des structures sur la base de leurs avantages et inconvénients faite ci-dessus montre il n'y a pas une structure qui permet de satisfaire toutes les contraintes, mais qu'il s'agit plutôt de retenir une combinaison de plusieurs structures, de manière à profiter des avantages de chacune d'entre elles, en fonction des contraintes particulières de chacune des zones dans lesquelles les réseaux doivent être développés.

4.10.6 Structures des réseaux de distribution BT

4.10.6.1 Structure arborescente

C'est la structure qui est, de loin, la plus répandue dans le monde.

Le système de protection d'un départ BT arborescent est relativement simple : fusible de départ ou disjoncteur BT au poste MT/BT.

Cette structure de réseau présente une exploitation très simple, du moins en cas d'absence de boîtes de coupure, les manœuvres étant très réduites.

4.10.6.2 Structure en boucle ouverte

Cette structure consiste à insérer des points de bouclage entre deux départs (par boîtes de coupure ou dans les postes) ouverts en fonctionnement normal. Les départs peuvent provenir d'un même poste MT/BT ou de deux postes MT/BT différents.







Sur les réseaux BT aériens, le temps de manœuvre pour reconfigurer le réseau est du même ordre de grandeur que le temps de réparation. Par conséquent, une structure en boucle ouverte ne se justifie que sur des réseaux BT souterrains.

4.10.6.3 Structure maillée

Dans cette structure, l'ensemble du réseau BT est interconnecté par l'intermédiaire de fusibles de calibre adapté qui permettent, en cas d'incident, un déclenchement sélectif et une mise hors tension de la branche en défaut et une réalimentation des charges par un autre circuit.

En raison de son coût élevé, cette structure n'est envisageable que dans le cas de certaines grandes métropoles, où un très haut degré de qualité de service est exigé.

4.10.7 Etude d'écoulement de puissance

L'analyse du réseau MT de distribution doit être réalisée à l'aide d'un logiciel adéquat tel que Power Factory, NEPLAN ou autre.

Les simulations seront effectuées à l'année de mise en service des projets et ensuite au moins tous les 5 ans, jusqu'à atteindre la limite de transport d'énergie par le réseau de distribution ou l'horizon de l'étude.

Pour chaque scénario et pour chaque année de simulation, une étude détaillée d'écoulement des charges doit être effectuée à la pointe de la demande et à la faible charge. Les résultats principaux de chaque simulation sont généralement présentés sur un schéma unifilaire de format A3, facile à interpréter grâce à l'usage efficace des couleurs, des épaisseurs de traits, d'éventuels commentaires, et bien entendu avec une légende complète. Les résultats détaillés sont présentés dans des tableaux (à l'aide d'un tableur comme par exemple MS Excel).

Les résultats sont au minimum :

- le transit de puissances actives et réactives sur les lignes et les transformateurs de puissance ainsi que leur niveau de charge (% de la capacité) ;
- les pertes sur les lignes et dans les transformateurs de puissance ;
- les chutes de tension aux différents nœuds et postes du réseau.

Les résultats sont généralement présentés de manière organisée selon une classification permettant une identification rapide des contraintes apparaissant sur le réseau.

4.10.7.1 Extension des réseaux électriques

Les calculs de réseaux auront pour objectif de mettre en évidence :

- Les éléments qui présentent des chutes de tension importantes (actuellement et dans le futur en tenant compte du développement de la charge, développement intensif correspondant à la croissance de la charge existante, développement extensif correspondant à l'apparition de nouvelles charges comme l'électrification de nouveaux quartiers;
- Les éléments qui présentent des surcharges importantes (lignes MT alimentant les différents







postes de distribution de zone de planification, postes sources, etc.

Une première simulation est faite pour mettre en évidence les éléments du réseau qui dans la configuration actuelle du réseau et dans le niveau actuel de charges présentent des problèmes.

Cette simulation permet au planificateur d'identifier des variantes de restructurations de réseaux de manière à éliminer ces contraintes actuelles :

- Les chutes de tension trop importantes ;
- Les pertes en puissances sur le réseau qui conditionnement les pertes en énergie compte tenu de la courbe de charge journalière ;
- Les surcharges des lignes MT alimentant les différents postes de distribution ;
- Les surcharges des différents postes ;

Ces premières propositions, qui doivent en outre conduire à une meilleure souplesse d'exploitation du système, conduiront à une nouvelle structure du réseau qui sera soumise à l'évolution de la charge de manière à vérifier qu'elle supporte cette évolution tout en respectant les critères de planifications retenus.

Ces simulations tiendront compte :

- D'un développement harmonieux et cohérent du réseau ;
- De l'alimentation des nouvelles cités de construction ;
- Du mode de répartition de l'énergie en provenance des postes sources.

4.10.8 Comparaison technico-économique

Un réseau est dit optimal s'il conduit, sur une longue période, à des coûts globaux actualisés minimaux.

Il s'agit ainsi de comparer des stratégies entre elles, stratégies qui répondent aux mêmes objectifs et critères techniques ou environnementaux.

Les stratégies pourront différer enter termes de type de conducteurs, tracé de circuits, nombre et longueurs de départs, nombre de postes source, etc.

En résultats les coûts d'investissements varieront d'une stratégie à l'autre, les coûts de maintenance correspondants, les coûts des pertes. Ces paramètres interviennent dans l'analyse financière. Pour l'analyse économique, les coûts sociétaux de l'énergie non distribuée sont également pris en compte car ils peuvent différer d'une stratégie à l'autre.

Les indicateurs économiques classiques peuvent alors être établis sur base de feuille de calcul : Valeur Présente Nette, Taux de Rendement Interne, Temps de Retour Simple, Ratio Bénéfice/Coût.

Il est quelque fois pertinent, voire nécessaire de définir un scénario de référence, souvent appelée scénario « Laisser Faire ». Lorsque l'énergie non distribuée est calculable, ce scénario peut être celui du « zéro-investissement », lequel conduit très vite (en quelques années) à une énergie non distribuée très élevée, laquelle justifie amplement les investissements consentis. La comparaison technico-économique conduira à identifier la stratégie qui conduit aux meilleurs indicateurs économiques.







Enfin, la comparaison technico-économique est souvent assortie d'une analyse de sensibilité pour analyser la robustesse des conclusions à des variations sur certaines hypothèses telle que le niveau de demande future, le coût des équipements, le coût de l'énergie non-distribuée ou le taux d'actualisation.

Cette analyse de sensibilité conduit alors à la conclusion et la recommandation de la stratégie la plus pertinente. Notons que certaines stratégies peuvent inclure des approches « smart-grid », des actions de Maîtrise de la Demande d'Electricité ou des actions de Gestion de la Charge, voire encore la promotion de production décentralisée, par exemple sur base de panneaux photovoltaïques.







4.11 Point de vue des sociétés de distribution

4.11.1 Difficultés rencontrées

Bénin

La SBEE indique dans son document « Réduction des pertes sur le réseau de distribution SBEE - Bilan énerg. et conduite projet, 2011 » (p.37) les points suivants.

Au cours de cette première année d'existence et de fonctionnement de la Cellule Réduction des Pertes, nombreuses ont été les difficultés auxquelles nous avons été confrontés et sans lesquelles nous aurions pu mieux faire.

Elles se résument comme suit :

- L'insuffisance de compteurs étalons pour les contrôles
- Un seul compteur étalon est fonctionnel et doit être utilisé sur toute l'étendue du territoire national
- Le manque de moyens de déplacement propres à la Cellule pour les interventions rapides suite à des dénonciations de fraudes faites par les indicateurs
- L'inexistence d'outillage (appareils de mesure et d'analyse de réseau, manque de logiciel de gestion et de calcul de réseau etc.) pour les actions de réduction des pertes techniques
- Le manque de statistiques fiables des caractéristiques du réseau dans les régions
- La non-effectivité de la mise en place des sections régionales de réduction des pertes d'énergie
- La lenteur observée au niveau de certaines directions régionales pour la fourniture des renseignements demandés par la cellule
- Le manque de politique adéquate de recouvrement des montants de rappel de consommation par les Directions Régionales

4.11.2 Recommandations

Des recommandations ont été émises par les études dédiées à la réduction des pertes, études effectuées dans quatre pays que sont : le Bénin (SBEE), la Côte d'Ivoire (CIE), le Ghana (ECG) et le Sénégal (SENELEC).

Bénin

(extrait de «Réduction des pertes sur le réseau de distribution SBEE - Bilan énerg. et conduite projet, 2011)

Une bonne gestion des pertes techniques commence par la maîtrise des techniques de calcul de ces pertes.

On peut ainsi se baser sur le schéma de localisation des pertes techniques pour évaluer ces pertes : il faut donc cibler les lignes et les équipements présents sur le réseau.

 Reconfiguration du réseau MT
 Effectuer des transferts de charge sur des transformateurs et réseaux voisins, moins longs et moins chargés







- Correction des déséquilibres de charge entre phases
 Effectuer des transferts de charge sur des phases voisines, moins chargées, de façon à équilibrer les charges entre phases.
- c. Compensation de la charge réactive

On retrouve un fait connu des spécialistes : l'accroissement du facteur de puissance augmente le rendement des récepteurs, des générateurs, des lignes. (...)
Remarque

- La société distributrice de l'énergie électrique pénalise les abonnés HTA pour mauvais facteur de puissance (le facteur de puissance autorisé est cos phi : 0.95)
- L'abonné doit installer une batterie de condensateurs aux bornes de ses installations
- d. Révision des normes et critères de planification La SBEE recommande également une révision des normes appliquées en planification (standardisation des conducteurs et des transformateurs), ainsi qu'une révision de critères de planification pour qu'ils incluent la dimension « coût des pertes » dans l'élaboration de stratégies (variantes), leur comparaison, et enfin l'approbation d'un plans d'investissement.

Côte d'Ivoire

La Côte d'Ivoire dispose d'un grand centre de formation à Bingerville, et à ce titre, la recommandation de base consiste à créer le savoir-faire par l'appel à des formations régulières et adaptées à la fonction de chaque agent, notamment en ce qui concerne la réduction des pertes.

Ghana

(selon Report on the estimation of Technical Losses in ECG-Final V1 p.107)

Les recommandations suivantes sont proposées par ECG :

Plus d'investissements devraient être alloués au réseau 11 kV et au réseau Basse Tension dans tous les districts d'exploitation de ECG. Cette proposition est basée sur le fait que ces réseaux représentent 72% des pertes techniques estimées de ECG, lesquelles sont estimées à 10.55%.

Ainsi, dans chaque district, les départs 11 kV avec des pertes techniques supérieures au seuil utilisé par la Banque Mondiale devraient être étudiés en détail, et des solutions appropriées devraient être appliquées pour réduire les pertes techniques. De plus, les réseaux BT de tous les districts devraient être réhabilités en urgence.

Il faudrait introduire des petits transformateurs de distribution sur les réseaux 11 kV et 33 kV là où les transformateurs sont chargés à plus de 70%. Cela pourra assurer l'obtention de niveaux de pertes de transformation inférieures au standard international de 0,68%.

La division « System Planning » de la Direction de l'Ingénierie de ECG doit être mieux dotée en termes d'ingénieurs, planificateurs et de logistique. Cela permettra à cette division de mener plusieurs types d'études, et d'en assurer la mise à jour régulière.

Sénégal

(extrait de Master's Thesis Maxime Guymard Senelec, § 5.5 Recommendations)

Trois recommandations principales sont faites suite à l'étude des pertes sur le réseau SENELEC :







- 1. Les courants de déséquilibre qui circulent dans le conducteur de neutre ne sont pas du tout nuls. Les déséquilibres de phase sont importants (appendice VI). Cela est dû au fait que lorsque les agents de la direction commerciale raccordent un nouveau consommateur sur le réseau, il n'y a pas de mesure faite pour le raccorder sur le conducteur supportant la plus faible charge. Les agents de la direction de la distribution en observent les effets lors de la campagne de mesure d'octobre, mais rien n'est fait par la Direction Commerciale pour changer cet état de fait. La Direction Commerciale et la Direction de la Distribution devraient collaborer pour résoudre ce problème.
- Des compteurs devraient être placés aux transformateurs de distribution afin de savoir combien d'énergie va dans chaque zone basse tension. Cela améliorera la connaissance de la société de distribution quant aux pertes en basse tension.
- 3. Le réseau BT devrait être cartographié et mis à jour chaque fois qu'une modification est apportée.





5. Actions de réduction des pertes non-techniques

Ce chapitre présente les actions qui sont d'importance pour toutes les sociétés de distribution d'électricité dans la lutte contre les pertes non-techniques. Lorsque que cela a été possible, une estimation de la rentabilité des actions a été mentionnée.

Pour quelques sociétés de distribution, des problèmes particuliers sont aussi à résoudre. Il s'agit de l'installation des compteurs chez les abonnés d'EDG et d'AEDC et le remplacement du logiciel SE-CURE chez EAGB.

A la fin de ce chapitre, le Consultant propose la mise en place d'une structure appelé Club Réduction des Pertes de Distribution (Club RPD) qui a pour objectif l'échange d'expérience et la formations sur les sujets liés aux pertes non-techniques. Toutes les sociétés pourraient profiter de cette structure. Au début, un appui financier par les bailleurs de fonds est considéré nécessaire. Cet appui permet de démarrer le processus.

5.1 Aperçu des actions à réaliser

La réduction des pertes non-techniques est une tâche complexe dont le succès est lié à plusieurs conditions qui, à leur tour, nécessitent des actions pour être effectives. Les conditions / actions peuvent être classées comme suit :

- Connaissance de la clientèle ; Les visites des sociétés de distribution ont indiqué que la base de données de la clientèle présente souvent des faiblesses importantes. Elle ne contient notamment pas tous les clients. Les consommateurs qui ne figurent pas dans la base de données ne sont pas seulement les individus qui se sont connectés illégalement au réseau. Il arrive que des abonnés qui se sont enregistrés régulièrement ne se trouvent pas dans la base de données. Une autre faiblesse consiste à ce que des clients qui ont résilié leur abonnement ne sont pas effacés de la base de données. Il est évident qu'une base de données qui ne reflète pas la situation réelle de la clientèle crée des erreurs dans le calcul des pertes. Le recensement de la clientèle est l'action qui permet de corriger cette faiblesse. Il est recommandé que le recensement comprenne l'enregistrement des coordonnées géographiques des clients ainsi que la collecte de toutes les données dont la société de distribution a besoin pour rattacher chaque client à son poste de départ MT/BT. Les points de consommation tels que les luminaires d'éclairage public devraient aussi faire partie du recensement.
- Capacité d'identifier les zones où les pertes totales sont plus élevées par rapport à ce qui est acceptable comme pertes techniques « normales » ; Il est évident que ces zones doivent être de taille réduite afin que les inspecteurs chargés de la détection des pertes anormales puissent réaliser leur tâche de manière efficace. Savoir que dans une ville, les pertes sont anormalement élevées aide peu. Par contre, savoir que les pertes sont anormalement élevées dans une zone desservie par un départ BT, zone qui typiquement alimente entre 50 et 150 abonnés, permet d'identifier la cause des pertes par une inspection ciblée du réseau et des abonnés dans ladite zone.
- Contrôle des clients; Cela nécessite des équipes de contrôle qui sont bien formées dans les méthodes utilisées par les fraudeurs et les méthodes de détection, qu'elles disposent des outils appropriés pour détecter des actes frauduleux et des anomalies et qu'elles ont les moyens de trans-







port pour visiter les clients. Il est évident que le nombre de contrôleurs doit être suffisant pour que le contrôle soit efficace.

- Rendre la fraude difficile. La sécurisation des systèmes de comptage, l'installation des compteurs de type split et l'installation des compteurs communicants sont des mesures à cette fin.
- Remplacement des compteurs défectueux. Quelques sociétés considèrent les compteurs défectueux une source importante de leurs pertes non-techniques. Les compteurs à prépaiement qui n'enregistrent pas la consommation si la tension est inférieure à un certain niveau peuvent également être classés comme des compteurs défectueux⁷⁵.
- Mesures d'accompagnement ; Les mesures comprennent :
 - La création au niveau national d'une culture qui ne tolère pas la fraude.
 - L'engagement du management des sociétés de distribution dans la lutte contre les pertes techniques.
 - La réalisation de campagnes de sensibilisation.
 - La pénalisation des fraudeurs et l'application stricte des sanctions pour les agents qui se rendent complices d'actes frauduleux.

En réalité, l'importance des actions varie d'une société à l'autre. Mais une seule action n'est jamais suffisante pour éliminer les pertes non-techniques. Il est souvent nécessaire de procéder simultanément à plusieurs actions.

5.2 Commentaires sur le calcul de la rentabilité des actions

Les paragraphes suivants présentent une description détaillée des actions. Lorsque cela est possible, une estimation des coûts des actions et de la rentabilité financière de celle-ci est donnée. La rentabilité est estimée à partir du prix moyen par kWh hors taxes. La tarification est dans tous les pays tel que les prix moyens sont inférieurs aux coûts de revient de l'énergie. La rentabilité serait donc plus élevée si la tarification couvrait les coûts d'approvisionnement en électricité, c'est-à-dire les coûts de production, de transport et de distribution ainsi que les frais généraux de la société de distribution.

Comme expliqué plus haut, les actions de réduction des pertes non-techniques ne permettent pas le calcul de leur rentabilité, comme cela est fait pour des actions de réduction des pertes techniques.

C'est pourquoi dans la présente étude, seul le seuil de réduction des pertes non-techniques qu'une action devrait atteindre pour être rentable est calculé, et cela, pour autant que les coûts de l'action puissent être estimés. On verra que cela n'est pas toujours possible pour toutes les actions recommandées. Si les coûts sont connus, le calcul de la rentabilité peut se faire comme suit.

Supposons que les investissements se réalisent à l'année t = 0 et que les bénéfices se réalisent à partir de l'année t = 1. Soit un horizon du calcul des bénéfices de 5 années t = 5. C'est une hypothèse très conservatrice parce que la société profite aussi des actions les années suivantes (t = 6, 7, 8, .).

Un article sur le secteur de l'énergie au Zimbabwe mentionne que les compteurs à prépaiement possèdent une fonction de d'activation du comptage lorsque les chutes de tension sont élevées (heures de pointe de la charge). Cette désactivation est utilisée afin de ne pas pénaliser les clients. L'article ne mentionne cependant pas si les compteurs continuent à enregistrer les consommations lorsque les chutes de tension sont élevées mais que la fonction de désactivation n'est pas utilisée. Source: Tawanda Zinyama, Joseph Tinarwo. How do Institutions Get Back To Life after a Crisis? The Case of Zimbabwe Electricity Supply Holdings. May 2015, Page 61







Supposons de plus que les bénéfices soient constants chaque année.

La somme des bénéfices actualisés est égale dans ce cas à :

$$\frac{Y}{(1+r)} + \frac{Y}{(1+r)^2} + \frac{Y}{(1+r)^3} + \frac{Y}{(1+r)^4} + \frac{Y}{(1+r)^5}$$

où r représente le taux d'actualisation. Pour les sociétés de distribution, la valeur de r devrait refléter le coût moyen pondéré du capital. Ce coût est notamment une fonction des sources de financement (crédits, subventions, fonds propres) et des conditions de financement de ces sources (taux d'intérêt des crédits, rendement souhaité sur fonds propres). Vue la situation financière des sociétés de distribution, les sociétés ont normalement besoin de subventions ou de crédits pour financer des actions.

Le présent rapport calcule avec des taux d'actualisation de 6% et de 12%. Le taux de 6% suppose que la plus grande partie des coûts soit financée par des subventions ou des crédits des bailleurs de fonds. Le taux de 12% reflète la situation où la plus grande partie est financée par un crédit bancaire.

La formule en haut est égale à :

Y * k

avec

$$k = (1+r) * \frac{(1+r)^6 - 1}{(1+r)^6 * r} - 1$$

Soit P le symbole pour les pertes monétaires non-techniques dans l'année t=0. Si les bénéfices annuels sont un (faible) pourcentage de P, il suit que $Y=\beta*P$ où β désigne le pourcentage que les pertes monétaires diminuent chaque année grâce à l'action considérée. Pour que les bénéfices réalisés dans les cinq ans après l'action dépassent les coûts dans le calcul des valeurs actualisées, il faut que

$$\beta * P * k > X$$

où X représente les coûts de l'action qui se réalisent à l'année t=0.

5.3 Recensement de la clientèle

Le recensement vise à obtenir une base de données de la clientèle qui reflète la situation réelle. Après le recensement, la base de données contient tous les clients actifs avec leur catégorie tarifaire correcte et ne contient plus de clients qui ont résilié leur contrat.

Le recensement est essentiellement un exercice de contrôle. Tous les clients enregistrés sont visités.

Souvent, l'inspection du raccordement et du compteur font partie des tâches des enquêteurs.

Les visites permettent de détecter les actes frauduleux, notamment les branchements illégaux. A Abuja, un projet pilote de recensement a porté sur une zone dans laquelle se trouvent environ 3.600 clients enregistrés. Le recensement a permis de constater l'existence de plus de 4.300 clients.







Des branchements clandestins, des compteurs non facturés et plusieurs anomalies (prises de terre coupés, isolateurs cassés, armements tordus, etc.) ont été détectés durant le recensement des zones de Bamako. Pour détecter la manipulation des compteurs il faut cependant que des contrôleurs fassent partie de l'équipe qui réalise le recensement, ce qui n'est pas toujours le cas. Les visites de terrain sont faites par des prestataires qui reçoivent un peu de formation, mais cette formation ne suffit pas pour détecter les manipulations sur les compteurs.

Il est souvent rapporté que le plus grand bénéfice du recensement est la remise des abonnés dans la classe tarifaire correcte. Les visites des abonnés permettent de constater que, bien souvent, la puissance utilisée par des abonnés dépasse la puissance souscrite. Dans ce cas, ces abonnés sont alors remis dans une classe tarifaire dans laquelle le tarif est plus élevé. Le montant additionnel que la société obtient après la reclassification est souvent élevé. Certaines sociétés de distribution considèrent les pertes dues à la mauvaise classification comme des pertes non-techniques. Cela n'est pas correct. Les pertes non-techniques reflètent la consommation qui n'entre pas dans le calcul de la consommation totale. Si un client n'est pas dans la bonne classe tarifaire, il est cependant facturé et sa consommation entre dans le calcul de la consommation totale, ce qui ne constitue donc pas une perte nontechnique.

La NIGELEC a déjà réalisé le recensement de Niamey, ECG le recensement d'Accra Ouest, AEDC réalisé un projet pilote qui a couvert une zone d'Abuja et le recensement est en cours à la NAWEC, chez EDM-SA et dans trois d'autres régions d'ECG. D'autres sociétés ont mentionné que le recensement de leur clientèle est parmi les projets prévus d'être bientôt réalisé. Aucune société n'a communiqué les coûts des recensements réalisés ou l'estimation des coûts des projets de recensement. Le peu d'information reçue sur les coûts de recensement ou sur les actions similaires indiquent que les coûts sont de l'ordre de 4 Euros par client. Cette estimation est basée sur les informations reçues d'ECG et d'IBEDC (Ibadan, Nigéria). Les calculs réalisés dans la présente étude considèrent un coût pour le recensement de 4 à 6 € par abonné visité.

Le tableau ci-dessous montre la réduction des pertes non-techniques qui est nécessaire pour que le recensement soit rentable. Les résultats sont présentés en fonction du coût du recensement (coût par abonné) et du taux d'actualisation. Le calcul des bénéfices suppose que le recensement réduise les pertes non-techniques. Comme mentionné en haut, le recensement produit normalement aussi d'autres bénéfices. Le calcul des bénéfices se limite aux cinq années qui suivent l'exécution du recensement. Dans la réalité, il y a déjà des bénéfices après l'horizon de calcul, c'est-à-dire après la cinquième année qui suit l'année du recensement, et peut-être déjà dans l'année du recensement.

Les résultats montrent qu'une faible réduction des pertes non-techniques suffit pour rentabiliser le recensement. Une réduction comprise entre 1,0% et 4,0% du montant des pertes non-techniques par abonné en 2015 suffit normalement⁷⁶. Les exceptions sont la NIGELEC et la SONABEL. La réduction doit être plus élevée dans ces sociétés parce que leurs pertes par abonné sont nettement plus faibles par rapport aux autres sociétés. EDG et EAGB nécessitent la plus faible réduction parce que le montant de leurs pertes par abonné est le plus élevé.

La conclusion tirée de ces résultats est que les recensements ne sont pas seulement nécessaires pour avoir une base de données qui reflète la situation réelle de la clientèle mais probablement aussi rentable dans le sens que les revenus additionnels grâce à la réduction des pertes NT recouvrent plus que les coûts du recensement.

Dans la réalité, il ne sera pas possible de vérifier si le recensement a réduit le montant des pertes NT par abonné de X%. Cela pour la raison que beaucoup d'autres facteurs ont une influence sur l'évolution des pertes NT en énergie. Le prix moyen change normalement aussi à cause de l'augmentation des tarifs. Cet impact peut être éliminé en faisant le calcul avec le prix moyen de l'année de base. Mais faire abstraction des impacts d'autres facteurs est pratiquement impossible.







Tableau 5-1: Réduction des pertes non-techniques pour que le recensement soit rentable (réduction en % des pertes monétaires par abonné en 2015)

Société	Pertes NT en	Clients fin	r = 6%		r = 12%	
	2015	2015	Coûts	Coûts	Coûts	Coûts
	(€/client)	(1000)	4 €/client	6 €/client	4 €/client	6 €/client
SENELEC	61	1150	2.0%	2,5%	2,0%	3.0%
EDM-SA	58	360	2,0%	2,5%	2,0%	3,0%
CIE	43	1450	2,5%	3,5%	3,0%	4,0%
SONABEL	18	550	5,5%	8,0%	6,5%	9,5%
SBEE	39	535	2,5%	4,0%	3,0%	4,5%
NIGELEC	21	280	4,5%	7,0%	5.5%	8,0%
EDG	95	220	1.0%	1,5%	1,5%	2,0%
EAGB	102	40	1,0%	1,5%	1,5%	2,0%
NAWEC	46	150	2,5%	3,5%	2,5%	4,0%
ECG	50	3060	2,0%	3,0%	2,5%	3,5%
AEDC	40	1200	2,5%	4,0%	3,0%	4,5%

Commentaires:

- Pertes NT par client en 2015 : Division de l'estimation des pertes NT monétaires en 2015 par le nombre d'abonnés en 2015. Voir le Tableau 3-5 : Estimation des pertes non-techniques et des pertes monétaires qui en résultent, dans le paragraphe 3.5.2 pour la valeur des pertes monétaires.
- Clients totaux à la fin de 2015 : Données reçues des sociétés (données arrondies).
- Exemple: Si la valeur des pertes non-techniques monétaires était en 2015 de 50 Euro par abonné, une réduction de 2% signifie que la société gagne en moyenne 1 Euro par abonné par an. Dans cinq ans, elle gagne donc 5 Euros par abonné. Dans le calcul avec le taux d'actualisation de 6% (12%), cela se traduit en 4,21 Euros (3,60 Euros). Si le coût de l'action est de 4 Euros par client et le taux d'actualisation de 6%, l'action est donc rentable dans cinq ans. Si le taux d'actualisation est de 12%, l'action n'est pas encore rentable dans cinq ans. Il faudrait attendre une année de plus. (La somme des valeurs actualisée des revenus de 1 Euro par an est de 4,11 Euros après six ans si le taux d'actualisation est de 12%.⁷⁷)

5.4 Rattachement des clients au poste de départ équipés de systèmes de comptage

Le rattachement des clients au poste de départ qui sont équipés de système de comptage permet la comparaison de l'énergie injectée par les postes avec l'énergie facturée aux clients desservis par les postes. De cette manière, il est possible d'identifier les zones où les pertes dépassent le niveau acceptable des pertes globales. Cette information est utile si les zones sont petites en termes de nombre d'abonnés et de km de lignes. Les visites des « petites » zones permettent d'identifier les causes des pertes qui peuvent être des causes techniques et non-techniques et ensuite de concevoir les mesures de mitigation. Les petites zones sont les zones qui sont desservies par un départ BT. Un départ BT desservi entre 50 et 150 abonnés BT. Un poste MT/BT a typiquement 4 départs BT et desservi donc entre 200 et 600 abonnés BT. Il s'en suit que l'installation les systèmes de comptage aux départs BT

⁷⁷ Si r dénote le taux d'actualisation et n l'index de la dernière période (n = 0 index de l'année d'investissement, n = 1 index de la première année de bénéfices) la formule est : (1+r)* [(1+r)^(n+1) - 1] / (1+r)^(n+1) * r - 1.







facilite beaucoup plus l'identification des causes des pertes anormales que l'installation d'un compteur de côté MT du poste MT/BT.

Les données collectées durant le recensement de la clientèle incluent souvent les données qui permettent le rattachement du client au poste de départ. Cela est possible si les poteaux ont été numérotés avant le recensement ou s'ils le sont durant le recensement. La numérotation des poteaux nécessite des connaissances techniques et est normalement assurée par des techniciens de la société de distribution. Une plaque sur le poteau indique le numéro du poste MT/BT auquel la ligne BT est raccordée. Le poteau sur lequel la maison du client est raccordée informe donc sur le numéro du poste MT/BT qui l'alimente.

Les coûts de cette action sont donc les coûts de recensement, les coûts de numérotation des poteaux et les coûts des systèmes de comptage installés dans les postes MT/BT. De plus, il faut que tous les abonnés soient équipés de compteurs et que la base de données de la clientèle contienne les données qui permettent d'identifier le poste MT/BT qui les alimente. Le consultant n'a pas reçu d'information sur les coûts de numérotation des poteaux ni sur les coûts d'intégration des données dans la base de données de la clientèle.

L'intégration dans la base de données ne semble pas être facile. EDM-SA (Mali) a fini l'exercice de géoréférencement des clients et de rattachement dans cinq zones de Bamako (départ 15 kV) mais la base de données de la clientèle ne contient pas encore ces données. La NIGELEC (Niger) connait pour tous les clients à Niamey le poste de départ mais cette information n'est pas encore intégrée dans le PGI (Progiciel de Gestion Intégré). ECG (Ghana) est probablement la société la plus avancée. Elle a informé le consultant qu'il y a une base de données qui inclut l'information de quel poste le client est desservi (cette information n'existe pas encore pour tous clients) et de l'énergie injectée par le poste. Cette énergie est presque toujours l'énergie injectée de côté MT. Seuls peu de départs BT sont équipés de compteurs qui enregistrent l'énergie injectée par le départ BT.

L'estimation suivante de la rentabilité tient compte des coûts de recensement, des coûts de numérotation des poteaux et des coûts de compteurs installés dans les départs BT des postes MT/BT. Le calcul suppose qu'un poste MT/BT ait 4 départs, que 50 ou 150 abonnés soient raccordés à un départ et qu'un compteur 3-phasé soit installé à chaque départ au coût de 100 Euros par compteur. Ces hypothèses donnent des coûts par client entre 0,7 et 2 Euros. Supposant que le recensement et la numérotation des poteaux coûtent entre 6 et 9 Euros par client, cela donne des coûts totaux entre 6,7 et 11 Euros par client. Le calcul est fait avec 7 et 11 Euros. Les coûts n'incluent pas les coûts d'intégration des données dans une base de données qui permet la comparaison de l'énergie injectée dans les départs BT avec l'énergie facturée aux clients desservis par le départ.

Le tableau ci-dessous montre qu'une réduction des pertes NT par abonné entre 2,0% et 7,0% suffit le plus souvent pour rentabiliser le rattachement. Dans la réalité, il sera difficile, sinon impossible, de vérifier si l'action s'est rentabilisée. Beaucoup de facteurs influencent les pertes non-techniques et l'estimation de la contribution de chaque facteur n'est normalement pas possible. Mais vu que la réduction que le rattachement devrait apporter est (très) faible pour rentabiliser l'action dans cinq ans, il est fortement probable que l'action est rentable. Les bénéfices du rattachement des clients au poste de départ se réalisent quand l'énergie injectée par le départ est comparée avec l'énergie facturée aux clients desservis par le départ. Cela permet d'identifier les départs où les pertes dépassent le seuil accepté pour les pertes techniques. Les visites sur terrain vont ensuite identifier les causes des pertes anormales. On peut s'attendre à ce que la plus grande partie des pertes anormales soit due aux actes frauduleux. La détection d'un fraudeur produit un bénéfice immédiat sous forme de la facture de re-







dressement qui est à payer par le fraudeur⁷⁸. D'autres bénéfices se réalisent sous forme de l'arrêt des actes frauduleux dans le futur.

Tableau 5-2 : Réduction des pertes non-techniques pour que le rattachement des clients au départ BT et installation des compteurs aux départs soit rentable (réduction en % des pertes monétaires par abonné en 2015)

Société	Pertes NT en	Clients fin	r = 6%		r = 12%	
	2015	2015	Coûts	Coûts	Coûts	Coûts
	(€/client)	(1000)	7 €/client	11 €/client	7 €/client	11 €/client
SENELEC	61	1150	3,0%	4,5%	3.5%	5,5%
EDM-SA	58	360	3,0%	4,5%	3.5%	5,5%
CIE	43	1450	4,0%	6,5%	5,0%	7,5%
SONABEL	18	550	9,5%	14,5%	11.0%	17,0%
SBEE	39	535	4,5%	7,0%	5,0%	8,0%
NIGELEC	21	280	8,0%	12,5%	9,5%	14,5%
EDG	95	220	2,0%	3,0%	2.5%	3,5%
EAGB	102	40	2,0%	3,0%	2.0%	3,0%
NAWEC	46	150	4,0%	6,0%	4,5%	7,0%
ECG	50	3060	3,5%	5,5%	4,0%	6,5%
AEDC	40	1200	4,5%	7,0%	5,0%	8,0%

Commentaires:

- Pertes NT par client en 2015 : Division de l'estimation des pertes NT monétaires en 2015 par le nombre d'abonnés en 2015. Voir le Tableau 3-5 : Estimation des pertes non-techniques et des pertes monétaires qui en résultent, dans le paragraphe 3.5.2 pour la valeur des pertes monétaires.
- Clients totaux à la fin de 2015 : Données reçues des sociétés (données arrondies).
- Exemple: Si la valeur des pertes non-techniques monétaires était en 2015 de 50 Euro par abonné, une réduction de 3,5% signifie que la société gagne en moyenne 1,75 Euro par abonné par an au prix de 2015. Dans cinq ans, elle gagne donc 8,75 Euros par abonné. Dans le calcul avec le taux d'actualisation de 6% (12%), cela se traduit en 7,37 Euros (6,31 Euros). Si le coût de l'action est de 7 Euros par client et le taux d'actualisation de 6%, l'action est donc rentable dans cinq ans. Si le taux d'actualisation est de 12%, l'action n'est pas encore rentable dans cinq ans. Il faudrait attendre une année de plus. (La somme des valeurs actualisée des revenus de 1,75 Euros par an est de 7,19 Euros après six ans si le taux d'actualisation est de 12%.)

La réduction des pertes NT par abonné qui est nécessaire pour rentabiliser les coûts de rattachement dans cinq ans est relativement élevée chez la SONABEL et la NIGELEC. Dans ces deux sociétés, le taux des pertes non-techniques est faible par rapport aux autres sociétés. Par conséquent, les pertes monétaires par abonné sont aussi faibles et c'est pourquoi une réduction plus élevée est nécessaire. Il se peut que les réductions qui soient nécessaires chez la NIGELEC et la SONABEL (entre 8% et 17%) ne se réalisent pas dans toutes les premières cinq années. Mais en tenant compte que le rattachement génère aussi des bénéfices après la cinquième année, il est fort probable que le rattachement se rentabilise aussi pour ces sociétés.

Le calcul ne tient pas compte des bénéfices immédiats qui se réalisent dans l'année de rattachement.







5.5 Contrôle des clients

La réduction des pertes totales de la CIE (Côte d'Ivoire) de 23,5% en 2012 à 17,4% en 2014 doit beaucoup à l'augmentation des contrôles, à la bonne formation des contrôleurs et à la mise à disposition des outils appropriés. Les résultats préliminaires de l'audit national qui est en cours chez ECG (Ghana) et qui est essentiellement le contrôle de tous clients, montre aussi le succès de contrôles.

Les pertes totales de l'ECG ont été réduites de 25,3% au premier trimestre 2016 à 21,5% au troisième trimestre de la même année.

Les données obtenues d'ECG et d'EDM-SA laissent supposer que les revenus directs rentabilisent déjà les contrôles. Les revenus directs sont composés des pénalités et des factures de redressement pour la consommation fraudée.

EDM-SA (Mali)

En 2014, une contre relève de tous les clients d'EDM-SA à Bamako a été réalisée durant 8 mois par un prestataire externe. Au total, 253.343 compteurs ont été relevés⁷⁹. Le prestataire a pris les photos des index des compteurs. Lorsqu'un écart incompréhensible a été constaté entre l'index indiqué sur la photo et l'index de la dernière relève, EDM-SA a convoqué le client à l'agence pour lui faire payer la différence. Au total, 6.318 cas de fraude ont été signalés et 1.520 millions de FCFA ont été encaissés. Les coûts de l'action ont été d'environ 50 millions de FCFA seulement.

ECG (Ghana)

La première phase de l'audit nationale a commencé en août 2015 et s'est achevée en juillet 2016. Cette phase a été réalisée par 6 consultants et 60 jeunes techniciens. La deuxième phase a commencé en août 2016. Cette phase est réalisée par 16 consultants et 96 techniciens. Les consultants reçoivent 3 GH¢ par compteur visité et 8% des revenus collectés des fraudeurs. Jusqu'à mi-octobre 2016, environ 3,4 millions de GH¢ ont été payés aux consultants. Ce montant s'est élevé à 4,5 millions après que les fraudeurs aient payé toutes leurs factures. Concernant les coûts des techniciens, il provient du Rapport Annuel 2013 d'ECG qui précise que les employés ont touché dans cette année environ 3 000 GH¢ par mois. En supposant que les techniciens impliqués dans l'audit national aient touché 4 500 GH¢ par mois, y compris le bonus de 6% sur les factures des branchements clandestins, les techniciens ont reçu environ 4,1 millions de GH¢ jusqu'à mi-octobre 2016. Si on ajoute le même montant pour d'autres coûts (transport, matériels, etc.), on obtient des coûts totaux de 12,7 millions de GH¢. Il est plus probable que les coûts soient surestimés. Les recettes grâce à l'audit ont en tout cas largement dépassé les coûts. Jusqu'à mi-octobre 2016, les fraudeurs avaient reçu des factures au montant total de 41,2 millions de GH¢. Le montant payé mi-octobre était de 26,8 millions de GH¢.

Dans les deux exemples présentés ci-avant, seul les bénéfices immédiats des campagnes de contrôle sont considérés. De plus, il y a les bénéfices corolaires du fait que fraudeurs détectés auront tendance à stopper dans le futur leurs actes frauduleux. Pour minimiser le risque que les gros consommateurs continuent à frauder, les sociétés les visitent régulièrement pour contrôler leurs systèmes de comptage. Si une campagne de contrôles est accompagnée par les médias, comme c'est le cas de l'audit national de l'ECG (Ghana), cela implique aussi un bénéfice du fait que des fraudeurs non-détectés s'abstiendront de s'adonner aux actes frauduleux compte tenu du risque connu d'être détecté. Pour ECG, c'est un objectif important de l'audit national. Il est évident qu'il n'est pas possible de quantifier

Le nombre dépasse le nombre d'abonnés dans les six agences de Bamako qui est montré dans le Rapport Annuel 2015 d'EDM-SA. Selon le rapport, EDM-SA avait 238 283 abonnés à la fin de 2014 (abonnés BT + MT), 15 060 de moins par rapport au nombre de compteurs visités de contre-relève. La différence est due aux abonnés avec compteur mais qui n'étaient pas enregistrés chez EDM-SA. Il se peut aussi que le nombre de compteurs visités (253 343) incluse quelques branchements clandestins sans compteurs.







les bénéfices des contrôles réalisés à moyen et à long terme. A la question « Quels étaient les bénéfices de vos contrôles ? », les réponses reçues ont toujours mentionné le montant des factures de redressement.

Les coûts des équipes de contrôles, y compris les salaires, coûts de transport, coûts d'outils, coûts de formation etc., sont connus ou peuvent être calculés. Le consultant n'a pas reçu d'information sur les coûts, mais il lui a souvent été rapporté que le montant des factures de redressement dépasse ces coûts. Vu que les travaux des équipes de contrôle sont apparemment rentables, il est étonnant à premier vue que les équipes ont souvent mentionné que leurs activités sont limitées par le manque de personnel, le manque d'outils et de suffisamment de moyens de transport. Fournir aux équipes les moyens dont elles ont besoin pour réaliser un travail efficace promet d'augmenter les revenus plus que les coûts. C'est le manque de financement qui est à l'origine de ce problème. Ce manque est, de sa part, dû aux tarifs qui ne couvrent pas les coûts.

Presque toutes les sociétés ont mentionné que leurs contrôleurs ont besoin de plus de formation sur les méthodes de fraude et les méthodes de détection. Organiser des cours de formation de contrôleurs pourrait donc être une des premières activités du Club RPD.

5.6 Actions pour rendre la fraude plus difficile

La sécurisation des systèmes de comptage, l'installation des compteurs de type split et l'installation des compteurs communicants chez les grands consommateurs sont des actions à cette fin.

5.6.1 Sécurisation des installations de comptage

La sécurisation vise à rendre les raccordements avant comptage et le comptage inaccessibles au client. Les mesures comprennent la pose des scellés numérotés, cadenas et serrures sur les portes d'accès, coffret de comptage, coffres pour les bornes BT des transformateurs, grillage de protection des transformateurs.

C'est notamment la CIE (Côte d'Ivoire) qui mentionne la sécurisation des systèmes de comptage dans les zones industrielles comme action efficace. Un document de la SBEE sur la réduction des pertes recommande aussi d'engager des actions de sécurisation des installations au niveau des clients industriels⁸⁰.

Le consultant n'a pas obtenu des informations sur les coûts des mesures de sécurisation et l'impact des mesures implémentées. Il faut avoir des données désagrégées pour qu'on puisse estimer l'impact. Les données devraient indiquer la consommation des clients avant et après les mesures de sécurisation. Il n'est pas possible d'estimer l'impact à partir des données d'un haut niveau d'agrégation parce que ces statistiques reflètent l'impact de beaucoup de facteurs et ne permettent pas de séparer l'impact des actions de sécurisation. Ceci dit, il n'est pas douté que les actions de sécurisation puissent réduire la fraude de manière significative, notamment chez les gros consommateurs, et que la comparaison des coûts avec les bénéfices montre une haute rentabilité.

Gustave H. Allodji, Ingénieur Electrotechnicien. Module de Formation sur le Thème : Réduction des Pertes Techniques et Non-Techniques d'Energie. Mars 2015, paragraphe 6-2-4.







5.6.2 Installation de compteurs split

L'installation des compteurs à prépaiement de type split a deux bénéfices : elle évite le problème de paiement des factures d'électricité et elle minimise le risque de fraude si le compteur est installé à un endroit qui est difficilement accessible pour l'abonné. Le compteur est le plus souvent installé à la hauteur d'un poteau.

Le consultant n'a pas obtenu de données qui permettent estimer l'impact des compteurs split sur les pertes non-techniques⁸¹. Les calculs de rentabilité nécessitent des séries chronologiques de la consommation facturée avant et après l'installation du compteur split aux abonnés qui ont reçu un tel compteur.

Ceci dit, l'information obtenue de quelques sociétés, que les fraudeurs reçoivent obligatoirement des compteurs split, indique que l'installation des compteurs split est rentable chez ces clients.

5.6.3 Installation de compteurs communicants

L'installation des compteurs communicants est prévue par la grande majorité des sociétés qui ont participé à l'étude. Alors, plusieurs ont déjà installés des nombres importants. A la fin de l'année 2015, ECG a installé les compteurs chez 90% de ses clients industriels. La CIE, la SENELEC, AEDC et la CEET sont d'autres sociétés qui ont déjà installé beaucoup de compteurs communicants. EDM-SA, NAWEC et la SBEE ont installé quelques par le biais de projets pilotes.

Le consultant n'a reçu que très peu d'informations sur le prix des compteurs communicants. Le prix de 600 Euros par compteur était mentionné par NAWEC qui a installé 15 compteurs chez des abonnés MT en 2015. Un prix nettement plus faible de 70 Euros pour un compteur monobloc 3-phasé était mentionné par la SENELEC (prix hors taxes et hors impôts de douane). Le consultant suppose que les compteurs de NAWEC soient plus sophistiqués par rapport aux compteurs de la SENELEC sans que cela explique toute la différence. Aux coûts des compteurs il faut ajouter les coûts du système de communication et les coûts du logiciel qui traite les données issues de compteurs communicants et permet d'envoyer des ordres aux compteurs s'il s'agit d'un système bidirectionnel. Les coûts du système de communication peuvent mettre en péril la rentabilité dans des régions où la densité des abonnés est faible et la société de distribution ne peut pas utiliser un système existant mais devrait installer un système elle-même.

Les expériences que NAWEC, ECG et la SENELEC ont fait avec les compteurs communicants indiquent que l'installation de ces compteurs a aidé à réduire les pertes non-techniques et que déjà les bénéfices monétaires grâce à la réduction des pertes non-techniques dépassent les coûts ; voir le paragraphe 3.5.3.2. De plus il y a d'autres bénéfices qui peuvent bien être plus importants comme la réduction des coûts de relève et la réduction des coûts de production si les compteurs communicants permettent de suivre la consommation en temps réel.

Il est vrai que l'utilisation des compteurs communicants chez la CIE, EDM-SA et AEDC cause encore des problèmes. Mais on peut s'attendre à ce que ces problèmes soient résolus bientôt et que ces sociétés profitent aussi de l'installation des compteurs communicants chez des gros consommateurs. Il est moins certain que l'installation chez des moyens et petits consommateurs soit aussi profitable si

Le Rapport Provisoire contient le calcul des bénéfices qu'EAGB (Guinée Bissau) a pu tirer de l'installation des compteurs split. Après la soumission dudit rapport, EAGB a révisé plusieurs données fournies durant la visite en octobre 2016. Les données révisées indiquent que plusieurs hypothèses faites dans le calcul des bénéfices ne sont pas valables (notamment l'évolution des pertes globales). Les données révisées ne permettent pas l'estimation de l'impact des compteurs split sur l'évolution des pertes.







on considère seulement le bénéfice dû à la réduction des pertes NT. Les résultats d'une étude qui portait sur 10 pays en Europe sont mixtes à cet égard. Voir l'Encadre 4. Pour la CIE, qui a déjà commencé l'installation des compteurs communicants à prépaiement chez des abonnés BT dans des quartiers d'Abidjan, la réduction des pertes NT est une raison principale pour cette politique.

Encadré 4 : Comparaison des coûts et bénéfices de l'installation de compteurs communicants dans dix pays en Europe.

Une étude pour la Commission Européenne a comparé les coûts et bénéfices de l'installation des compteurs communicants dans dix pays en Europe. Il s'agit notamment de l'installation chez les abonnés résidentiels. Le résultat est mixte : dans cinq pays (Royaume-Uni, Pays Bas, Roumanie, Portugal et Slovaquie) les bénéfices dépassent les coûts mais il y a aussi cinq pays où ce n'est pas le cas (Allemagne, Belgique, Hongrie, Lituanie, République Tchèque).

Les bénéfices sous forme de la réduction des pertes non-techniques font partie des bénéfices considérés. Les résultats ne montrent pas qu'il y a une corrélation entre les pertes NT et la faisabilité de l'installation des compteurs communicants. Parmi les pays où l'installation est attrayante, il y a des pays où les bénéfices dus à la réduction des pertes NT comptent pour un très faible pourcentage des bénéfices totaux (Royaume-Uni 2%, Pays Bas 3%) et des pays où ils comptent pour un pourcentage élevé (Roumanie 34%; le pays est le seul pays où l'installation ne serait pas rentable sans le bénéfice dû à la réduction des pertes NT). Il en est de même chez les pays où l'installation n'est pas attrayante. En Allemagne, par exemple, la réduction des pertes NT ne contribue presque rien aux bénéfices totaux tandis que le pourcentage est de 23% en Lituanie et entre 12% et 59% dans les trois régions de la Belgique (Bruxelles, Flandre, Wallonie).

Voir l'annexe du rapport « Study on cost benefit analysis of smart metering systems in EU member states », Juin 2015, préparé par ICCS-NTUA et AF Mercados EMI.

La section 6.2 contient la proposition d'un projet d'installation des compteurs communicants chez des gros consommateurs.

5.7 Remplacement des compteurs défectueux

Un compteur qui est défectueux parce qu'il a été manipulé ne fait pas partie des compteurs défectueux adressé ici. Le mot « défectueux » est réservé ici aux compteurs qui n'enregistrent pas la vraie consommation à cause de défauts de matériel qui ne sont causés par l'abonné.

Les sociétés de distribution sont obligées de remplacer des compteurs défectueux ; indépendamment de la rentabilité du remplacement. Ceci dit, plusieurs des sociétés visitées, notamment NAWEC et la SENELEC, ont mentionnés qu'elles considèrent le remplacent rentable pour deux raisons :

- (a) Tant qu'elles ne peuvent pas remplacer le compteur à cause de manque de compteurs en stock, les abonnés sont facturés au forfait. Les sociétés sont d'avis que ce mode de facturation conduit à sous-estimer la consommation réelle.
- (b) La plupart des compteurs défectueux sont des compteurs âgés. Ces compteurs ont tendance à enregistrer moins que la consommation. Voir le chapitre 2.2.2.2 pour plus d'informations sur ce sujet.







Le consultant n'a pas pu obtenir des données des sociétés de distribution qui permettent l'estimation de l'impact des compteurs qu'elles appellent « défectueux » sur la vraie consommation.

Un autre phénomène qu'on peut aussi classer parmi les compteurs défectueux est l'observation que les compteurs à prépaiement n'enregistrent pas la consommation lorsque la chute de tension est trop élevée. Beaucoup de société ont mentionné ce phénomène. La SBEE n'installe des compteurs à prépaiement que dans les zones où les chutes de tension sont acceptables. Il n'est pas possible de quantifier l'impact de ce phénomène parce qu'il n'y a pas de statistiques qui indiquent le temps durant lequel la tension a été inférieure au seuil d'enregistrement du compteur. De plus, le seuil n'est pas bien connu. Seul NAWEC a avancé la valeur de 190 V.

La solution de ce problème n'est pas vue dans le remplacement des compteurs parce qu'il se peut que d'autres compteurs à prépaiement aient le même problème. La solution nécessite plutôt des investissements au niveau du réseau ou des centrales de production

5.8 Mesures d'accompagnement

5.8.1 Créer une culture au niveau national qui ne tolère pas la fraude

La lutte contre la fraude est une mission complexe. Elle peut se faire par des solutions techniques (sécurisation, compteurs split, compteurs communicants), des contrôles et l'application stricte de pénalités et sanctions. Mais il est aussi vrai que des facteurs culturels doivent être présents.

La lutte contre la fraude doit d'abord commencer par des messages du Gouvernement à la population les informant :

- que la fraude n'est plus tolérée,
- que les non-fraudeurs paient pour le vol des fraudeurs,
- que les revenus perdus à cause de la fraude empêchent les sociétés de distribution de d'approvisionner sans délestages et de raccorder les clients qui n'ont pas encore accès à l'électricité,
- que des sanctions sévères seront appliquées contre les fraudeurs.

Si le Gouvernement ne communique pas ces messages, le risque est élevé que des couches importantes de la population considèrent la fraude comme un acte toléré. Au Nigéria, il y a eu à une époque des politiciens qui ont indirectement incité à la fraude en prétendant que l'électricité devrait être gratuite pour la population. Au Burkina Faso et au Niger, au contraire, le Gouvernement semble avoir instauré une culture interdisant la fraude.

5.8.2 Engagement du management de la société de distribution dans la lutte contre les pertes

Il est important que la culture de la société de distribution ne tolère pas la fraude par laxisme dans la lutte contre la fraude. Le plus haut niveau de la hiérarchie doit s'engager dans la lutte par :

- (i) la fixation des objectives mesurables de réduction des pertes,
- (ii) la sensibilisation de tous les agents de la société aux objectives et à leur raison d'être,
- (iii) la promulgation des directives pour la réalisation des objectives,







- (iv) la mise à dispositions des moyens matériels et humains permettant la mise en œuvre,
- (v) la détermination des responsables pour la mise en œuvre,
- (vi) le contrôle des résultats obtenus.

La nécessité d'engagement de la haute hiérarchie est aussi mentionnée dans des documents de la SBEE sur la lutte contre les pertes.

La responsabilisation de personnes par la haute hiérarchie est un facteur important dans la lutte contre les pertes. Il est recommandé d'établir des statistiques qui permettent le calcul des pertes totales dans les régions administratives d'une société de distribution. Les chefs des régions sont ensuite donnés des objectives de réduction et des incitations pour les atteindre. Un document de la Banque Mondial compte la responsabilisation (« accountability ») parmi les conditions de réussite⁸².

5.8.3 Campagnes de sensibilisation

Les campagnes de sensibilisation à la lutte contre les fraudes sont importantes pour créer une culture qui ne tolère pas la fraude. Les campagnes devraient informent la population sur les effets néfastes que les actes frauduleux ont sur la qualité d'approvisionnement en électricité et les tarifs.

Le paragraphe 3.5.4.2 décrit les campagnes réalisées ou planifiées. Il s'en suit que peu de campagnes ont été réalisées. Seule EDM-SA lance régulièrement des campagnes sous forme de spots à la télévision et à la radio et seules EDM-SA et la CIE ont mentionné qu'ils ont informé des groupements d'influence comme les leaders religieux, les chefs de communes et les associations de consommateurs sur la nécessité d'arrêter la fraude et de ne pas la banaliser.

La réalisation de campagnes est probablement considérée d'une importance secondaire parce que l'impact n'est pas mesurable et ne se réalise pas à court terme. Le manque de financement joue certainement aussi un rôle⁸³. Cependant, la tenue de réunions avec des groupements d'influence – cette méthode est considérée par beaucoup d'interlocuteurs la méthode la plus efficace - ne coûte pas chère. Il semble que ce soit plutôt le manque d'engagement qui empêche la plus grande utilisation de cet instrument.

Il a été parfois rapporté que la fraude est due à la pauvreté des abonnés. Ce sont notamment les abonnés résidentiels qui sont mentionnés dans ce contexte. Une campagne de sensibilisation de ces abonnés est peut-être plus efficace si elle est combinée avec des informations sur la maitrise d'énergie qui permet aux abonnés de faire des économies financières.

5.8.4 Pénalités et sanctions

L'impact des pénalités imposes aux fraudeurs et des sanctions imposes aux agents de complicité ne dépend pas de la sévérité des pénalités ou sanctions mais de l'application. C'est seulement si les pénalités et sanctions sont strictement appliquées que la sévérité est un facteur dans la décision de commettre ou non un acte frauduleux. Cela se reflète dans les réponses reçues sur la question « Qu'est-ce qu'il faut faire au niveau des pénalités et sanctions pour réduire la fraude ? ». Le plus

EDM-SA paie environ 3 millions de FCFA (≈ 4580 Euros) pour un spot qui est présenté une fois par jour durant deux semaines.



Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy. July 2009. Page 23





souvent, la réponse a été qu'il était plus souhaitable d'appliquer les pénalités existantes plutôt que durcir la législation.

Il est en général rare qu'un fraudeur soit porté devant le tribunal. Beaucoup de temps s'écoule avant que le tribunal ne traite le cas et il arrive que le tribunal prononce des condamnations dont les montants de l'amende sont inférieurs au montant du préjudice encouru par la société plaignante. Il semble que le Ghana ait établi un instrument efficace avec les tribunaux d'électricité (« utility courts »). Les tribunaux traitent les cas dans un court délai, appliquent les pénalités en vigueur et les cas sévères sont publiés dans les médias ; voir l'Encadre 5. ECG considère les tribunaux d'électricité comme un instrument efficace pour le traitement des actes frauduleux qui sont contestés et pour décourager des fraudeurs potentiels. Il est recommandé que les autres pays examinent l'introduction d'un tel instrument.

Encadré 5 : Les tribunaux d'électricité au Ghana

Le permis d'établir des tribunaux d'électricité (« utility courts ») date de juillet 2010. Depuis cette date, les avocats d'ECG peuvent poursuivre les actes frauduleux des abonnés d'ECG.

Les avocats d'ECG et des juges ont d'abord été formés sur les modes d'opérations d'ECG, les actes frauduleux et le traitement des cas portés devant le tribunal. Le premier tribunal a été établi à Accra. En 2012, ECG a poursuivi 24 cas devant ce tribunal. A l'heure actuelle (octobre 2016), les tribunaux d'électricité existent à Accra, Kumasi, Cape Coast, Tema et Takoradi. Le nombre total des cas poursuivis est dépassé à 100.

Les cas portés devant les tribunaux sont ceux où les fraudeurs contestent les actes frauduleux. Il arrive très souvent que les fraudeurs plaident coupable quand les preuves sont présentées au tribunal. Les preuves incluent typiquement une vidéo qui a été prise au moment de la détection de l'acte frauduleux. Si les accusés plaident coupable, le tribunal leurs inflige de suite une amende qui dépasse le montant qu'ils auraient dû payer sans contestation. Les cas des accusés qui continuent de contester la fraude peuvent prendre du temps avant qu'une décision ne soit prise. Les médias sont présents aux tribunaux et communiquent les cas sévères. La mention des fraudeurs dans les médias a probablement un effet plus dissuasif sur les fraudeurs potentiels que la pénalité.

5.8.5 Programme de formation au profit du personnel des sociétés de distribution

Trois programmes de formation sont présentés dans ce chapitre :

- Formation sur le calcul des pertes globales dans les réseaux de distribution, la répartition en pertes techniques et non-techniques et la préparation des statistiques pour le calcul des pertes globales.
- Formation sur les contrôles des abonnés.
- Formation à la planification des réseaux de distribution







5.8.5.1 Formation 1 : Calcul des pertes globales, des pertes non-techniques et préparation des statistiques pour le calcul

Motivation:

Les échanges que le Consultant a eus avec les sociétés de distribution ont montré que les calculs effectués sont souvent entachés d'erreurs et les méthodes utilisées conduisent à des résultats qui ne sont pas comparables entre les différentes sociétés.

Objectifs:

L'objectif principal est d'obtenir des pertes globales de distribution les plus précises possibles en utilisant une méthode standard permettant une comparaison des résultats.

La qualité des résultats dépend de la méthode et des données qui entrent dans le calcul. Concernant les données, un objectif important de la formation est d'informer les participants quelles données sont nécessaires et quels points sont à observer dans la préparation des données.

L'objectif ultime des calculs des pertes est la réduction des pertes. Cela concerne les deux composantes des pertes globales, les pertes techniques et nontechniques. Il est notamment souvent possible de réduire les pertes nontechniques à faible coût. Informer les participants sur l'estimation des pertes non-techniques et les méthodes appliquées pour les réduire est un autre objectif de la formation. Le traitement des méthodes de réduction sera bref parce que la formation ne portera pas sur les méthodes. Celles-ci nécessitent des cours de formation distincts.

gie pédagogique :

Méthode et straté- Le cours de formation commence avec la présentation par les formateurs du contenu décrit ci-dessous : la préparation des statistiques pour le calcul des pertes globales, la méthode de calcul et l'estimation de la composante « pertes non-techniques » dans les pertes globales. Chaque participant reçoit un document qui contient la description des sujets principaux (définitions, données nécessaires pour le calcul des pertes globales, points à observer dans la préparation des statistiques, etc.). Des exemples sont utilisés pour bien expliquer les sujets traités.

> Cette formation est suivie par des présentations des participants. Les représentants des sociétés présentent les données qu'ils ont utilisées pour calculer les pertes globales. Ils mentionnent comment les données ont été obtenues, comment ils jugent la qualité des données et si les données sont considérées complètes. Ensuite ils présentent le calcul des pertes globales, l'évolution du taux de pertes globales dans le passé et expliquent les raisons principales qui sont à l'origine de l'évolution. Cela devrait inclure l'estimation de la contribution des pertes techniques et non-techniques aux pertes globales et la brève description des mesures appliquées afin de réduire ces pertes, notamment les pertes nontechniques. La présentation de chaque société termine avec des recommandations d'amélioration des statistiques ou du calcul. Les recommandations sont faites par les formateurs et les participants.

> Le cours se termine par le résumé fait par les formateurs. Un résumé sous forme écrite est donné aux participants. Ce résumé contient, pour chaque société qui a envoyé des participants, les recommandations d'amélioration des statistiques et







du calcul des pertes globales.

La durée du cours dépend du nombre de sociétés qui envoient des représentants. La durée est de deux jours si entre quatre et six sociétés participent et de trois jours si entre sept et dix sociétés y participent. Cette estimation est basée sur une durée de présentation par société comprise entre 1 et 2 heures, y compris le temps de la discussion.

Groupe cible:

Le personnel chargé de la préparation des statistiques, notamment des statistiques de ventes et des statistiques sur le rendement du réseau et le personnel chargé de la réduction des pertes non-techniques.

La participation du personnel chargé de la réduction des pertes non-techniques est recommandée afin d'assurer qu'il connaisse les problèmes inhérents au calcul des pertes globales. Ces problèmes affectent aussi le calcul des pertes non-techniques qui sont obtenues en soustrayant les pertes techniques des pertes globales.

Contenu:

Les sujets principaux du cours de formation sont la préparation des statistiques dont les sociétés ont besoin pour le calcul des pertes globales et le calcul proprement dit. Les sujets comprennent :

- Définitions (réseau de distribution, pertes globales, pertes techniques, pertes non-techniques, pertes de collecte, pertes ATC&C⁸⁴, etc.)
- Préparation de statistiques
 - Statistiques d'injection
 - Statistiques de consommation
 - Exhaustivité des statistiques
 - Estimation de la consommation qui n'est pas mesurée.
 - Traitement des abonnées dont le contrat a été résilié.
 - Contrôle de la plausibilité afin de trouver des erreurs.
 - Période couverte par les statistiques de l'énergie injectée et de l'énergie consommée.
- Calcul des pertes globales
- Brève présentation des méthodes utilisées pour l'estimation des pertes techniques. Mention des difficultés d'estimer les pertes techniques dans l'ensemble du réseau de distribution à partir des estimations faites pour des parties du réseau.
- Estimation des pertes non-techniques et présentation des raisons principales qui sont à l'origine de ces pertes.

Durée :

La durée du cours dépend du nombre de sociétés participantes :

- Entre quatre et six sociétés, la durée est de deux jours.
- Entre sept et dix sociétés, la durée est de trois jours.

Cette estimation est basée sur le principe que la présentation d'une société dure entre 1 et 2 heures, y compris le temps de discussion.



Pertes ATC&C : Aggregate Technical Commercial & Collection losses.





5.8.5.2 Formation 2 : Méthodes de contrôle des abonnés

Motivation La bonne organisation et l'exécution de contrôles des abonnés semblent être générale :

des instruments efficaces et très rentables dans la lutte contre les pertes non-

techniques.

Objectifs Amélioration des contrôles à travers la dissémination des informations relatives globaux:

aux méthodes de fraude, l'organisation des contrôles, le matériel et l'appareillage à utiliser pendant les contrôles et le traitement des fraudeurs détectés. L'utilisation de matériel et d'appareils sera démontrée sur le terrain par des vi-

sites d'abonnés.

Cette formation sera réalisée en trois modules. Les modules présentés ci-dessous reflètent les propositions faites par la CIE (Côte d'Ivoire) sur la demande du Consultant. La CIE a réussi à réduire beaucoup les pertes non-techniques par l'augmentation du nombre de contrôles et l'amélioration de l'exécution des contrôles.







Module "Recherche de fraude BT"

Objectifs

Le participant, à l'issue de la formation, sera capable :

Pédagogiques :

- d'exécuter un contrôle des activités administratives en BT,
- · d'exécuter un contrôle BT sur le terrain,
- d'identifier les éléments du compteur,
- de mettre en œuvre la méthode de détection des fraudes (procédure de contrôle),
- de respecter les exigences réglementaires et techniques d'une mission de contrôle.

Contenu:

- Contrôle Basse Tension Technique
- Contrôle Basse Tension Administratif
- · Recherches fraudes sur comptage en BT
- Typologies et manifestation de la fraude
- · Réalisation du contrôle
- Organisation et logistique
 - Sélection des clients à contrôler
 - Organe contrôlé
 - Matériel et appareil utilisés
 - Check liste utilisée
 - Analyse effectuée (technique et administratif)
 - Rédaction des procès-verbaux de constat de fraude ou d'anomalie et remplir l'invitation (règlementaire)

Méthode et straté- Les procédés et démarches pédagogiques à utiliser sont les suivantes : **gie pédagogique :**

- La formation des apprenants est basée sur la pédagogie par objectifs, soutenues par une approche participative des apprenants;
- L'atteinte des objectifs spécifiques ou de formation sera facilitée par la combinaison des éléments théoriques et d'apprentissage (jeux de rôle, cas concrets, visite terrain etc.)

Groupe cible:

- Techniciens en contrôle des comptages BT
- Spécialiste de la facturation BT

Prérequis :

- Connaître les équipements du comptage BT
- Habilitation Technique

Durée:

5. jours (maximum 10 participants)







Module "Contrôle MT"

Objectifs Pédagogiques :

Le participant, à l'issue de la formation, sera capable :

- d'expliquer le fonctionnement du système de comptage,
- d'expliquer le choix des réducteurs de mesure,
- d'expliquer les spécifications des câbles de mesure et des câbles de puissance,
- d'expliquer le principe et le schéma de raccordement du TC et TT,
- d'interpréter les codes alarmes du compteur électronique SL 7000 (Facultatif).
- de mettre en œuvre la méthode de détection des fraudes (procédure de contrôle),
- de connaître les conditions de réussite :
 - Aspects règlementaires : Code d'électricité, Ethique, Procédure de sanctions disciplinaires
 - Aspects ressources humaines : Incitation, Motivation
 - Aspects techniques : Mise en œuvre des branchements et raccordement, sécurisation, correction des anomalies
 - Aspects communication : Interne, Externe

Contenu:

- Choix des réducteurs
- Spécification des câbles de mesure et des câbles de puissance
- Raccordement des réducteurs de mesures
- Les étapes d'un contrôle technique
- · Les étapes d'un contrôle Administratif
- Réalisation du Contrôle :
 - Organisation et logistique
 - Sélection des clients à contrôler
 - Organe contrôlé
 - Matériel et appareil utilisés
 - Check liste utilisée
 - Analyse effectuée (technique et administratif)
 - Rédiger les procès-verbaux de constat de fraude ou d'anomalie et remplir la convocation (règlementaire)
- Description du champ d'action du Contrôleur
- Domaines de tension et tableau des puissances
- Description du comptage électromagnétique et électronique HTAS, HTAP, HTAPS
- Rôle des différents éléments du comptage
- Identification des cas d'anomalies et fraudes MT
- Présentation et rôle des différents Bulletins du Laboratoire (facultatif)
- Méthodologie du contrôle technique et administratif
- Exercices d'évaluation formative
- Visite d'un poste de livraison et d'un comptage)







Méthode et straté- Les procédés et démarches pédagogiques à utiliser sont les suivantes :

gie pédagogique : • L'exposé

- Le questionnement et des échanges
- L'exploitation de documents
- Les simulations
- Les exercices pratiques

Groupe cible:

- Techniciens en contrôle des comptages BT
- Spécialiste de la facturation BT

Prérequis

- Présenter les différents domaines de tension du secteur électrique et les grandeurs électriques
- Identifier le niveau de tension du réseau de distribution
- Présenter et commenter les différents types de comptages MT

Durée: 5 jours (maximum 10 personnes)







Module " Management du Dispositif de Contrôle MT et BT"

Objectifs

Cette formation sera focalisée sur le pilotage des opérations de contrôle MT et

Pédagogiques :

Le participant, à l'issue de la formation, sera capable :

- de définir les enjeux liés à l'amélioration des rendements de distribution,
- de décrire le fonctionnement du système de comptage,
- d'exposer les stratégies et la méthodologie de l'organisation des opérations de contrôle.
- de décrire le cadre et les conditions de réussite de la mise en œuvre des opérations de contrôle.

Contenu:

- Définition du rendement de distribution et des enjeux associés
- Stratégie de lutte contre la fraude (Cas de la CIE) Historique Ethique
- Les étapes d'un contrôle technique Approche commercial (Technique relationnelle avec les clients)
- Les étapes d'un contrôle administratif
- Description du champ d'action du Contrôleur
- Méthodologie de l'organisation du contrôle technique et administratif
- Description des conditions de réussite
- Visite d'un poste de livraison et d'un comptage

Méthode et straté- Les procédés et démarches pédagogiques à utiliser sont les suivantes :

gie pédagogique : • L'exposé

- Le questionnement et des échanges
- · L'exploitation de documents
- Les simulations
- Les exercices pratiques

Groupe cible:

- Responsable des structures de contrôle
- Responsables de la facturation

Prérequis : Bonne connaissance d'un réseau électrique de distribution

Durée: 3 jours (maximum 10 personnes)







5.8.5.3 Formation 3 : Formation à la planification

Motivation Générale:

Améliorer les connaissances et les procédures relatives à la planification des réseaux de distribution. Avoir une vue d'ensemble des différentes disciplines entrant dans la méthodologie de la planification.

Groupe cible:

Ingénieurs en charge de la planification des réseaux de distribution

Méthode et straté- • L'exposé.

- gie pédagogique : L'exploitation de documents.
 - Les simulations par l'utilisation des fonctions essentielles des logiciels utilisés pour la planification des réseaux.
 - Les exercices pratiques et interprétation des résultats.

Module d'élaboration de la cartographie (SIG)

Motivation: La planification des réseaux de distribution doit être basée sur une bonne con-

naissance de l'environnement spatial dans lequel les infrastructures doivent être développées. Il est donc nécessaire de coupler les informations diverses relatives au réseau de distribution avec les lieux géographiques correspondants.

Objectif: Apprentissage à l'utilisation pratique du Système d'Information Géographique

appliquée aux réseaux de distribution.

Partie 1: Introduction du SIG Contenu:

> La première partie de ce module permet aux stagiaires de faire connaissance avec l'environnement du SIG. En particulier, il s'agit d'acquérir les notions principales suivantes:

- Principales fonctions d'un SIG
- Environnement du logiciel SIG
- Le principe des couches d'information
- Interaction données / représentation
- Environnement de la banque de donnée associée

Partie 2 : Edition, création et stockage des données

Cette partie du module permet aux stagiaires de se familiariser avec les outils d'édition des objets de couches existantes ainsi que d'ajout des nouvelles couches à la Geodatabase. Il s'agit en particulier d'apprendre à créer et éditer les éléments suivants :

- Couches
- Fichiers de forme (Shapefile)
- Geodatabase

Partie 3 : Analyses







Cette partie du module présente aux stagiaires les différents outils les plus fréquemment utilisés pour effectuer des requêtes d'information géographique. Les outils présentés permettent de traiter les aspects suivants :

- Requêtes simples
- Requêtes spatiales
- Requêtes multiples
- · Création de sélections
- Analyses de proximité
- Jointure
- Outils pour l'import/export de données

Partie 4 : Production de cartes thématiques

Cette partie du module permet aux stagiaires d'acquérir les notions nécessaires pour pouvoir préparer des cartes présentant des informations portant sur des thèmes particuliers et d'en faire des impressions. Il est ainsi question d'apprendre à utiliser les options disponibles pour mettre en évidence les informations qu'on souhaite transmettre au lecteur. On s'intéressera principalement aux options suivantes :

- Symbologie
- Gestion des échelles des couches
- Gestion des éléments textuels
- Manipulation des outils de base de dessins
- Echelle
- Légende
- Impression

Partie 5 : Création d'un environnement SIG

Cette partie du module permet aux stagiaires d'apprendre à créer et arranger une "Geodatabase", d'insérer des cartes "papier" et de les géo-référencer.

- Etapes de mise en œuvre d'un SIG
- Système de coordonnées
- Création et organisation d'une "Géodatabase"
- Importation et géoréférencement de cartes analogues

Partie 6: Utilisation du GPS

Cette partie du module permet aux stagiaires d'apprendre le maniement du GPS. Cela comprend

- Appareillage GPS
- Relevée de données GPS
- Logiciel de transfert des données GPS sur l'ordinateur

Partie 7 : Exercice pratique







Cette partie du module permet au stagiaire d'apprendre à créer son propre SIG. Les étapes de cet exercice pratiques sont les suivants :

- Relevé de pointes et traces au moyen d'un GPS au travers d'une sortie
- Transfert des relevés GPS à l'ordinateur
- Intégration des données dans une banque de données SIG.

Partie 8 : Analyses spatiales

Cette partie du module permet aux stagiaires d'apprendre à réaliser des analyses et requêtes sur le SIG telles que présentées lors de la formation de base.







Module d'estimation de la demande

Objectif: Pouvoir identifier les charges au niveau des différents nœuds du réseau de dis-

tribution, estimer leur évolution à un horizon raisonnable avec le plus de préci-

sion possible et en fixer les limites de plausibilité.

Contenu : Analyse des données historiques du secteur de l'électricité

Les analyses portent sur les aspects suivants :

• Développement démographique et économique

- Développement du nombre d'abonnés (BT, MT) et du taux d'électrification.
- · Ventes BT et MT
- Consommation non enregistrée (branchements clandestins, phénomène de revendeurs, abonnés non facturés, etc.) et rendement global.
- Demande non satisfaite à cause de contraintes au niveau de l'offre.
- Développement de la consommation spécifique des abonnés BT (kWh/mois/abonné)
- Développement de la pointe annuelle
- Tarifs, taux de recouvrement, frais de branchement

Prévision de la demande globale

Les prévisions portent sur les aspects suivants :

- Facteurs qui déterminent la demande globale
- Comment les facteurs influencent-ils la demande (type de fonction) ?
- Méthodes de prévision et leurs avantages/inconvénients : Extrapolation des séries chronologiques, méthodes de régression, méthodes « bottom-up », comparaison avec le développement dans des zones « similaires ».
- Illustration des méthodes par des exemples.

Prévision de la demande spatiale

- Découpage en zones.
- Zones déjà électrifiées et sections non-électrifiées.
- Répartition des zones non-électrifiées en zones qui seront électrifiées jusqu'à l'horizon de l'étude et celle qui resteront non-électrifiées.
- Charge des postes de distribution publique ;
- Densité de la charge (kVA/km²) de zones électrifiées.
- Prévision du développement de la demande spatiale.
- Liaison entre la demande globale et la demande spatiale.
- Les participants reçoivent un projet fictif et font la prévision de la demande spatiale pour ce projet.







Module de simulation du comportement des réseaux

Objectif:

L'objectif de ce module est d'assimiler les concepts importants de la méthodologie de planification des réseaux et d'acquérir ensuite un niveau suffisant de maitrise de l'utilisation du logiciel de calcul de réseau.

Contenu:

Partie 1 : Introduction à la planification des réseaux électriques

Il s'agit de rappeler les notions principales suivantes :

- Principes généraux de planification des réseaux
- Exemples de planification de réseaux de transport et de distribution
- Introduction du logiciel de calcul de réseau

Partie 2 : Saisie des données nécessaires

Il s'agit de présenter les notions principales suivantes :

- Structure des fichiers du logiciel de calcul de réseau utilisés dans le cadre de la réalisation de projets similaires
- Structure des fichiers Excel utilisés dans le cadre de la réalisation de projets similaires
- Présentation des fonctionnalités du logiciel de calcul de réseau couramment utilisées

Partie 3: Applications pratiques

Il s'agit de mettre en pratique les notions assimilées dans les deux premières parties de ce module, à savoir :

- Utilisation de feuilles du logiciel Excel appliqués aux réseaux de distribution
- Utilisation du didacticiel du logiciel de calcul de réseau
- Réalisation de cas pratiques à l'aide du logiciel de calcul de réseau

Partie 4 : Synthèse et discussions

Cette partie, comme son intitulé l'indique, est consacrée à faire un rappel les différentes notions qui ont été abordées dans les différentes parties de ce module, à clarifier certains point qui nécessitent l'apport de précisions complémentaires et de discuter de sujets qui n'auront pas fait l'objet d'un point particulier, mais que les stagiaires souhaitent aborder.







Module de conception des réseaux

Objectif: Concevoir les réseaux de distribution dans le respect des contraintes clima-

tiques, géographiques, environnementales, techniques, opérationnelles et insti-

tutionnelles.

Contenu : • Définition des conditions générales de conception

Conditions climatiques

Conditions géologiques et géotechniques

Conditions techniques générales

Régime de mise à la terre des points neutres

• Niveau et coordination d'isolement

Distances d'isolement

Niveaux de courant de court-circuit

Normes applicables

• Définition des conditions particulières de conception des lignes aériennes

Coefficients de sécurité

Choix des conducteurs

Conditions de pose

Hypothèses climatiques de calcul

Paramètre de répartition et tension de réglage

- Choix des types d'isolateurs

Choix des accessoires de ligne

Choix des armements

Choix des types et de la gamme des supports

• Définition des efforts

Déflexion des supports

• Hauteur des supports de lignes mixtes

Portées caractéristiques

Massifs de fondation





Module d'analyse économique et financière

Objectif: Connaître les principes de l'analyse économique et financière et apprendre à

évaluer correctement les paramètres utilisés et interpréter correctement les ré-

sultats.

Contenu: Partie 1: Notions de base

La première partie permet aux stagiaires de faire connaissance avec les éléments principaux de l'analyse économique et financière :

- Objectifs : La décision pour un engagement durable de ressources
- Différences entre l'analyse économique et financière
- Analyse du cash-flow comme principal instrument d'évaluation
- Facteur temps et actualisation des flux financiers
- Calcul de la valeur actualisée nette (VAN), du taux de rendement interne (TRI) et des coûts unitaires actualisés d'énergie produite

Partie 2 : Analyse économique

Cette partie permet aux stagiaires de se familiariser avec les éléments principaux qui déterminent l'intérêt pour le projet pour la collectivité.

- Comparaison de la situation « avec le projet » et « sans le projet » du point de vue de la collectivité nationale.
- Choix du taux d'actualisation.
- Identification des bénéfices directs et indirects.
- Catégories des coûts dans l'analyse économique.
- Etablissement d'un fichier Excel pour les calculs à faire. Démonstration des calculs à l'aide d'un exemple (projet fictif).
- · Analyses de sensibilité.
- Interprétation des résultats.

Partie 3 : Analyse financière

Cette partie permet aux stagiaires de se familiariser avec les éléments principaux qui déterminent l'intérêt des investisseurs et financiers pour le projet.

- Données qui entrent dans l'analyse financière.
- · Options de financement.
- Etablissement des fichiers Excel pour les calculs à faire : compte de trésorerie, compte de résultat, bilan, ratios financiers. Démonstration des calculs à l'aide d'un exemple (projet fictif).
- Analyses de sensibilité.
- Interprétation des résultats, y compris discussion de profitabilité financière.







5.8.6 Proposition d'un système de monitoring

5.8.6.1 Objectif

L'objectif principal du monitoring est d'apprécier les performances de la société de distribution concernant la réduction des pertes de distribution et de connaître les raisons principales pour le succès ou l'échec des actions qui ont été entreprises.

5.8.6.2 Procédures

L'évolution des pertes sera basée sur les statistiques (i) de consommation et (ii) de l'énergie injectée dans le réseau de distribution. Les sociétés seront appelées à transmettre au WAPP, une fois par an et au plus tard à une date qui sera à convenir, les statistiques couvrant l'année calendrier précédente.

De plus, les sociétés de distribution seront appelées à fournir au WAPP, au même moment, les informations suivantes :

- La description des actions qu'elles ont menées au cours de l'année précédente afin de réduire les pertes techniques et les pertes non-techniques ;
- L'estimation qualitative de l'efficacité de ces mesures.

5.8.6.3 Méthode de calcul des pertes globales sur le réseau de distribution

Les pertes globales sur le réseau de distribution sont en principe relativement simples à calculer. Il s'agit de soustraire l'énergie totale consommée de l'énergie totale injectée dans le réseau de distribution MT et BT.

En ce qui concerne l'énergie injectée dans le réseau de distribution, celle-ci est calculée en faisant la somme des énergies injectées par tous les postes sources et par toutes les centrales débitant dans le réseau de distribution (MT et BT). Les points d'injection dans le réseau de distribution des postes sources et des centrales sont normalement tous équipés de compteurs et les valeurs enregistrées sont normalement transmises au service des statistiques des sociétés de distribution.

En ce qui concerne l'énergie consommée, c'est l'énergie facturée aux abonnés MT et BT qui est normalement utilisée comme indicateur de l'énergie consommée. L'énergie facturée n'inclut évidemment pas l'énergie fraudée. En fait, le calcul des pertes globales sert à estimer l'ordre de grandeur de la fraude. Pour que cette estimation ne soit pas loin de la vraie valeur, il faut que l'énergie facturée ne soit pas soumise à des erreurs décrites dans le chapitre 2.2.2. Il s'agit des erreurs dues à l'absence des compteurs, des erreurs humaines et des compteurs défectueux.

Les abonnés sans compteurs paient des tarifs forfaitaires. Ces abonnés disposent d'un branchement dont la puissance est théoriquement limitée par un fusible ou un disjoncteur à une valeur correspondant à la puissance souscrite. Néanmoins, la puissance appelée par les abonnés varie dans le temps et la consommation exacte de ces abonnées ne peut être qu'estimée grossièrement.

En outre, ce type de branchement est malheureusement la source de nombreuses fraudes. En effet, comme il n'y a pas de compteur, il n'est pas besoin de faire des relevés. L'intégrité du branchement n'est donc pas sujette à un contrôle visuel régulier de l'état des fusibles ou du disjoncteur limitant la puissance appelée par les abonnés au forfait. Certains abonnés malveillants contournent les fusibles







ou le disjoncteur, ce qui leur permet de consommer une puissance bien supérieure à la limite contractuelle, voire même fournissent de l'électricité au voisinage.

Les erreurs humaines se produisent sous plusieurs formes : erreurs de relève des compteurs, omission d'une ou de plusieurs catégories d'abonnés dans le calcul des ventes totales (par exemple, omission de la consommation interne parce que celle-ci n'est pas facturée), erreurs de frappe durant la saisie des données, erreurs faites dans l'addition d'unités différentes (exemple : 100 kWh + 2 MWh = 102 kWh), etc.

Un cours de formation qui est décrit en haut (Chapitre 5.8.5.1; Calcul des pertes globales, des pertes non-techniques et préparation des statistiques pour le calcul) vise à minimiser les imprécisions qui risquent de produire des mauvaises estimations des pertes globales.

5.8.6.4 Méthode de calcul de l'énergie injectée dans le réseau de distribution

Etant donné qu'il peut exister aussi bien des pertes non-techniques au niveau MT qu'au niveau BT et que celles-ci ne sont pas directement quantifiables, il convient de distinguer les pertes en énergies sur ces deux réseaux. Il faut donc également distinguer l'énergie totale injectée dans le réseau de distribution MT (E_{IMT}) de celle injectée dans le réseau BT (E_{IBT}).

L'énergie injectée sur le réseau de distribution MT (E_{IMT}) est calculée en faisant la somme des énergies de tous les postes sources HT/MT (E_{PS}) et de toutes les centrales de production (E_{PRMT}) qui sont injectées directement dans le réseau de distribution MT. On a donc la relation suivante :

$$E_{IMT} = \sum E_{PS} + \sum E_{PRMT}$$

L'énergie injectée sur le réseau de distribution BT (E_{IBT}) est calculée en faisant la somme des énergies injectées par les postes MT/BT (E_{PMTBT}) et, le cas échéant, de celles injectées par les centrales de production qui injectent directement dans les départs BT (E_{PRMT}) des postes de distribution MT/BT.

Pour le réseau BT, on a donc la relation suivante :

$$E_{IBT} = \sum E_{PMTBT} + \sum E_{PRBT}$$

5.8.6.5 Méthode de calcul des pertes techniques

Ces pertes sont à calculer selon la méthode exposée dans le chapitre 2.4.2.

Dans la mesure où aucun des départs MT du réseau de distribution n'est digitalisé et que les informations concernant les puissances horaires injectées dans les départs MT ne sont pas connues, le calcul des pertes techniques en MT doit au moins être réalisé pour 2 départs MT fortement chargés et 2 départs faiblement chargés, afin d'obtenir au moins une approximation grossière de la fourchette dans laquelle évoluent les pertes techniques sur le réseau MT.

Pour les sociétés qui ne disposent pas encore de plans des réseaux BT, il est nécessaire d'en faire le relevé sur des échantillons de réseaux typiques, afin d'obtenir une évaluation grossière de la fourchette dans laquelle évoluent ces pertes techniques.







5.8.6.6 Estimation des pertes non-techniques en énergie

Réseaux MT

Si l'énergie injectée dans le réseau MT est comptabilisée (E_{IDMT}), il est possible d'évaluer les pertes non-techniques en énergie sur le départ MT (P_{NTDMT}) en soustrayant de l'énergie injectée dans le départ MT (E_{IDMT}) l'énergie injectée dans les postes MT/BT de distribution (E_{IPD}) et les pertes techniques en l'énergie sur le départ MT (P_{TDMT}).

$$p_{NTDMT} = E_{IDMT} - E_{IPD} - p_{TDPMT}$$

avec

$$E_{IPD} = \sum_{i=1}^{n} E_{IPD_i}$$

et n = nombre de postes MT/BT sur le départ.

Si l'énergie injectée dans les postes MT/BT n'est pas comptabilisée, mais que l'énergie injectée dans les départs BT l'est, on peut évaluer l'énergie injectée dans les postes MT/BT en faisant la somme des énergies injectées dans les départs BT des postes MT/BT et en y ajoutant la valeur estimée des pertes dans les transformateurs MT/BT.

Si l'énergie injectée dans les départs BT n'est pas non plus mesurée, elle sera évaluée en considérant les paliers de puissance calculés à partir de la puissance calculée sur la base du prorata de la puissance installé des transformateurs MT/BT.

La valeur des pertes non-techniques en énergie sur le réseau de distribution MT (p_{NTMT}) est alors calculée en faisant la somme des pertes en énergie non-techniques évaluée pour chaque départ MT.

Enfin, il faut noter que la consommation propre des sociétés de distribution ne constitue pas des pertes à proprement parler. Cette consommation doit donc être déduite des pertes non-techniques. Il s'agit, par exemple, de la consommation des bâtiments administratifs de la société alimentés en MT et de la consommation des stations de pompage également alimentés en MT, lorsque la société de distribution d'électricité est également productrice er distributrice d'eau.

Réseaux BT

Les pertes non-techniques en énergie sur le réseau de distribution BT (p_{NTBT}) sont calculées en faisant la différence entre l'énergie injectée dans le réseau BT et l'énergie facturée aux abonnées BT.

Là encore, il convient de noter que la consommation propre des sociétés de distribution sur le réseau BT doit être déduite des pertes non-techniques.







5.9 Création d'un Club « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution »

La proposition de créer un Club RPD (Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution) est basée d'une part, sur le souhait mentionné par les sociétés de distribution d'avoir des réunions d'échange d'expérience sur la réduction des pertes et d'autre part, sur les expériences très encourageantes du Club d'Electrification Rurale (Club ER). L'Encadre 4 donne une description de l'histoire du Club ER.

La mission du Club RPD est la réduction de pertes ; pertes techniques, non-techniques et d'encaissement. A cette fin, des réunions d'échange d'expériences ou de formation ont lieu deux ou trois fois par an sur une durée entre trois et cinq jours. Les réunions d'échange d'expériences se concentrent sur un thème qui est lié à la réduction des pertes. Le thème peut être une des actions décrites cidessus ou un aspect détaillé d'une action. Dans les réunions de formation, les participants reçoivent normalement la formation sur des aspects détaillés. Des exemples de sujets à traiter dans un échange d'expérience et dans un cours de formation sont présentés ci-dessous.

Exemple 1 : Le recensement de la clientèle pour avoir une bonne base de données de la clientèle peut faire l'objet d'une réunion d'échange d'expérience. Les participants rapportent sur l'organisation du recensement, les données collectées, la saisie des données et l'intégration dans la base de données de la clientèle, les coûts du recensement, la durée, les difficultés rencontrées et les solutions trouvées, les actes frauduleux et anomalies trouvées durant le recensement, les erreurs constatées après le recensement dans la base de données et leur impact sur les pertes, etc.

Exemple 2 : Il est évident que le grand nombre d'aspects liés au recensement empêche le traitement détaillé de chaque aspect. Il se peut donc que les membres du Club RPD souhaitent une réunion dédiée à la discussion d'un aspect détaillé de haut intérêt ; par exemple, les méthodes de fraude constatées durant le recensement et les contrôles réguliers et les méthodes de détection. Une telle réunion peut être un échange d'expérience, mais peut aussi prendre la forme d'une formation sur les méthodes de détection, les outils nécessaires à cette fin et la démonstration de l'utilisation des outils. Les détails d'un tel programme de formation sont décrits en haut dans le chapitre 5.8.5.2.

Les arrangements de fonctionnement (statuts, organes, ressources etc.) du Club RPD peuvent s'orienter à ceux mis en place par le Club ER; voir Encadre 4. Le secrétariat pourrait au début être assuré par le WAPP. Une autre solution institutionnelle serait d'annexer le Club RPC au Club ER. Concernant le financement du secrétariat et des activités du Club RPD, les cotisations des membres constituent une source de financement. Cette source devrait au début être supplémentée par des dons de la GIZ et des bailleurs de fonds. A titre indicatif : Les cotisations annuelles des membres du Club ER sont de l'ordre de 3.000 à 5.000 Euros ; l'Union Européenne (UE) a supporté le budget du Club durant plusieurs années à hauteur d'environ 400.000 Euros par an. Depuis 2016, le Club ER ne reçoit plus de financement de l'UE. Le Club ER est beaucoup apprécié par ses membres et cela les a conduits à trouver une solution pour poursuivre les activités du Club ; voir l'Encadre 6. Vu l'intérêt des sociétés de distribution à des échanges d'expérience et des cours de formation sur la réduction des pertes, le développement du Club RPD pourrait prendre le même cours.







Encadré 6 : Club ER (Club Electrification Rurale)

Le Club ER est né d'une initiative de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie). Le CLUB-ER a pour vision d'accélérer le développement de l'accès aux services de l'énergie électrique dans les zones rurales du continent africaine

Le premier atelier qui s'est déroulé en France en décembre 2002, a vu la participation de six pays africains (Cameroun, Côte d'Ivoire, Maroc, Mauritanie, Niger, Sénégal). Le CLUB-ER compte aujourd'hui 40 institutions nationales africaines en charge de l'électrification rurale de 30 pays africains. La plus grande partie des institutions sont des agences d'électrification rurale. Il y a aussi des régulateurs, des ministères et quelques compagnies d'électricité parmi les institutions.

Les activités du CLUB-ER se concentrent sur trois domaines :

- a) Renforcement des capacités et des compétences
- b) Capitalisation, échange d'expérience & gestion des connaissances
- c) Mobilisation de ressources techniques et financières.

Les Statuts du Club ER définissent les conditions pour devenir membre et les obligations des membres. Les organes du Club sont l'Assemblée Générale, la Présidence, les Points Focaux et le Secrétariat. Le siège social du Club ER est le siège social de la présidence. Le Président est élu par l'Assemblée Générale. Son mandat est d'une année renouvelable une fois consécutive. Les Points Focaux sont élus parmi les membres pour une durée de deux ans. Ils doivent assurer le leadership technique sur les thématiques de travail du CLUB-ER, notamment par l'animation des échanges thématiques entre les membres et le montage des actions. Le secrétariat du Club ER était jusqu'à fin 2015 assuré par un consultant. Le secrétariat se trouve depuis janvier 2016 à Abidjan.

Les ressources du Club ER sont constituées des cotisations de ses membres, des subventions et des dons. Au début, le budget du Club était supporté par des dons de l'ADEME Plus tard, des dons de l'Union Européenne (UE) ont largement financé le budget du Club jusqu'à fin 2015. Le support de l'UE était dans l'ordre de 400.000 Euros par an. Le budget a couvert les coûts du secrétariat et ceux de la participation de deux personnes de chaque pays pour deux ou trois sessions de formation par an qui ont été organisées par le secrétariat. Les coûts de participation ont couvert les coûts de transport et un montant fixe pour l'hébergement. Si un pays a souhaité envoyer plus de participants ou participer à plus de sessions, les coûts de transport et d'hébergement étaient à financer par les participants. Il y a aussi eu des sessions de formation et des petits projets d'ER dont une partie des coûts ont été (co)financée par des bailleurs de fonds et d'autres institutions. Depuis 2016, le secrétariat du Club ER se trouve à Abidjan. Il n'y a plus d'appui au budget du Club par les bailleurs. La Côte d'Ivoire finance les locaux et les cotisations des membres les salaires des employés. Le Club ER espère inciter les bailleurs de fonds à contribuer au financement des sessions de formation et des projets d'ER.







5.10 Résumé

Les pertes non-techniques entrainent des pertes monétaires élevées, soit plusieurs millions d'Euros par an, même lorsque les pertes sont relativement faibles. Le calcul des pertes monétaires présentées dans ce rapport utilise le prix moyen facturé dans l'évaluation. Pour aucune des sociétés de distribution visitée, ce prix ne recouvre le coût de revient. Les pertes monétaires seraient donc encore plus élevées si les tarifs appliqués satisfaisaient cette condition élémentaire de bonne performance.

Les informations reçues des sociétés de distribution montrent qu'il y a une multitude de causes pour les pertes non-techniques : La fraude sous ses différentes formes (branchements clandestins, bypass, manipulation de compteurs, etc.), des bases de données de la clientèle qui ne sont pas à jour, l'absence de compteurs, les compteurs défectueux, les erreurs dans les statistiques, les erreurs dans la méthode de calcul des pertes. Vu cette diversité, il n'est pas étonnant que plusieurs actions soient toujours nécessaires pour réduire les pertes non-techniques.

Les actions prioritaires pour réduire les pertes non-techniques varient d'une société à l'autre. Chez EDG (Guinée) et AEDC (Abuja, Nigéria) où un pourcentage élevé des abonnés n'est pas équipé de compteurs (95% chez EDG et 55% chez AEDC), l'installation des compteurs doit être une des actions prioritaires. L'absence de compteurs crée des pertes sous forme de sous-estimation de la consommation et du raccordement clandestin au voisin sans compteur. Chez EAGB (Guinée-Bissau) c'est le remplacement du logiciel de facturation. Les diverses faiblesses du logiciel conduisent à la nonfacturation de clients ou à l'envoi des factures avec un retard important. Cela a pour conséquence de fausser les statistiques de ventes qui ne reflètent pas la consommation et donc de fausser les résultats du calcul des pertes.

Si les actions prioritaires ne sont pas identiques, il y a des actions élémentaires pour toutes les sociétés

Une des actions élémentaires vise à établir une base de données de la clientèle qui reflète la situation réelle. Les bénéfices d'une telle action, appelée recensement des clients, ne se limitent normalement pas à connaitre combien de clients la société compte. Quels autres bénéfices le recensement produit dépend de la formation des personnes qui réalisent le recensement. Même des personnes qui sont recrutées pour cette activité sans avoir des connaissances du métier nécessitent peu de formation pour produire des bénéfices sous forme de la détection des branchements clandestins. Les calculs montrent qu'une faible réduction des pertes monétaires par abonné, typiquement entre 1% et 4%, rentabilise déjà les coûts du recensement et cela, même si on limite le calcul aux cinq années qui suivent le recensement et calcule le bénéfice monétaire en utilisant le prix moyen facturé par kWh dans l'année de recensement. Ce prix ne recouvre le coût de revient dans aucune société.

Une autre action élémentaire qui est normalement très rentable est le renforcement des contrôles : augmentation du nombre de contrôles et des contrôleurs, dotation des équipes de contrôle des outils appropriés et des moyens logistiques (voitures) et la bonne formation des contrôleurs. Les données reçues de plusieurs sociétés montrent que les bénéfices immédiats dépassent déjà les coûts. Les bénéfices immédiats se présentent sous forme de la facture de redressement que les fraudeurs détectés pendant le contrôle doivent payer. Un programme de formation qui vise à améliorer les contrôles est proposé dans le chapitre 5.8.5.2.

D'autres actions élémentaires sont basées sur le besoin d'identifier les zones où les pertes sont anormalement élevées et la nécessité que ces zones soient de taille réduite afin de permettre







l'identification ciblée des causes et des mesures de réduction. Presque toutes les sociétés visitées considèrent les actions nécessaires à cette fin comme actions prioritaires. Les actions comprennent :

- (i) Le rattachement des clients au poste MT/BT; de préférence le rattachement au départ BT du poste qui desservit le client.
- (ii) L'installation des compteurs dans les postes ; de préférence dans chaque départ BT.
- (iii) L'intégration des donnés de rattachement et de l'énergie injectée par le poste ou le départ BT dans la base de données de la clientèle.

Il est ensuite possible de comparer l'énergie injectée dans le réseau avec l'énergie facturée aux clients desservis par le poste ou, mieux, le départ BT du poste, et de cette manière détecter des zones où les pertes sont anormalement élevées.

L'information de quel poste/départ BT le client est desservi est normalement fourni par l'activité « numérotation des poteaux ». Dans le cours de cette activité, une plaque est fixée sur le poteau qui indique le numéro du poste MT/BT et/ou du départ BT auquel le poteau est raccordé. L'affectation de cette information aux clients se fait souvent durant le recensement des clients.

(Quelques) des activités susmentionnées sont en cours chez presque chaque société mais il n'y a pas encore des expériences avec un système complet. Cela empêche le calcul de rentabilité mais vu les montants perdus à cause des pertes non-techniques, il n'a pas de doute que les investissements soient rentables.

Deux actions qui promettent de réduire les pertes non-techniques de manière rentable si elles sont implémentées « chez des abonnés appropriés » sont l'installation des compteurs split et l'installation des compteurs communicants. L'impact de ces actions sur les pertes NT n'est normalement pas visible des statistiques agrégées mais nécessite des statistiques détaillées, de préférence les statistiques de consommation des abonnés, qui ont reçu ces compteurs, avant et après l'installation. Les données obtenues de quelques sociétés indiquent que l'installation des compteurs communicants chez des gros consommateurs est probablement rentable et que cela est aussi vrai pour l'installation des compteurs à prépaiement de type split dans des quartiers où le risque de fraude est élevé. Signalons dans ce contexte que les compteurs communicants et les compteurs à prépaiement de type split ont d'autres bénéfices que la réduction des pertes NT et ces bénéfices seuls peuvent rentabiliser l'investissement. Les compteurs communicants réduisent les coûts de relève et peuvent améliorer le dispatching et de cette manière baisser les coûts de production. Les compteurs à prépaiement de type split augmentent le taux d'encaissement.

La conclusion tirée des calculs de rentabilité et des raisonnements là où les données n'ont pas permis ce calcul, est que les actions décrites dans le présent rapport sont sans doute rentables. La question se pose donc de savoir pourquoi ces actions n'ont pas encore été réalisées. Le problème fondamental est que les tarifs ne couvrent pas les coûts d'approvisionnement d'électricité. Ce problème ainsi que celui ces pertes d'encaissement ont pour effet de rendre la situation financière des sociétés très précaire. Elles ne peuvent mobiliser sous forme de fonds propres ou par le biais de crédits que des montants relativement faibles pour financer les coûts des actions efficaces. Le financement des actions dépend donc de l'appui financier par les gouvernements ou des bailleurs de fonds.

Les investissements en solutions techniques et le renforcement quantitatif et qualitatif des contrôles ne suffisent pas pour éliminer les pertes non-techniques. Il faut de plus créer une culture qui ne tolère pas la fraude. Cela nécessite des messages forts de la part des gouvernements, le lancement de campagnes de sensibilisation et l'application stricte des pénalités et sanction en cas de fraude ou de complicité dans les actes frauduleux.







Pour réussir dans la lutte contre les pertes non-techniques il faut aussi que le management des sociétés s'engage pleinement. Sinon, le risque de laxisme est élevé. L'engagement devrait se faire par la proclamation des objectifs mesurables de réduction des pertes, la sensibilisation de tous les agents, la mise à disposition des moyens matériels et humains permettant la mise en œuvre, la détermination des responsables dans la mise en œuvre des actions et le contrôle des résultats obtenus.

Il est aussi important au niveau des sociétés que l'estimation des pertes soit basée sur des bonnes statistiques et que le calcul soit correct. Le consultant a vu plusieurs statistiques détaillées qui contiennent des valeurs extrêmes (très élevées ou très faibles) qui ont été reconnue comme étant des valeurs incorrectes sans pour autant que les sociétés aient la possibilité de les corriger. Des erreurs dans la méthode de calcul ont aussi été constatées. Un programme de formation à cet égard est proposé dans le chapitre 5.8.5.1.

Le consultant propose que la lutte contre les pertes soit supportée par les bailleurs de fonds par l'appui financier à une structure à créer qui a pour objectif de réaliser des réunions d'échange d'expériences et de formations. Toutes les sociétés visitées ont exprimé le souhait de l'existence d'une plateforme d'échange d'expérience sur les différents sujets liés aux pertes. La formation des contrôleurs dans les méthodes de fraudes et de sa détection a été mentionné comme besoin important par presque toutes les sociétés. Organiser une telle formation pourrait être une des premières activités de la structure. La proposition de la structure, appelée Club Réduction des Pertes de Distribution (Club RPD) pourrait reposer sur l'expérience très encourageante du Club Electrification Rurale (Club ER).

L'avantage de supporter les activités d'un Club RPD est que toutes les sociétés de distribution des pays d'ECOWAS profiteront de l'appui. Pour pouvoir sélectionner certaines actions à mettre en œuvre dans certaines sociétés avec l'appui financier nécessaire, il conviendra d'abord de déterminer les critères de sélection. Le consultant ne voit pas comment cela peut se faire avec une méthode rationnelle. Utiliser comme critère, par exemple, la rentabilité calculée à partir de la comparaison des coûts et des bénéfices actualisés sera confronté au problème de quantification des bénéfices.







6. Plans d'investissement pour la réduction des pertes de distribution et estimation des coûts afférents

6.1 Modèle de plan d'investissement

6.1.1 Préambule

Les projets d'investissements pour réduire les pertes dans le réseau de distribution sont intégrés dans les activités de la société de distribution. Pour les financiers, c'est donc la performance financière de la société qui est d'intérêt primordial et pas la performance du projet. Si les financiers sont convaincus que la société rembourse le crédit et paie les intérêts et d'autres frais, ils sont normalement prêts de financer le projet sans regarder de proche les paramètres financiers du projet (liquidité, rentabilité). Si cependant la performance financière de la société est mauvaise, les financiers sont hésitants de financer le projet même si celui est hautement rentable et les recettes du projet dépassent les dépenses, y compris les dépenses liées au service de la dette. Les banques commerciales demandent dans ce cas normalement des garanties pour le service de la dette. Il se peut que les bailleurs de fonds financent un tel projet sans garanties mais ils les demandent le plus souvent aussi. La signification du présent document est donc limitée parce que seul le projet est considéré. Le document décrit les éléments à présenter et fait des commentaires sur des points à observer dans les calculs. Deux exemples de projets sont ensuite présentés à la fin de ce chapitre (Installation des Compteurs Communicants et des Composantes pour la Communication et le Traitement des Données ; Mise en œuvre de banc de condensateurs).

6.1.2 Eléments à présenter dans la proposition d'un projet d'investissement qui vise à la réduction des pertes de distribution

6.1.2.1 Présentation de l'évolution des pertes globales

La présentation du projet qui vise à la réduction des pertes techniques ou non-techniques devrait commencer avec la présentation de l'évolution des pertes globales de distribution de la société ; des pertes globales en énergie et du taux de pertes globales. Rappelons que les pertes globales en énergie sont la différence entre l'énergie injectée dans le réseau de distribution dans la période considérée et l'énergie consommée pendant cette période selon les statistiques de la société de distribution.

6.1.2.2 Informations sur la répartition en pertes techniques et non-techniques et les coûts des pertes non-techniques

La répartition des pertes globales en pertes techniques et pertes non-techniques est à mentionner ; de préférence ensemble avec une brève description de la partie du réseau de distribution pour laquelle le calcul des pertes techniques a été fait et la période de référence de ce calcul.

La valeur monétaire des pertes non-techniques dans l'année la plus récente est à présenter. La valeur est à calculer à partir du prix moyen hors taxes payé par les abonnées.







6.1.2.3 Description sommaire du projet et des objectifs

Ce paragraphe contient la description sommaire du projet et la description des objectifs concernant la réduction des pertes. Les objectifs devraient faire référence à la situation des pertes que le projet vise à réduire et dont l'évolution a été décrite dans les paragraphes précédents.

6.1.2.4 Description des composantes et des coûts du projet

La description détaillée présente les composantes du projet, leurs coûts et le calendrier d'exécution.

6.1.2.5 Estimation des bénéfices du projet

Les bénéfices résultent de la comparaison de l'évolution des pertes avec et sans le projet. Si le projet réduit les pertes techniques, cela réduit la production d'énergie pour satisfaire la demande. Le bénéfice est donc lié aux coûts de production. Si le projet réduit les pertes non-techniques, cela augmente les recettes de la société. Les bénéfices sont donc la différence entre les recettes avec et sans le projet.

L'identification des bénéfices est souvent très complexe et nécessite toujours de bonnes réflexions. Les trois actions présentées ci-dessous le démontrent.

Action : Amélioration des contrôles

Bénéfices à court terme : Montants payés par les fraudeurs détectés. Le montant à payer par un fraudeur se compose de la facture de redressement qui reflète l'estimation du montant de l'électricité fraudée et une pénalité. Les données de plusieurs sociétés indiquent que les montants encaissés dépassent largement les coûts. Un autre bénéfice des contrôles est qu'il est constaté que quelques clients ne sont pas facturés le bon tarif. Le plus souvent, le tarif appliqué est trop faible parce que la puissance dépasse la puissance souscrite ou enregistrée, soit à cause d'un acte frauduleux (disjoncteur) ou soit à cause d'une erreur de la société. Les bénéfices découlent de l'augmentation du tarif ce qui augmente les futures recettes.

Bénéfices à moyen et long terme : On peut s'attendre à ce que les actes frauduleux diminuent s'il y a plus de contrôles par des équipes bien formés et équipés d'outils appropriés. Mais il est difficile de fixer le pourcentage parce que l'évolution des pertes non-techniques à moyen et long terme est influencée par d'autres actions que la société réalise pour réduire les pertes non-techniques⁸⁵.

Action : Installation des compteurs à prépaiement de type split

Bénéfices attendus : Augmentation du taux de recouvrement et réduction des pertes non-techniques. Besoin de statistiques détaillées pour estimer l'impact sur les pertes non-techniques. Il faut comparer les ventes facturées aux abonnés avant l'installation du compteur split avec les ventes après l'installation.

Des méthodes statistiques existent qui permettent l'estimation de l'impact de chaque action. L'application de ces méthodes demande le plus souvent beaucoup de données, des longues séries chronologiques ou des données transversales. La bonne connaissance des méthodes est aussi nécessaire pour bien interpréter les résultats.







Action : Rattachement des clients au poste de départ

Le rattachement nécessite deux actions :

- 1) La numérotation des poteaux de manière à ce que le poste de départ puisse être identifié.
- 2) Le recensement de la clientèle. Durant le recensement, le code du poste de départ est noté qui se trouve sur le poteau auquel le client est raccordé. Le recensement

Le recensement est une forme de contrôle. Il n'est donc pas surprenant que des fraudeurs et des anomalies de tarification sont détectés durant le recensement. Les bénéfices sont par conséquent similaires à ceux mentionné en haut (bénéfices à court terme des contrôles).

Pour que le rattachement ait un impact plus important, il faut (a) installer des compteurs dans les départs BT des postes MT/BT et (b) établir un système d'information qui rassemble les informations suivantes : l'énergie vendue aux clients qui sont approvisionner par un départ BT et l'énergie injectée dans le départ BT. La comparaison de ces deux chiffres permet ensuite d'identifier les départs où les pertes sont anormalement élevées. Les visites sur terrain doivent ensuite déterminer les raisons et les mesures à réaliser pour réduire les pertes. Les raisons peuvent être des raisons techniques (surcharges,) et non-techniques (fraude, erreurs). Signalons dans ce contexte qu'entre 50 et 150 clients BT sont typiquement approvisionnés par un départ BT. Il est attendu que le relativement faible nombre permette d'identifier des actes frauduleux, s'il y en a. Vu qu'un poste MT/BT a plusieurs départs BT, le nombre est nettement plus élevé et la détection des actes frauduleux plus difficile si un compteur est seulement installé dans le côté MT du poste.

Aucune société qui a participé à l'étude n'a encore installé un tel système. Il n'y a donc pour l'instant pas de données qui permettent d'estimer l'impact sur la réduction des pertes non-techniques. Ceci dit, il se peut bien que des hypothèses très conservatrices concernant les coûts (élevés) et la réduction des pertes non-techniques (faible) suffisent pour démontrer que le projet est rentable.

6.1.2.6 Analyses financières et présentation des résultats

Pour obtenir de financement, un projet d'investissement devrait satisfaire les critères suivants :

- Le projet doit produire des recettes qui permettent de payer les dépenses (aspect liquidité).
- C'est le cas si la valeur cumulée de la trésorerie nette du projet n'est pas négative. La trésorerie nette est la différence entre les recettes et les dépenses. Si la condition n'est pas satisfaite, il faut injecter des fonds.
- Le projet doit être rentable pour l'investisseur.
- Les ratios financiers du projet doivent satisfaire les critères des financiers.

Les instruments principaux sont le Compte de Trésorerie qui montre les dépenses et recettes du projet et le Compte d'Exploitation qui montre les coûts et les revenus du projet et permet le calcul de plusieurs ratios financiers, notamment le debt-service-coverage ratio qui est normalement le ratio le plus important pour les financiers. L'ajout du bilan du projet est parfois demandé.

Le calcul des impôts sur les revenus dans le Compte d'Exploitation suppose que le projet soit une entité fiscale qui n'a pas de liens avec la société. Dans la réalité, le projet est intégré dans la société dont le taux d'impôt est différent du taux appliqué dans l'analyse financière du projet. Le taux de la société est le plus souvent plus faible ou même zéro parce que le Compte d'Exploitation des sociétés de distribution montre souvent des faibles profits ou des pertes. Les projets de réduction des pertes de distribution sont cependant le plus souvent très rentables.







La haute rentabilité se voit souvent déjà si l'analyse est limitée à quelques périodes. Il n'est pas nécessaire dans ce cas de considérer beaucoup de périodes. Si, par exemple, les analyses montrent que la somme actualisée des recettes du projet dépasse la somme actualisée des dépenses jusqu'à la fin du remboursement de la dette, il n'est normalement pas nécessaire de considérer plus d'années. C'est seulement nécessaire s'il y a des années après cette période où les dépenses annuelles sont supposées dépasser les recettes ce qui devrait être rare.

Le taux d'actualisation à utiliser dans le calcul est le coût moyen pondéré du capital (weighted average cost of capital). La formule de calcul est :

Rd * (1 - T) * g + Re * (1 - g)

Rd: taux d'intérêt des crédits plus prime de risque

Re : rendement des obligations de bonne qualité plus prime de risque

T: taux d'impôts sur revenus

G : pourcentage des coûts d'investissement financé par des crédits

La période de remboursement peut souvent être (très) courte s'il s'agit d'un projet de réduction des pertes non-techniques. Des exemples montrent que ces projets produisent dans un très court délai suffisamment de recettes pour payer le service de la dette et toutes autres dépenses. Voir l'exemple présenté dans la partie B (Installation des Compteurs Communicants et des Composantes pour la Communication et le Traitement des Données) et les exemples présentés dans la section principale. Concernant l'indicateur de la rentabilité, le calcul des indicateurs typiques comme le rendement sur fonds propres ou le taux interne de rendement sur l'investissement⁸⁶ n'est pas nécessaire s'il est évident que la trésorerie nette est positive sous peu de temps après Le rendement sur fonds propres sera normalement très élevé si peu de fonds propres est injecté ce qui devrait être le cas normal. L'enjeu des projets de réduction des pertes non-techniques n'est pas la rentabilité mais l'engagement de réalisation, le financement et la bonne gestion.

La présentation des résultats doit notamment montrer que les recettes du projet permettent de payer toutes dépenses, y compris le service de la dette, et cela sur la base des hypothèses conservatrices. La présentation des ratios financiers supportera ce résultat.

Rappelons finalement à ce qui a été dit dans la Préambule : Il est peu probable que les banques commerciales accordent un crédit sur la base de ces analyses même si les résultats sont excellents. Sachant que le projet sera intégré dans la société de distribution, les banques basent leur décision sur la performance financière de la société. Si celle n'est pas jugée satisfaisante, les banques demanderont probablement une garantie si le montant du crédit n'est pas faible.

6.1.2.7 Commentaire sur des analyses économiques si demandées par les bailleurs de fonds

Il se peut que les bailleurs de fonds soient moins demandant et acceptent le financement du projet ou de donner une garantie. Outre les analyses financières, les bailleurs de fonds demandent souvent une analyse économique qui montre que le projet est rentable pour la nation.

Une différence principale entre l'analyse financière et économique est que le financement du projet et les taxes et impôts ne sont pas considérés dans l'analyse économique. Le critère de rentabilité au plan économique est que le taux interne de rentabilité économique dépasse le taux d'actualisation ou

Le taux est calculé à partir des valeurs : profit après impôts plus amortissements moins coûts d'investissement.







que la valeur actualisée des bénéfices nets soit positive. Le taux d'actualisation utilisé dans les analyses économiques est typiquement de 10%.

Une autre différence est que les coûts et bénéfices sont identifiés du point de vue de la nation. Cela entraine presque toujours des problèmes d'évaluation parce que beaucoup des coûts et notamment des bénéfices économiques ne se laissent pas bien transformer en valeurs monétaires. Les exemples ci-dessous le démontrent. Dans la pratique, les coûts sont typiquement identiques à ceux de l'analyse financière (les frais fiscal et les coûts financiers sont exemptés de l'analyse économique). Cette méthode est souvent aussi appliquée aux bénéfices. Vu que bénéfices économiques sont très difficile ou même impossible à quantifier, les bénéfices financiers sont utilisés comme estimation grossière.

Si la réduction des permet techniques réduit la production d'énergie par des centrales thermiques, cela réduit les émissions de gaz à effet de serre. Ce bénéfice est cependant presque impossible à quantifier. La réduction des pertes techniques peut aussi améliorer la qualité de service (moins de délestages et de fluctuations de tension) ou permettre l'électrification de nouveaux abonnés. Quantifier ces bénéfices est aussi difficile, sinon impossible.

Le bénéfice économique de la réduction des pertes non-techniques dépend de ce que la société de distribution fait avec les recettes additionnelles qu'elle reçoit grâce à la réduction. Des investissements pour améliorer la qualité de service ou le taux d'électrification conduisent aux problèmes d'évaluation susmentionnés. L'approche typiquement utilisée que les recettes reflètent ces bénéfices est une spéculation. L'augmentation des recettes peut aussi réduire l'appui financier de la société par le Gouvernement. Le Gouvernement peut dans ce cas utiliser les moyens libérés pour financer d'autres investissements. Déterminer le bénéfice monétaire de ces investissements n'est cependant normalement pas possible.

6.2 Exemple n° 1 - Mise en œuvre de compteurs communicants

6.2.1 Introduction

Les compteurs communicants sont des compteurs électroniques. Ils sont aussi appelés compteurs intelligents ou « smart meter ». Les compteurs existent depuis d'environ 20 ans. La technologie était au début la technologie AMR (Advanced Meter Reading) qui ne permettait que la communication à sens unique ; la récupération électronique des données stockées par le compteur. Depuis plusieurs années il y a la technologie AMI (Advanced Metering Infrastructure) qui permet la communication bidirectionnelle. La société de distribution peut récupérer les données stockées par le compteur et programmer les paramètres du compteur ou envoyer des messages au client. La technologie AMI permet souvent aussi que l'abonné peut suivre à distance les paramètres de sa consommation en temps réel.

Il y a plusieurs technologies de communication. Les trois technologies principales sont (a) par radiofréquence comme notamment le Wifi, (b) par CPL (Courant Porteur en Ligne) et (c) par le réseau téléphonique classique. Dans la réalité, il y a souvent un mix de ces technologies ; par exemple, la technologie CPL pour la communication entre une grappe de compteurs et un concentrateur installé dans un poste de distribution et le Wifi pour la communication entre les concentrateurs et le système d'information centralisé.

L'installation des compteurs communicants devrait commencer par une étude de (pré)faisabilité qui, tenant compte des standards et régulations en vigueur dans le pays, fait des recommandations sur la technologie à installer et le système de communication à utiliser. Sur la base des résultats de cette







étude, un projet pilote devrait tester la ou les propositions avant d'installer les compteurs à grande échelle. En Afrique, les problématiques liées au transfert des données et à la sécurisation sont des sujets qui parfois bloquent encore l'application⁸⁷.

La proposition suivante d'un projet d'installation des compteurs communicants suppose que les résultats d'un projet pilote soient déjà disponibles. Avant d'installer des compteurs communicants à grande échelle, il faut réaliser un projet pilote pour notamment déterminer la technologie de communication à distance.

Il serait très utile d'organiser un atelier sur l'utilisation des compteurs communicants pour les sociétés de distribution des pays d'ECOWAS. Les sociétés qui ont déjà installé des compteurs communicants présentent leurs systèmes : les compteurs installés, la technologie de communication entre les composantes du système, le logiciel de gestion du système, les coûts des composantes, les bénéfices réalisés, etc. Selon les informations reçues par le consultant, la CIE (Côte d'Ivoire) et ECG (Ghana) ont déjà installé des compteurs communicants chez presque tous les gros consommateurs. EDM-SA (Mali) et NAWEC (Gambie) ont installé ces compteurs sous forme de projet pilote chez des gros consommateurs.

Le chapitre suivant doit être considéré à titre d'exemple pour un projet d'investissement qui vise à réduire les pertes non-techniques par l'installation des compteurs communicants chez des gros consommateurs. Les données présentées dans cette proposition ne reflètent pas les données d'une société de distribution mais sont des données artificielles. Les données sont à remplacer par les données de la société et le texte est à modifier selon la situation de la société.

L'exemple sert à obtenir des bailleurs de fonds l'approbation d'un crédit ou d'une garantie qui pourrait être nécessaire pour l'obtention d'un crédit d'une banque commerciale. L'exemple ne constitue pas l'AO qui sera publié pour obtenir des offres des fournisseurs d'équipements.

6.2.2 Situation de départ

Les statistiques commerciales montrées dans le tableau 6-1 indiquent que les pertes globales de la société de distribution ont varié entre 17,5% et 19,0% dans les dernières cinq années et présentent une légère tendance à la hausse.

La CIE n'utilise depuis plusieurs mois pas le système de communication à distance à cause de problèmes de sécurité.



Voir http://www.actu-smartnetworks.com/les-enjeux-du-compteur-intelligent-pour-les-pays-africains/





Tableau 6-1 : Evolution du nombre d'abonnés, des ventes, de l'énergie injectée dans le réseau de distribution et des pertes globales dans la période 2012 – 2016

Année	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre d'abonnés					
 Abonnés MT 	1 450	1 500			1 650
Abonnés BT	950 000	1 000 000	1 050 000	1 150 000	1 220 000
Ventes facturées (GWh*)					
Abonnés MT	700	720	760	810	880
Abonnés BT	1 450	1 550	1 660	1 800	1 950
Injection dans le réseau de distribution (GWh)	2 606	2 785	2 962	3 214	3 494
Pertes globales (% de l'énergie injectée)	17,5%	18,5%	18,3%	18,8%	19,0%

^{*} Inclut la consommation interne

En 2016, les pertes techniques ont été estimées à environ 40% des pertes globales. Par conséquence, environ 60% des pertes sont dues aux pertes non-techniques (pertes NT). Au tarif moyen de 100 FCFA/kWh appliqué aux abonnés en 2016, les pertes NT en 2016 représentent une perte de revenu d'un montant avoisinant les 40 milliards de FCFA (≈ 61 millions d'Euros).

6.2.3 Description sommaire du projet et objectifs

Le projet consiste en installation des compteurs communicants, y compris l'installation du système de communication et du système de sécurisation et de traitement des informations.

Le projet vise à la réduction des pertes non-techniques des abonnés MT. Les résultats des contrôles des abonnés MT indiquent que ces abonnés comptent pour une partie importante des pertes NT, estimée à au moins de 25%. Afin de réduire ces pertes, nous envisageons de remplacer chez 80% des abonnés MT les compteurs électromécaniques par des compteurs communicants et d'installer ces compteurs chez 80% des nouveaux abonnés MT. La raison pour limiter l'installation à 80% des abonnés MT est que 20% des abonnés MT se trouvent dans des zones où il y a encore des problèmes avec la communication à distance.

Les résultats du projet pilote laissent attendre à ce que l'installation réduise les pertes NT de ces abonnés. Notre estimation est que la réduction est en moyenne au moins de 10%. La réduction est probablement due à ce que les compteurs communicants transmettent un signal s'il y a une tentative de manipulation. Sachant que c'est le cas, les abonnés ne font plus d'actes frauduleux. Les compteurs communicants ont beaucoup d'autres avantages importants, notamment le relevé à distance et le pilotage de la fourniture d'énergie. Le bénéfice lié à ces avantages n'est pas tenu compte dans le présent document.







6.2.4 Description détaillée du projet

6.2.4.1 Nombre de compteurs communicants

Le besoin en nombre de compteurs communicants bidirectionnels que nous envisageons d'installer jusqu'à fin 2021 est de 1560. Ce nombre est composé de 1416 compteurs qui remplacent 80% des compteurs électromécaniques installés chez les abonnés MT à la fin de 2018 et 144 compteurs qui seront installés chez 80% des nouveaux abonnés MT qui s'enregistrent entre fin 2018 et fin 2021. Le calcul suppose que le nombre total des abonnés MT à la fin de 2018 soit de 1770 et le nombre total de nouveaux abonnés MT entre fin 2018 et fin 2021 de 180.

Le coût du compteur communicant bidirectionnel qui sera installé chez les abonnés MT est de 500 Euros par pièce (achat et pose). Ce prix est le prix actualisé du projet pilote.

6.2.4.2 Technologie de communication

Le projet pilote a confirmé les résultats d'une étude de préfaisabilité concernant le système de communication.

Description du système de communication qui est prévu d'être installé. Par exemple : Les compteurs seront reliés par grappe de 10 (valeur moyenne) à un concentrateur installé dans un poste de distribution. L'échange de données et d'ordres entre les compteurs et le concentrateur aura lieu par la technologie CPL (Courant Porteur en Ligne) ou par radiofréquence (Wifi). Le réseau de télécommunication existant sera utilisé pour la communication entre les concentrateurs et le Système d'Information centralisé.

6.2.4.3 Système d'Information Centralisé

Le Système d'Information centralisé consistera en ordinateurs et un logiciel qui traite les données issues de compteurs communicants et permet d'envoyer des ordres aux compteurs. Les données reçues des compteurs seront à traduire en information à forte valeur ajoutée pour notre société. Le développement du logiciel, son installation et la formation en l'utilisation font partie du projet.

Le projet inclut aussi la livraison et l'installation des ordinateurs. Ensemble avec le logiciel, la capacité en hardware doit sécuriser les données issues des compteurs communicants.

Le projet inclut aussi la livraison et l'installation des ordinateurs. Ensemble avec le logiciel, la capacité en hardware doit sécuriser les données issues des compteurs communicants.

Les coûts pour le hardware sont estimés à environ 8 000 Euros et les coûts du logiciel à environ 50 000 Euros.

Le texte est à modifier si le hardware et le logiciel ont déjà été installés durant le projet pilote. Il se peut que dans ce cas seule une extension du hardware (plus de capacité) et des modifications du logiciel soient nécessaires.







6.2.4.4 Formation

Le besoin en formation porte sur deux sujets :

- a) la formation dans l'installation et le paramétrage des compteurs ;
- b) la formation dans l'utilisation du logiciel pour le traitement des données et le pilotage de la fourniture d'énergie.

Les coûts de formation sont estimés à 20 000 Euro chacune. La formation est à réaliser dans notre société.

6.2.4.5 Planning

Début 2018 : Lancement d'Appel d'Offres

Mi 2018: Signature de contrat

Fin 2018 : Début de livraisons des compteurs communicants et des composantes du système de

communication.

Début 2019 : Démarrage d'installation des compteurs communicants. Formation dans l'installation

et paramétrage.

Mi 2019 : Installation du hardware et du logiciel de gestion du Système d'Information Centralisé.

Formation dans l'utilisation du logiciel.

Fin 2020 : Fin de remplacement des compteurs électromécaniques par des compteurs commu-

nicants (1368 compteurs).

Fin 2021 : Fin d'installation des compteurs communicants achetés

6.2.5 Résultats des calculs de rentabilité

6.2.5.1 Rentabilité au plan économique

Dans la comparaison de la situation avec et sans le projet, les coûts qui entrent dans le calcul sont les coûts d'investissement du projet, les coûts annuels d'opération et d'entretien du projet et les coûts qui seraient réalisés dans l'absence du projet. Il s'agit des coûts des compteurs traditionnels qui seraient installés chez les nouveaux abonnés MT sans le projet. Le coût d'un compteur traditionnel est d'environ 200 Euros. Les coûts totaux de ces compteurs constituent des coûts évités qui sont à soustraire des autres coûts.

Les bénéfices du projet sont dans ce calcul les kWh de pertes NT évitées multipliés par 120 FCFA/kWh (= 0,183 Euros/kWh) qui est le prix moyen payé par les abonnés MT en 2017 et environ le coût économique d'approvisionnement. Le calcul suppose que les abonnés MT existants qui reçoivent un compteur communicant le reçoivent en moyenne mi de l'année. Dans l'année d'installation, le bénéfice est donc la moitié du bénéfice annuel. Les nouveaux abonnés qui reçoivent un compteur communicant sont branchés mi de l'année.

Le tableau 6-2 montre que le projet est très rentable. Les bénéfices du projet dépassent les coûts à partir de 2019 et la valeur cumulée des bénéfices nets est positive à partir de 2020. Le résultat est basé sur des hypothèses conservatrices — notamment seule une réduction des pertes NT de 10% -, mais même des hypothèses plus pessimistes ne mettent pas en péril la haute rentabilité du projet. Si, par exemple, la consommation spécifique des abonnés MT soit de 50% plus faibles à partir de 2019, la valeur cumulée des bénéfices nets est encore positive à partir de 2020 est c'est aussi le cas si la







réduction des pertes NT est seulement de 5% au lieu de 10%⁸⁹. Si les deux hypothèses se réalisent, la valeur cumulée des bénéfices nets est positive à partir de 2021.

Tableau 6-2: Coûts et bénéfices du projet

				2018	2019	2020	2021	2022
Nombre d'abonnés MT				1770	1820	1880	1950	2000
Nombre de CC commandés pour ab	on. MT existants 20:	18	80%	1416				
Nombre de CC commandés pour no	uv. abonnés MT fin	2021	80%	144				
Nombre CC installé par le projet -	abonnés MT existan	ts fin 2018			708	1416	1416	1416
Nombre CC installé par le projet -	nouv. abon. MT entr	e 2018 et 202	1		40	88	144	144
				2018	2019	2020	2021	2022
Coûts des CC (achat et pose)	Euros par pièce	520.00	1000 Euros	405.6	405.6			
Coûts du Système Informatique - H	ardware + Logiciel		1000 Euros	29.0	29.0			
Coûts de formation			1000 Euros	20.0	20.0			
Coûts d'investissement			1000 Euros	454.6	454.6			
Coûts évités (compt. tradit. nouv. ab.)	Euros par pièce	200.00	1000 Euros	(14.4)	(14.4)	-	-	
Coûts annuels d'opération et d'entretien des CC			1000 Euros	-	4.5	9.0	9.4	9.4
				2018	2019	2020	2021	2022
Consommation spécifique des abo	nnés MT		kWh/an	581,763	570,128	558,725	547,551	536,600
Pertes NT des abonnés MT sans CC en % cons. spécif. 12%		kWh/an	69,812	68,415	67,047	65,706	64,392	
Ventes facturées à un abon. MT sa	ns compteur commu	unicant	kWh/an	511,952	501,713	491,678	481,845	472,208
Pertes NT des abon. MT avec CC	Réduction	10%	kWh/an	62,830	61,574	60,342	59,135	57,953
Ventes facturés à un abon. MT ave	c compteur commur	nicant	kWh/an	518,933	508,554	498,383	488,415	478,647
Bénéfice moyen en énergie d'un a	bonné MT avec CC		kWh/an	6,981	6,842	6,705	6,571	6,439
Bén. monétaire d'un abon. MT avec CC	Tarif (Euros/kWh)	0.183	1000 Euros	1.28	1.25	1.23	1.20	1.18
				2018	2019	2020	2021	2022
Bénéfices monétaires de tous abo	nnés MT avec CC		1000 Euros	-	468.8	1,383.1	1,844.2	1,840.3
Coûts du projet			1000 Euros	440.2	444.7	9.0	9.4	9.4
Bénéfices nets du projet			1000 Euros	(440.2)	24.1	1,374.1	1,834.82	1,830.97
Bénéfices nets du projet - valeurs cumulées			1000 Euros	(440.2)	(416.1)	958.0	2,792.8	4,623.8

6.2.5.2 Rentabilité au plan financier

Le tableau 6-3 montre le Compte de Trésorerie du projet, tenant compte du financement. Le tableau est basé sur l'hypothèse que 10% soient financés par nos fonds propres et 90% par un crédit qui porte un taux d'intérêt de 12% et est à rembourser en deux tranches en 2020 et 2021, donc après le remplacement des compteurs communicants chez 80% des abonnés existants.

Il suit du tableau 6-3 que le service de la dette ne pose aucun problème. Les recettes du projet suffisent largement pour le service de la dette. En fait, le crédit pourrait déjà être remboursé en 2020. Des analyses de sensibilité montrent que c'est seul si les deux hypothèses pessimistes mentionnées en haut se réalisent (consommation spécifique 50% plus faibles à partir de 2019 et réduction des pertes NT seulement de 5%), que l'injection de fonds serait nécessaire en 2020 et 2021 pour assurer le service de la dette.

Vu la haute rentabilité du projet, seuls les résultats jusqu'en 2022 sont présentés dans le Tableau 6-2. Le projet continue de produire des bénéfices après 2022. Le résultat que la valeur cumulée des bénéfices nets est déjà positive à partir de 2020, indique d'autres indicateurs de la rentabilité auraient aussi des valeurs très élevées. Ces indicateurs comme, par exemple, le calcul du taux interne de rentabilité économique, nécessitent le calcul sur des périodes plus longues.







La rentabilité financière est très élevée quoiqu'on utilise comme indicateur de la rentabilité. Il suit du tableau 6-3, par exemple, que la valeur cumulée de la trésorerie nette dépasse les coûts d'investissement déjà en 2020⁹⁰.

Tableau 6-3 : Compte de Trésorerie et Compte d'Exploitation du Projet

		COMPTE DE TR	ESORERIE ET	COMPTE D'EX	PLOITATION	DU PROJE	ĒΤ		
Financement :	Fonds propres	10%	Crédit	90%					
Conditions du c		Début rembours.	2020	Fin remboursen	nent	2021	Taux d'intérê	12%	
conditions ad c	- Cuit	Debut rembours.	2020	Tittelliboursell	nene	2021	roux a mitere	1270	
COMPTE DE T	RESORERIE (CASI	HFLOW DU PROJE	T)						
Dépenses					2018	2019	2020	2021	202
Coûts d'investis	sement			1000 Euros	454.6	454.6	-	-	-
Coûts annuels d	opération et d'en	tretien		1000 Euros	-	4.5	9.0	9.4	9.4
Fonds de roulen	•			1000 Euros	-	1.1	1.1	0.1	-
Remboursemen	t du crédit			1000 Euros	-	_	386.0	432.3	
Intérêts payés				1000 Euros	-	49.1	98.2	51.9	-
Impôts sur rever	nus			1000 Euros		-	137.0	430.3	608.1
Dépenses totale				1000 Euros	454.6	509.3	631.3	923.9	617.5
Recettes					2018	2019	2020	2021	2022
Recettes grâce à	réduction des pe	rtes NT		1000 Euros	-	468.8	1,383.1	1,844.2	1,840.3
Fonds propres	oour coûts d'inves	tissement		1000 Euros	45.5	45.5	-	-	-
Crédit				1000 Euros	409.1	409.1	-	-	-
Trésorerie nette	(préliminaire)			1000 Euros	-	414.1	751.8	920.3	1,222.9
Fonds propres	oour éviter déficit	de trésorerie		1000 Euros	-	-	-	-	-
Trésorerie nett	e			1000 Euros	-	414.1	751.8	920.3	1,222.9
Cumulée				1000 Euros	-	414.1	1,165.9	2,086.2	3,309.1
COMPTE D'EX	PLOITATION								
					2018	2019	2020	2021	2022
Revenus				1000 Euros	-	468.8	1,383.1	1,844.2	1,840.3
Coûts annuels				1000 Euros	-	5.6	10.2	9.4	9.4
Amortissement		Durée de vie (ans)	20	1000 Euros		22.7	45.5	45.5	45.5
Intérêts				1000 Euros	-	49.1	98.2	51.9	-
Profit (Perte)				1000 Euros	-	391.3	1,229.3	1,737.4	1,785.5
Cumulée				1000 Euros	-	391.3	1,620.6	3,358.0	5,143.6
Impôts sur rever	nus		35%	1000 Euros	-	137.0	430.3	608.1	624.9

6.2.6 Conclusion

Les résultats montrent que le projet est très rentable. Le problème est que notre société n'a pas les moyens pour financer le projet. Nous sollicitons un crédit ou une garantie pour que nous puissions obtenir un crédit d'une banque commerciale.

L'hypothèse que le projet paie d'impôts sur le revenu est très conservatrice. Le projet sera intégré dans la société et si la société est profitable et doit payer des impôts sur le revenu reste à voir. Il se peut que le projet réduise les pertes de la société.







6.3 Exemple n° 2 - Mise en œuvre de bancs de condensateurs

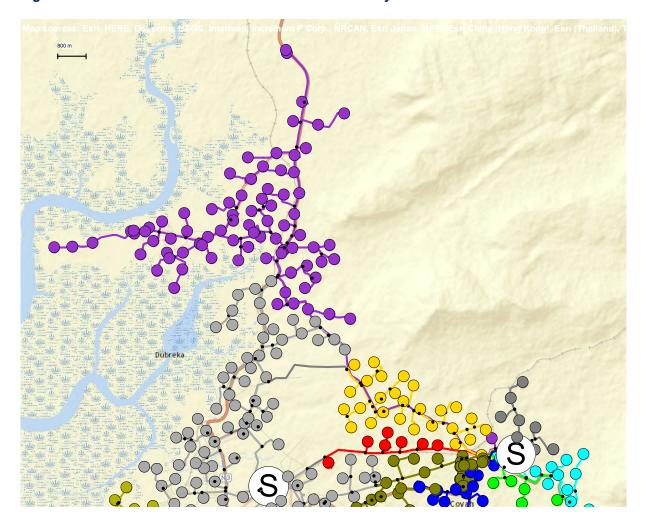
6.3.1 Introduction

Le second exemple présenté concerne une action de réduction des pertes technique portant sur la mise en œuvre de bancs de condensateurs sur le réseau de distribution MT, afin de compenser une partie de l'énergie réactive inductive produite par les utilisateurs le réseau de distribution ainsi que par le réseau lui-même, lorsqu'il est principalement constitué de lignes aériennes.

6.3.2 Situation initial

Pour le présent exemple, une partie d'un réseau de distribution en 20 kV d'une agglomération est illustrées à la figure suivante. Le départ de cette partie de réseau qui est analysé est coloré en mauve.

Figure 6-1: Partie du réseau de distribution de Conakry









La charge sur ce départ est actuellement acceptable, mais la prévision de la demande à moyens terme sera relativement élevée. La prévision de la demande indique que la charge de pointe évoluera pour la période 2018 à 2030 comme précisée dans le tableau suivant.

Tableau 6-4: Prévision de la demande maximale du départ

Année	2018	2021	2024	2027	2030
Puissance max (MW)	7.548	8.737	10.114	11.709	13.554

L'augmentation de la charge conduira à une augmentation significative des pertes techniques et des chutes de tension et, par voie de conséquence, à une détérioration de la qualité de service.

6.3.3 Description du projet et objectifs

Pour contenir les effets néfastes de l'augmentation de la charge sur le départ, sans toutefois procéder à des renforcements très onéreux de tronçons de ligne, le projet prévoit d'installer des bancs de condensateurs à des endroits soigneusement sélectionné sur ce départ. Bien que le principal objectif de l'installation de bancs de condensateurs sur le réseau MT soit de limiter la chute de tension à une valeur acceptable, les bancs de condensateurs conduisent également à une réduction significative des pertes en puissance et donc en énergie.

6.3.4 Réduction des pertes techniques attendue

Le présent exemple considère l'installation de 6 bancs de condensateurs d'une puissance nominale de 600 kVAr, répartis sur le départ de manière optimale par le logiciel de simulation.

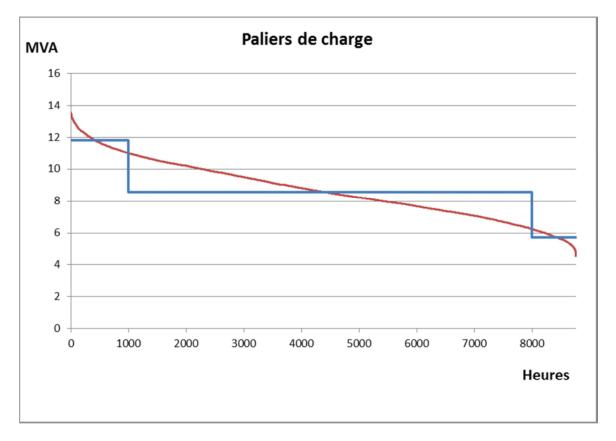
On utilise la monotone de charge typique donnée par les statistiques de charge relevées sur le départ. La monotone typique appliquée à la charge prévue pour l'année 2030 est illustrée à la figure suivante.







Figure 6-2: Monotone typique et paliers de charge



Sur ce graphique, on peut voir une caractéristique en palier (en bleu) qui représente les 3 paliers de charge qui ont été retenus pour effectuer les simulations et calculer les pertes annuelles en puissance. Le premier palier couvre la période allant de 0 à 1.000 heures, le second palier de 1.001 à 8.000 heures et enfin le troisième palier allant de 8.001 à 8.760 heures. Cette monotone typique est retenue pour toutes les années de calcul. Pour chaque année d'observation on calcule les puissances des paliers en faisant la moyenne arithmétique des puissances horaires sur les périodes correspondantes.

On procède ensuite aux simulations de répartition de charge pour les années d'observation dans la situation existante, c'est-à-dire sans les bancs de condensateurs et ensuite après l'installation des bancs de condensateurs. Les bancs de condensateur sont placés de manière optimale par le logiciel pour la situation de charge de 2030.

Les simulations permettent de calculer les pertes en puissance pour les différents paliers de chaque année d'observation et pour les 2 situations étudiées (sans et avec les bancs de condensateur).

Les 3 graphiques suivants illustrent les résultats de ces simulations. Sur ces graphiques, les valeurs indiquées sur l'axe horizontal représentent les années de la période d'étude et celles précisées sur l'axe vertical représentent les pertes en puissance exprimées en kW.







Figure 6-3 : Pertes en puissance sur le départ étudié pour le palier de charge 1

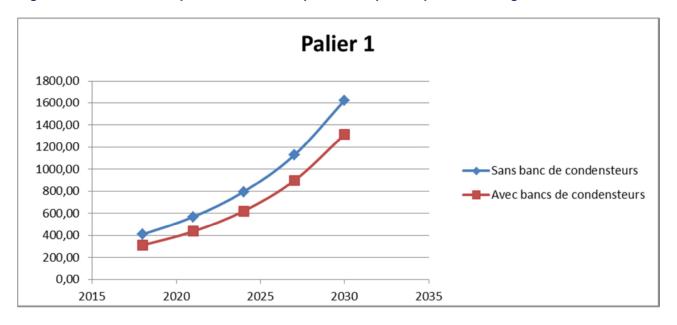


Figure 6-4 : Pertes en puissance sur le départ étudié pour le palier de charge 2

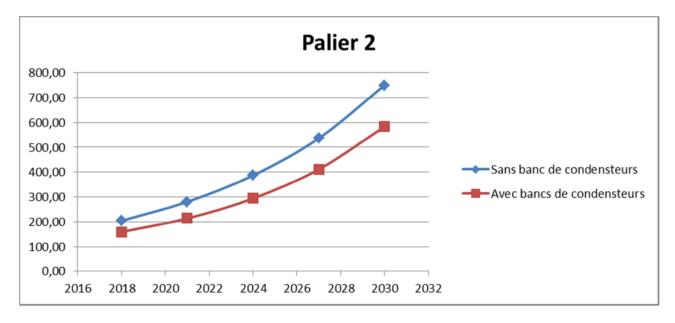
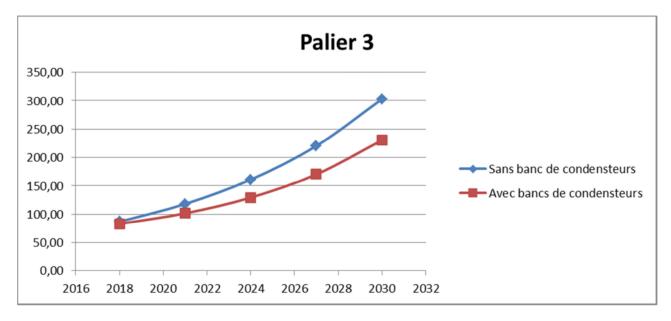








Figure 6-5 : Pertes en puissance sur le départ étudié pour le palier de charge 3



Pour chaque année d'observation, on peut donc calculer les pertes en énergie en multipliant les pertes en puissance de chaque palier d'une même année par le nombre d'heures couvrant le palier de charge correspondant et en additionnant ces résultats.

La réduction des pertes techniques réduit les coûts de production et de transport. Ces coûts sont estimés à 7 cents d'Euros/kWh. La réduction réduit aussi le besoin en capacité additionnelle de production et de transport. Ce bénéfice qui devrait être (très) faible n'est pas tenu compte. La valeur de 7 cents d'Euros/kWh est aussi utilisée dans l'analyse économique pour calculer le bénéfice économique qui, théoriquement, est le coût d'opportunité de la réduction d'énergie.

Les résultats de ces calculs jusqu'en 2030 sont donnés dans le tableau suivant.







Tableau 6-5: Réduction des pertes en énergie et valeur monétaire de cette réduction

Année	Réduction des pertes techniques					
	Energie	Valeur monétaire				
	MWh	Euros				
2018	419	29 330				
2019	480	33 583				
2020	542	37 949				
2021	610	42 692				
2022	683	47 815				
2023	762	53 314				
2024	847	59 285				
2025	938	65 688				
2026	1038	72 65				
2027	1146	80 207				
2028	1264	88 468				
2029	1393	97 492				
2030	1533	107 338				

6.3.5 Résultats des calculs de rentabilité

6.3.5.1 Coûts d'investissement et coûts annuels d'exploitation et de maintenance (O&M)

En considérant un prix d'achat de 18.000 € par banc de condensateur 20 kV d'une puissance de 600 kVAr et que les coûts d'installation soient de 20% du prix d'achat, la mise en œuvre des 6 bancs de condensateurs constitue par conséquent un investissement de 129.600 €, soit 1,36 milliards de GNF (taux de change : 1 Euro = 10 500 GNF).

Il est supposé que cet investissement sera réalisé en 2017 et que les coûts annuels d'exploitation et de maintenance seront de 3% du coût d'investissement.

6.3.5.2 Analyse économique

L'analyse économique réalisée montre que l'investissement est très rentable. Le temps de retour est de 5 ans (2022) ce qui est nettement plus court que la durée de vie des bancs de condensateurs (20 ans).

Le TIRE (taux interne de rentabilité économique) calculé à partir des bénéfices nets jusqu'en 2030 est de 30% et donc nettement plus élevé que la valeur typique du taux d'actualisation dans l'analyse économique, qui est généralement de 10%. Ce calcul du TIRE ne tient pas compte de la valeur résiduelle des bancs de condensateurs en 2030. En 2020, la fin de la durée de vie des bancs de condensateurs n'est pas encore atteinte et on pourrait donc tenir compte d'une valeur résiduelle. Il faut cependant noter que cette analyse économique ne tient compte, ni des coûts de financement, ni des taxes et impôts.







Tableau 6-6 : Installation de bancs de condensateurs - Données et résultats de l'analyse économique

COUTS ET BENEFICES DU	PROJET D'INSTAL	LATION DE	BAING DE	CONDENS	ATEURS								+	
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2030
Nombre de bancs de conde	nsateurs installés			6.0										
Coûts de BC (achat et pose)	Euros par pièce	21,600	1000 Euros	129.6										
Coûts d'investissement			1000 Euros	129.6		-							_	٠
Coûts annuels O&M	en % coûts d'invest.	3.0%	1000 Euros		3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9		3.9
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2030
Bénéfices des BC grâce à la	réduction des pert	es techniqu	1000 Euros		29.3	33.6	37.9	42.7	47.8	53.3	59.3	65.7		107.3
Coûts du projet			1000 Euros	129.6	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9		3.9
Bénéfices nets du projet	TIRE	29.9%	1000 Euros	(129.6)	25.4	29.7	34.1	38.8	43.9	49.4	55.4	61.8		103.5
Bénéfices nets du projet - v	aleurs cumulées		1000 Euros	(129.6)	(104.2)	(74.5)	(40.4)	(1.6)	42.3	91.8	147.2	209.0		635.7

6.3.5.3 Analyse financière

Concernant le financement des coûts d'investissement, il est supposé que 10% soient financés par des fonds propres et 90% par un crédit avec les conditions suivantes :

- Début de remboursement 2018
- Fin de remboursement 2023
- Taux d'intérêt 12%
- Service de la dette sous forme d'annuité

Le besoin en fonds de roulement est de trois mois des coûts O&M.

L'amortissement annuel est de 5% du coût d'investissement (durée de vie : 20 ans).

Le calcul considère que des impôts sur revenus seront à payer lorsque le compte d'exploitation fait apparaître un profit et à condition que le rapport de la valeur cumulée des profits sur les pertes avant impôts soit positif. Le taux de l'impôt sur le revenu est fixé à 30%.

Les hypothèses sont donc conservatives. Les conditions du crédit sont similaires aux conditions d'un crédit commercial. Si les bailleurs de fonds financent l'investissement, les conditions devraient être plus souples (période de grâce, taux 'intérêt plus faible, remboursement sur une période plus longue).

L'hypothèse qu'il faut payer des impôts sur revenus est conservative, parce que le projet de l'installation des bancs de condensateurs sera en réalité intégré dans les activités de la société de distribution. Le taux d'impôt de la société sera probablement nettement inférieur, voire nul, parce que peu de sociétés de distribution dégagent des profits.







Bien que l'investissement soit basé sur des hypothèses conservatives, l'installation des bancs de condensateurs est très rentable du point de vue financier. Le compte d'exploitation montre un profit à partir de la première année d'utilisation des bancs de condensateurs. Le compte de trésorerie est déficitaire dans les trois premières années et il faut injecter des fonds dans ces années pour payer toutes les dépenses (notamment le service de dette et les coûts d'exploitation et de maintenance). Mais l'excédent cumulé dépasse déjà le montant des fonds propres injectés à partir de la sixième année d'utilisation dans le calcul des valeurs non actualisées et de la septième année dans le calcul des valeurs actualisées⁹¹.

Le rendement interne sur l'investissement est de 20% et cela pour un calcul jusqu'en 2030 qui ne tient pas compte de la valeur résiduelle de l'investissement à la fin de cette période de calcul.

Le coût moyen pondéré du capital est utilisé comme taux d'actualisation. Il est calculé à partir des hypothèses suivantes : 90% financés par crédits, 10% par fond propres, taux d'intérêt des crédits 12%, prime de risque à ajouter 5%, impôts sur le revenu 30%, taux d'intérêt d'obligations 6%, prime de risque du projet par rapport aux obligations 5%. Résultat : 11,8%.







7. Annexes





Annexe n° 1

Approche méthodologique du calcul des pertes techniques







1. Introduction

L'objectif de l'approche méthodologique est de fournir un processus de traitement de données permettant une estimation réaliste des pertes techniques tant en MT qu'en BT pour les différentes sociétés où la collecte de données a pu être faite. Ces pertes techniques doivent pouvoir être exprimées tant en pourcentage qu'en valeurs absolues, c'est-à-dire en GWh pour la consommation d'énergie et en MW pour la puissance lors de la pointe de charge.

Conformément aux termes de référence, l'accent est donné sur le réseau MT, puisque l'analyse détaillée des pertes techniques sur le réseau BT entier sortirait du cadre des prestations de la présente étude. Cependant, comme une estimation des pertes techniques BT est nécessaire pour pouvoir estimer les pertes techniques totales, les pertes BT ont été estimées, dans la mesure des données disponibles, et le plus souvent sur base d'un départ BT équivalent simplifié.

Les données qui ont pu être collectées pour les besoins du calcul des pertes techniques sont essentiellement des données sur les réseaux des capitales des pays auxquels appartiennent les sociétés de distribution qui ont fait l'objet d'un diagnostic.

L'estimation acceptable des pertes techniques dans les réseaux de distribution de ces capitales nécessite la connaissance de la courbe de charge annuelle. En absence de ces données, la courbe de charge journalière a été utilisée ensemble avec des estimations des facteurs de charge des réseaux BT, MT et HT.

Toute méthodologie doit tenir compte de la disponibilité des données sur lesquelles elle s'appuie. Aussi, en fonction de la disponibilité des données, cinq catégories sont définies dans lesquelles ont été classées les sociétés de distribution visitées en fonction des données qui ont pu être collectées. Ces catégories sont décrites ci-après.

Catégorie 1 : Les données électriques des réseaux MT et réseaux BT ainsi que les courbes de charges sont disponibles tant en MT qu'en BT (au moins sous forme de courbes moyennes).

Catégorie 2 : Les données électriques des réseaux MT (échantillons) et réseaux BT (échantillons) et les courbes de charges HT sont disponibles.

Catégorie 3 : Les données pour le réseau MT, y compris sous forme de fichier pour le calcul de répartition sont disponibles. Dans cette catégorie, il n'y a pas de donnée de réseau BT exploitable disponible.

Catégorie 4: Des données générales (contenues dans les rapports d'activités, par exemple), des études spécifiques sur les pertes techniques (MT et BT) sont disponibles, mais il n'y a pas de donnée des réseaux MT et BT exploitable par le consultant¹.

Catégorie 5 : Les données générales (contenues dans les rapports d'activités, par exemple) sont disponibles, mais les données du réseau MT existant ne sont pas disponibles ou pas exploitables pour diverses raisons.

Catégorie 6 : Des données générales sont disponibles, mais il n'y a pas aucune données du réseau MT exploitable avec un logiciel de calcul de réseau n'est disponible.

Le Consultant a utilisé les logiciels de calcul de réseau PowerFactory, Neplan et NAP.









Le tableau ci-dessous résume les données qui doivent être disponibles pour qu'une société soit classée dans la catégorie correspondante.

Tableau 1 : Données disponibles pour chaque catégorie

Catégorie	1	2	3	4	5
Données générales sur la consommation	X	Χ	Х	Х	Х
Données électriques réseau MT	Χ	Χ	Χ	Χ	
Données de répartition des charges du réseau MT	Χ	Χ			
Données électriques réseau BT	Χ		Χ		
Fichier répartition des charges réseau BT	X				
Courbe de charges typique HT	X	Χ	Χ		
Courbe de charges typique MT	Χ				
Courbe de charge typique BT	X				
Etude des pertes techniques	Eventuel			Χ	

En fonction des données préliminaires qui ont être obtenues par le biais des questionnaires distribuées aux sociétés de distribution ayant participé à un des séminaires de présentation du projet et des informations obtenues au cours des missions de collecte des données complémentaires effectuées auprès des certaine de ces sociétés, le Consultant a reparti les sociétés dans la catégorie correspondante. La répartition des sociétés dans les différentes catégories est donnée dans le tableau ciaprès.

Catégorie 1 : Jusqu'à présent, aucune des sociétés de distribution n'a pu présenter toutes ces données requise pour cette catégorie. Néanmoins, une approche méthodologie est présenter pour cette catégorie, car elle décrit ce qu'il est possible de faire avec un management optimal des données, un but vers lequel les sociétés de distribution devraient tendre (Système de gestion des informations incluant un SIG et des logiciels de calculs de réseau).

Catégorie 2 : Seul NIGELEC (Niger) a pu fournir les données correspondant à cette catégorie, et ce, notamment grâce à la réalisation d'un projet de numérisation du réseau BT (projet ayant conduit à l'établissement d'un outil dédié).

Catégorie 3 : Les sociétés EAGB (Guinée-Bissau), EDG (Guinée), SONABEL (Burkina Faso), SBEE (Bénin), SENELEC (Sénégal) font partie de cette catégorie. Cette catégorie représente la majeure partie des sociétés visitées.

Catégorie 4 : Dans cette catégorie, on trouve ECG (Ghana).

Catégorie 5 : Cette catégorie regroupe les sociétés EDM-SA (Mali)², NAWEC (Gambie), AEDC (Abuja : Nigeria) et CIE (Côte d'Ivoire)³.

Le tableau suivant résume les catégories dans lesquelles les sociétés de distribution ont été regroupées, ce qui précise le type d'approche qui a été utilisé pour estimer les pertes techniques des réseaux de ces sociétés.

Pour CIE, le réseau MT d'Abidjan est représenté sur la plateforme PRAO, mais les fichiers n'ont pas pu être mis à disposition du consultant



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

Pour EDM-Sa, le réseau MT de Bamako est en cours de modélisation, en principe sur la plateforme CYME





Tableau 2 : Données disponibles pour chaque catégorie

Société	Pays	Catégorie
SENELEC	Sénégal	3
EDM-SA ⁴	Mali	5
CIE ⁵	Côte d'Ivoire	5
SONABEL	Burkina Faso	3
SBEE	Bénin	3
NIGELEC	Niger	2
EDG	Guinée	3
EAGB	Guinée-Bissau	3
NAWEC	Gambie	5
ECG	Ghana	4
AEDC	Nigéria	5

Dans l'ensemble, en ce qui concerne les pertes techniques en BT :

- Pour les catégories 1 et 2, les réseaux BT sont modélisables sur un logiciel de calcul de répartition : les pertes BT à la pointe sont dès lors identifiées par le résultat du calcul de répartition.
- Pour la catégorie 4, les pertes BT sont fournies par l'étude spécifique sur les pertes.
- Pour les catégories 3 et 5, les réseaux BT seront modélisés par un réseau simplifié construit sur base de la longueur totale du réseau BT, du nombre total de postes MT/BT, du nombre total de consommateurs BT, et des sections de conducteurs utilisées par la société de distribution.

L'estimation des pertes techniques est alors rendue possible pour chaque catégorie selon des modalités et hypothèses adéquates, comme suit.

Livraisons aux réseaux de distribution calculées comme consommation intérieure brute moins pertes de production et de transport.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

Pertes dans le réseau interconnecté d'EDM-SA. Les pertes excluent celles dans les réseaux isolés d'EDM-SA.

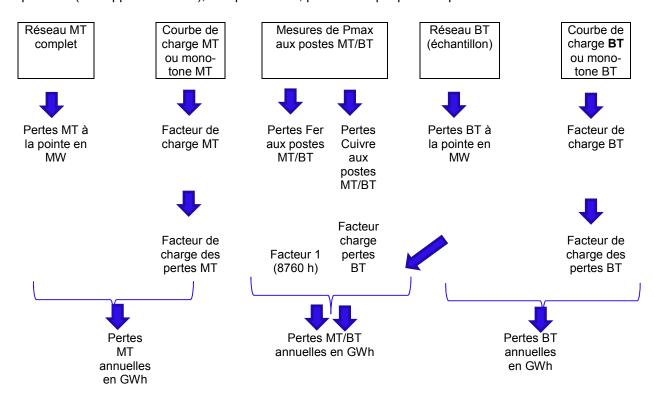




2. Description des approches

Catégorie 1

Pour la Catégorie 1, toutes les données nécessaires au calcul précis des pertes techniques sont disponibles (ou supposées telles), tant pour la MT, pour la BT que pour les postes MT/BT.



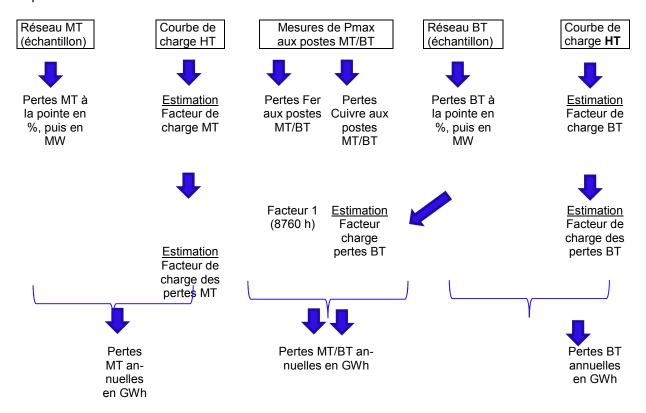
Comme indiqué plus haut, aucune des sociétés de distribution visitées n'a pu fournir un ensemble de données aussi complet. Le plus souvent, les descriptions des réseaux BT n'ont pas pu être fournies au Consultant, ni les courbes de charge en MT ou en BT. En général seuls les réseaux MT et les courbes de charges en HT ont pu être obtenues par le Consultant.







Pour la catégorie 2, des échantillons de réseaux sont disponibles tant en MT qu'en BT, ces échantillons peuvent couvrir, le cas échéant, toute la capitale (c'est le cas de Nigelec), mais seuls des échantillons peuvent être traités dans le cadre du présent projet, compte tenu de ses contraintes spécifiques⁶.



Comme indiqué plus haut, seule NIGELEC a pu fournir des données permettant d'utiliser le schéma ci-dessus pour le traitement des données.

de budget travail

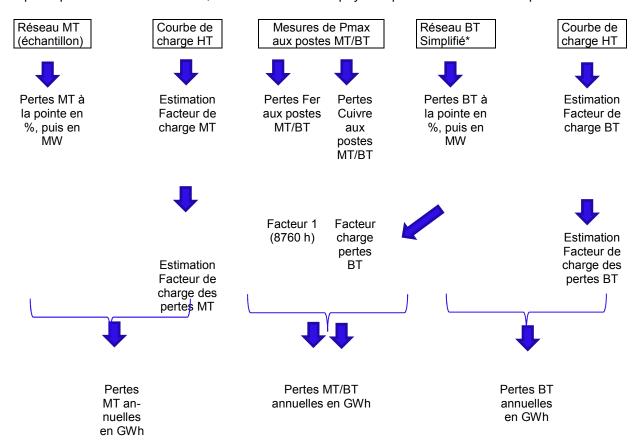








Dans cette catégorie, le manque de données sur les réseaux BT empêche la création d'un modèle BT spécifique à la société : dès lors, le modèle d'un autre pays est pris à titre d'estimation palliative.



(*) Comme indiqué plus haut, pour cette catégorie, les réseaux BT seront modélisés par un réseau simplifié construit sur base de la longueur totale du réseau BT, du nombre total de postes MT/BT, du nombre total de consommateurs BT, et des sections de conducteurs utilisées par la société de distribution.

Les données fournies par SBEE, SONABEL et SENELEC permettent de suivre ce traitement des données.







Cette catégorie comprend les sociétés pour lesquelles les réseaux MT et BT n'ont pas pu être représentés dans un modèle de calcul dans le cadre de ce projet, mais dont un rapport sur l'identification des pertes techniques est disponible.

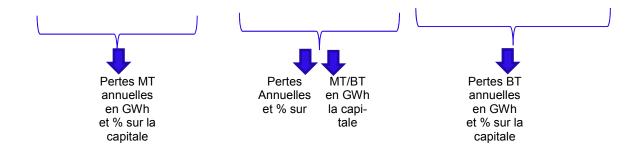
Si on prend le cas de la société ECG, le rapport fourni les évaluations indiquées dans la première ligne du schéma ci-dessous. Le processus commence par l'identification des districts qui forment la capitale, à savoir :

- Kwabenya (Accra East)
- Bortiano (Accra West)
- Nsawam (Accra West)
- Tseshie (Accra East)

MT		Postes	MT/BT	ВТ		
Tableau 5.7	Bortiano	Tableau 5.8	Bortiano	Tableau 5.9	Bortiano	
Tableau 5.19	Kwabenya	Tableau 5.20	Kwabenya	Tableau 5.21	Kwabenya	
Tableau 5.23	Nsawam	Tableau 5	Nsawam	Tableau 5.24	Nsawam	
Tableau 5.27	Tseshie	Tableau 5.28	Tseshie	Tableau 5.29	Tseshie	

Pour chaque départ ou chaque poste MT/BT, les données suivantes sont compilées depuis ces tableaux pour effectuer les sommes et pourcentages relatifs à la capitale, aux fins de comparaisons avec les autres capitales.

Pointe		Pertes MT	•						Pertes a la		Ener-
de charge		annuelles (GWh)	Livrée (kWh)	ch. pointe	postes	la pointe postes	en énergie	de charge	pointe kW	en éner-	gie li- vrée
kVA	en MW	(-)	,	Pmax/	MT/BT	MT/BT	(%)	kVA		gie	(kWh)
				Snom	(KW)	(kW)				(kWh)	









Cette catégorie comprend les sociétés pour lesquelles :

- il n'y a pas de rapport disponible sur l'identification ou la réduction des pertes techniques
- les données des réseaux MT ou BT existent sous forme de fichiers ou non, mais n'ont pas pu être représentés par le Consultant dans un modèle de calcul de réseau.

Pour ces catégories, les estimations sont faites comme suit:

- Les pertes MT sont supposées être égales en pourcentage à la moyenne de celles observées dans les autres capitales dont le réseau a pu être modélisé dans le cadre de cette étude.
- Les pertes BT sont estimées par un modèle simplifié, réalisé sur un tableur Excel, basé sur la longueur totale du réseau BT, le nombre de postes MT/BT, le nombre de consommateurs BT et les sections de conducteurs utilisées.







Annexe n° 2.1

Rapport de visite SBEE







1. Introduction

La visite de la SBEE (Société Béninoise d'Energie Electrique) a eu lieu le 25 et le 26 janvier 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve dans l'Annexe 1.

La SBEE a été créée en 2004. Elle a le statut de Société d'Etat à caractère industriel et commercial. Elle a pour objet la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire du Bénin.

Les pertes globales (techniques et non techniques) de la SBEE sont depuis beaucoup d'années sur un niveau non tolérable. En 2015, les pertes étaient de 23,2% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution.

La SBEE sait que ses pertes sont élevées et que la société perd donc beaucoup d'argent. Tous directeurs et cadres de la SBEE mentionnaient durant les discussions que la lutte contre les pertes est une tâche importante de la SBEE. Plusieurs documents ont été préparés sur les causes des pertes et la conception des actions pour les réduire. Quelques actions ont été réalisées mais pas de manière systématique. Un rapport de 2015 résume la situation : « La gestion des anomalies et fraudes constitue une étape très importante dans la lutte pour la réduction des pertes non techniques. Malheureusement, cette gestion a été banalisée, voire négligée jusqu'à présent à la SBEE. Des négligences techniques et administratives ont été constatées depuis la détection des anomalies et fraudes jusqu'à leur gestion. »¹. Vu ce constat, il n'est pas surprenant qu'i n'y ait pas eu de progrès notables constatés.

Le chapitre suivant résume le contenu de quatre documents sur la réduction des pertes que le consultant a obtenus de la SBEE. Ensuite les informations reçues lors des discussions sont présentées.

2. Pertes non techniques

2.1 Quatre documents sur la réduction des pertes

2.1.1 Rapport : Contribution à l'amélioration des performances de la SBEE : Stratégie de réduction des pertes

Le rapport était préparé en 2011/2012 par Ninon Joilleux Ahoudjinou comme Mémoire d'Etude dans le cadre du Master Economie et Développement International

Le rapport :

- Présente les actions menées en interne jusqu'en 2012 pour réduire les pertes (paragraphe 5.5).
 Les actions étaient la tenue d'un séminaire sur les pertes en avril 2011 et la création d'une Cellule de Réduction des Pertes. L'Annexe 4 du document montre que les engagements pris à la fin du séminaire pour réduire les pertes n'ont souvent pas été réalisés.
- Décrit les divers problèmes qui ont empêché la réduction des pertes (chapitre 3, 1.2);
- Présente un plan qui couvre un tas d'actions pour réduire les pertes techniques et non-techniques. Le plan inclut des recommandations concernant les responsabilités des acteurs et mentionne les

Rapport « Module de Formation sur le Thème : Réduction des Pertes Techniques et Non-Techniques d'Energie », page 30. Rapport préparé en mars 2015 par Gustave H. Allodji, Ingénieur Electrotechnicien.







outils/techniques de gestion et de suivi dont ils ont besoin.

L'Annexe 2 présente la synthèse des problèmes recensés et des solutions proposées.

2.1.2 Rapport : Réduction des Pertes sur le Réseau de Distribution de la SBEE

Le rapport était préparé en avril 2011² par Camille Gbèdossi Kpogbemabou, Victor Langanfin Glélé, Roger Hounkanrin et Marjory Atindehou.

Le rapport mentionne que les experts internationaux se sont mis d'accord sur 5% de niveau de pertes acceptables et 9% le maximum tolérable pour les pertes globales en énergie dans le réseau de distribution (p.1). La répartition de la valeur de 9% par composante se présente comme suit:

Transformation HTB/HTA	1,0%
Distribution MT	3,5%
Transformation HTA/BT	2,5%
Réseau BT et branchement	2,0%

Le rapport présente les causes des pertes techniques et contient des propositions de calcul.

L'étude de deux départs à Ouidah laisse attendre que les pertes non-techniques soient plus importantes que les pertes non-techniques (p. 29):

•	Poste 1 : Pertes techniques 11,4%	Pertes non-techniques 14,6%	Pertes totales 26,0%
•	Poste 2 : Pertes techniques 5.7%	Pertes non-techniques 12.7%	Pertes totales 18.4%

Le rapport montre que la lutte contre les pertes promet d'être couronnée de succès. Avant la création d'une Cellule Réduction des Pertes dans le département de Mono-Couffo, les pertes totales s'élevaient à 25,47%. Après quelques actions de la Cellule, surtout de lutte contre les fraudes sur les systèmes de comptage, les pertes avaient baissé à 18,10% (p.32).

Un autre résultat mentionné dans le rapport est que 78% des compteurs contrôlés en 2012 étaient fraudés (p.34); 183 des 216 compteurs SL7000 et 692 des 909 compteurs électromécaniques. Les contrôles n'étaient pas de contrôles au hasard. Le résultat n'implique donc pas que 78% des tous compteurs étaient fraudés en 2012.

2.1.3 Rapport : Module de Formation sur le Thème : Réduction des Pertes Techniques et Non-Techniques d'Energie

Le rapport était préparé en mars 2015 par Gustave H. Allodji, Ingénieur Electrotechnicien.

L'introduction mentionne que la Direction Générale de la SBEE a voulu faire de la réduction des pertes une tâche permanente en mettant en place en janvier 2012 la Cellule Réduction des Pertes. Le rapport souligne que la réduction ne doit pas être considérée comme l'affaire de la Cellule seule mais nécessite l'engagement de toute la société, notamment des structures régionales et des structures de contrôle de la Direction Générale.

Le rapport donne sur la page de couverture avril 2011 comme date de préparation mais fait référence aux résultats de l'année 2012 dans quelques chapitres.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest





Le programme de formation présenté dans le rapport vise à fournir les outils et techniques nécessaires à la mise en œuvre des actions de réduction des pertes.

Le rapport décrit :

- Les pertes techniques : causes, calcul, mesures de réduction
- Les pertes non techniques :
 - Dysfonctionnements (anomalies, fraudes) constatés sur les systèmes de comptage.
 - Méthodes de vérification des systèmes de comptage chez les clients. Le chapitre présente les différents cas de fraude sur le terrain, illustré par des photos.
 - Gestion des anomalies et fraudes.
 - Mesures de réduction des pertes non techniques.

Le chapitre « Mesures de réduction des pertes non techniques » contient une liste très détaillée des actions à court terme et des actions préventives. Parmi les actions à court terme se trouvent:

- Vérification et plombage des systèmes de comptage.
- Sécurisation des comptages HTA et BTA.
- Mise en œuvre des engagements pris par les directeurs régionaux en 2011 lors d'un séminaire sur la réduction des pertes.

Les actions préventives portent sur : communication et sensibilisation, organisation, formation et motivation, mesures techniques.

2.1.4 Rapport : Recouvrement et Gestion des Fraudes sur les Installations Electriques

Le rapport était préparé en 2015 par Victor Langanfin Glélé, Directeur de l'Inspection Générale de la SBEE.

Le chapitre sur le recouvrement décrit le système de recouvrement. Le chapitre sur les fraudes donne, entre autres, des exemples des fraudes et contient des propositions d'établissement de la facture de redressement.

Une conclusion du rapport est que pour détecter et de maitriser les fraudes enregistrées, notamment chez les gros consommateurs d'énergie électrique, il faut analyser l'historique des consommations et faire des contrôles inopinés.

2.2 Informations reçues lors des discussions

2.2.1 Fraude

Une campagne qui vise à détecter systématiquement les fraudes n'a pas encore été réalisée. Il manque donc des informations fiables sur la fraude; par exemple si la fraude des grands clients est plus importante que le fraude des petits clients dont la consommation est faible (nous entendons par plus importante en termes de MWh ou en termes de pourcentage). Il était mentionné que la fraude est probablement plutôt rare chez les grands consommateurs et il était mentionné que la lutte contre la fraude devrait se concentrer sur les grands consommateurs. Les bars, boites de nuit, supermarchés,







chaînes de froid, pharmacies et les moulins à mais qui appartiennent aux Adjas étaient mentionnés comme fraudeurs les plus importants.

Le Directeur de l'Inspection Générale mentionnait dans ce contexte que le système informatique comporte des lacunes. On a constaté des manipulations et des erreurs dans l'entrée des données.

2.2.2 Complicité des agents dans la fraude et sanctions

Le Directeur de l'Inspection Générale mentionnait que la lutte contre la fraude doit commencer chez les agents. La complicité des agents est un facteur important.

Les agents qui ont commis une fraude doivent comparaitre devant le Conseil de Discipline. Le Conseil est composé des directeurs de la SBEE et des représentants des syndicats. Le Conseil peut les renvoyer ou dégrader et les demander de payer le montant que la SBEE a perdu à cause de la fraude.

Les sanctions sévères sont dites être rare. Il arrive que les membres de la famille de l'agent, les amis et parfois même des politiciens interviennent en faveur de l'agent, demandant la SBEE de ne pas appliquer des sanctions sévères. Renvoyer les agents fraudeur pose aussi un problème pour la SBEE parce que ces agents sont souvent les meilleurs techniciens.

Il faudrait traduire les agents fraudeurs en justice. Cela dissuaderait les autres.

Les routes des releveurs sont changées environ tous les deux ans. La proposition de l'Inspection Générale est de les changer plus souvent ; deux fois par an était mentionné dans ce contexte.

2.2.3 Facture de redressement

La facture de redressement consiste en l'estimation de la SBEE des kWh qui ont été fraudés multiplié avec le tarif et augmentée par une pénalité du même montant.

Beaucoup de fraudeurs ne peuvent pas payer la facture de redressement en une fois. Ils prennent contact avec la SBEE pour négocier le paiement de la facture de redressement sur une certaine période ce qui leur est accordé si la période n'est pas trop longue. Pas mal de fraudeurs ne paient pas avant d'être coupé.

Dans le passé, la SBEE a parfois eu des problèmes de suivi de paiement des factures de redressement parce que les montants à payer n'étaient pas dans le système de gestion de clientèle. Cela a changé en mars 2015.

2.2.4 Incitations pour détecter des fraudeurs

Toute personne, y compris les agents de la SBEE, qui a dénoncé un fraudeur obtient 10% de la facture de redressement quand la facture est payée.

2.2.5 Coûts de fraude

L'évaluation des pertes totales en 2014 d'environ 268 GWh avec le tarif moyen HT de 105,7







FCFA/kWh donne des pertes de 28,3 milliards de FCFA. Supposant que 123 GWh étaient des pertes techniques (11% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution) et 145 GWh des pertes non-techniques, les pertes techniques se traduisent en pertes de 13,0 milliards de FCFA et les pertes non-techniques en 15,3 milliards de FCFA.

2.2.6 Personnel de l'Inspection Générale et répartition régionale

La Direction de l'Inspection Générale compte actuellement 41 personnes dont 23 inspecteurs. Le tableau ci-dessous montre la répartition régionale.

Tableau 1 : Répartition régionale du personnel de l'Inspection Générale et nombre d'abonnés

Siège / Direction Régionale	Personnes at- tachées * (ins- pecteurs)	Nombre de clients MT et BT dans la Di- rection Régionale fin 2015				
Siège	8					
Direction Régionale		BT	MT	Total		
Littoral 1	5 (3)	121 463	350	121 813		
Littoral 2	5 (3)	69 913	120	70 033		
Atlantique	6 (5)	102 893	120	103 013		
Oueme-Plateau	4 (3)	87 379	85	87 464		
Mono-Coffou	3 (2)	32 770	34	32 804		
Zou-Collines	3 (2)	49 057	72	49 129		
Borgou-Alibori	3 (2)	43 644	77	43 721		
Atacora-Donga	4 (3)	22 507	44	22 551		
Total	41 (23)	529 626	902	530 528		

^{*} Inclut trois chauffeurs.

2.2.7 Profil souhaité des inspecteurs

Plus de personnel, notamment des inspecteurs, est nécessaire pour réaliser plus de contrôles. Mais il faut que les inspecteurs soient des techniciens et non des commerciaux. Pas tous les 23 inspecteurs sont des techniciens. La SBEE a notamment besoin des techniciens pour contrôler les abonnés MT.

Jusqu'à maintenant, il n'y avait pas de contrôles de ces abonnés. L'expérience est aussi un facteur important pour détecter la fraude. Le Directeur de l'Inspection Générale recommande donc d'utiliser notamment des vieux techniciens dans les équipes de contrôle. En plus la formation technique est nécessaire pour que les inspecteurs puissent faire leur travail comme il faut.

2.2.8 Formation

L'élaboration d'un programme de formation qui inclut un module de formation sur la réduction des pertes techniques et non-techniques était en cours quand le consultant a visité la SBEE. Le contenu du module n'était pas encore fixé.







Le Chef Département Formation, M. Ahouansou, mentionnait que le budget de formation n'est pas élevé. En 2015, il était de 137 millions de FCFA (≈ 209 000 Euros).

2.2.9 Compteurs à prépaiement

L'installation des compteurs à prépaiement n'a pas encore atteint un niveau élevé. A la fin de 2014, seul 16% des abonnées étaient équipés d'un compteur à prépaiement. Les compteurs sont fabriqués en Afrique du Sud (Cashpower) ou en Chine. Les modèles chinois donnent plus d'informations.

Peu de compteurs installés sont du type split. La plupart est installé à l'intérieur des maisons ce qui facilite la fraude. Il arrive que les fraudeurs achètent de temps en temps des cartes pour un petit montant pour cacher la fraude.

Un problème des compteurs à prépaiement est qu'ils n'enregistrent pas la consommation quand la tension est faible. C'est pourquoi les compteurs sont seulement installés dans les zones où la tension est bonne.

Prix des compteurs à prépaiement:

Monophasé CIF au port 40 200 FCFA HT Port 49 626 FCFA (≈ 76 euros)
 3-phasé CIF au port 86 900 FCFA HT Port 107 000 FCFA (≈ 163 euros)

La différence entre le prix CIF et le prix HT Port est due aux impôts d'importation. La TVA de 18% est à ajouter au prix HT Port.

2.2.10 Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Plusieurs documents existent qui décrivent ce que la SBEE devrait faire pour réduire les pertes. Le document « Contribution à l'amélioration des performances de la SBEE : Stratégie de réduction des pertes » qui date de 2012 présente un tas d'actions et de mesures. Un résumé est présenté dans l'Annexe 2. Les rapports annuels de la SBEE contiennent aussi de plus en plus des recommandations. Le problème est peu d'actions ont été entreprises jusqu'à maintenant. Le défi de réduire les pertes a été discuté dans des séminaires et ateliers sans que cela ait conduit à plus que quelques actions isolées sur le terrain.

Les éléments d'une stratégie de réduction des pertes non techniques comprennent:

- Sensibilisation, formation et responsabilisation des agents de la SBEE.
- Mise à disposition des outils efficaces.
- Augmentation du personnel de contrôle. Il faut que ce personnel soit des techniciens.
- Tenue des statistiques sur les pertes par agence et par région.
- Remplacement des vieux compteurs (> 20 ans) et des compteurs bloqués ou défaillants.
- Inspection régulière des compteurs à prépaiement
- Campagne d'information des abonnés afin de changer leur comportement vis-à-vis la fraude.
- Campagne de détection des fraudes. Une proposition faite dans ce contexte est de commencer avec une opération « coup de poing » dans les régions de l'Atlantique, du Littoral et de l'Ouémé afin de détecter les fraudes massives organisées et entretenues par certains clients indélicats en complicité avec certains agents de la SBEE.







- Réforme des pénalités de fraude et application des sanctions contre les agents de la SBEE qui sont collaboré à des actes de fraude. Il semble que la complicité des agents de la SBEE dans les actes frauduleux soit un facteur important. Les sanctions sévères comme la dégradation ou le licenciement ne sont cependant que rarement appliquées par le Conseil de Discipline devant lequel les agents qui ont commis de fraude doivent comparaitre. Un directeur mentionnait que l'application les sanctions sévères et la traduction des agents fraudeurs en justice dissuaderait les autres.
- Installation des compteurs intelligents qui permettent la relève à distance chez les grands clients.
- Géo-référencement des clients, leur rattachement au départ et l'installation des compteurs dans les postes de départ (postes MT/BT). Cela permettrait d'identifier les zones où les pertes sont anormales ce qui devrait être suivi des contrôles sur le terrain afin d'identifier les raisons.

3. Pertes techniques

3.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale.

Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes non-techniques (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes techniques sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution,

3.1.1 Logiciel d'études de réseau

Les logiciels utilisés chez SBEE sont Neplan et NAP.

3.1.2 Mesures effectuées

Les comptages et mesures suivantes sont effectués :

- Comptages en tête de départs MT primaires (33 kV) Les têtes de départs 33 kV sont équipées de comptage d'énergie.
- Comptages en tête de départs MT secondaires (15 kV): Les têtes de départs 15 kV sont équipées de comptage d'énergie. Les niveaux de tension MT aux postes source étant: 15 kV à Cotonou et Portonovo, 20 kV à Ouidah et Parakou, et 33 kV en zone rurale
- Mesures en tête de départs MT primaires (33 kV): Les têtes de départs 33 kV sont équipées de mesures.
- Mesures en tête de départs MT secondaires (15 kV): Les têtes de départs 15 kV sont équipées de mesures.







3.1.3 Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution"

Il n'y a pas de lien existant pour le moment, mais un projet de géoréférencement est prévu.

3.2 Actions de réduction des pertes techniques

3.2.1 Introduction de condensateurs

Actuellement (mi 2016), sur base du fichier du modèle de réseau reçu de la SBEE, il ne semble pas y a voir de condensateurs installés sur le réseau de distribution proprement dit. Par contre des condensateurs ont été installés aux postes source d'Akpakpa, Gbégamey et Sémé dand le cadre du projet de renforcement des réseaux de Cotonou de 2006.

L'extension des bancs de condensateurs dans des postes « source » est prévue par l'étude de faisabilité sur les postes source du système de distribution (étude du consortium Fichtner-Cardno MCC, juillet 2015).

3.2.2 Remplacement de conducteurs ou de la ligne

Actuellement, le remplacement de conducteurs est pris en compte par SBEE lors d'opérations de réhabilitation.

3.2.3 Fractionnement de départs, introduction de nouveaux départs

Ce type d'action est pris en compte par SBEE, notamment selon les besoins identifiés lors d'études dédiées à la planification et au renforcement de la distribution³. Il est très probable que ce type d'action soit également pris en compte dans des études de planification futures.

3.2.4 Introduction de nouveaux postes

Actuellement ce type d'action est pris en compte par SBEE, mais pas au sens d'une systématisation vers de petits transformateurs comme proposé dans l'approche MVDS/HVDS. Dans le futur, l'approche MVDS/HVDS ne semble pas être envisagée.

3.2.5 Transformateurs à haut rendement

Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'analyse de l'intérêt des transformateurs à haut rendement.

3.2.6 Equilibrage des phases

Ce type d'action est prévu dans le plan de réduction des pertes.

Rapport d'étude de faisabilité sur le système de distribution (Développement du réseau de distribution et Centre National de Contrôle de Répartition de la Distribution, Fichtner-Cardno 2015).







3.3 Autres aspects

3.3.1 Elimination des points chauds

SBEE effectue une inspection thermographique une fois par an dans tous les postes de distribution.

3.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Il n'y a pas de remplacement systématique des transformateurs âgés, mais un suivi de la charge par campagnes de mesures (enregistrement) deux fois par an pour tous les postes pendant un jour entier.

Cela permet d'identifier les transformateurs proches de la surcharge.

3.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

Il y a une gestion du stock de transformateurs (pooling), et les paliers de puissance standards sont 160 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 1000 kVA. Il peut aussi y avoir quelque cas de poste de distribution avec deux transformateurs (2 x 400 kVA ou 1x 400 kVA + 1 x 630 kVA). Les postes source ont typiquement quatre départs câbles MT 95 mm² ou 240 mm² et les postes de distribution typiquement 8 départs BT.

3.3.4 Types de réseaux pour la capitale et critères de tension

Type de réseaux

Type de réseaux MT : 15 kV, 20 kV, 30 kV

Type de réseaux BT : aérien urbain

Critères de tension :

Les plages de tension admissibles sont +/- 6% en MT et +/- 10% en BT







4. Liste des personnes rencontrées

Le consultant tient à remercier vivement les personnes suivantes de la SBEE qui lui ont informé. L'étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de leurs informations.

Victor Langanfin Glélé, Directeur de l'Inspection Générale

Arouna Oloulade, Directeur de la Distribution

Bio Bata, Directeur des Etudes et du Développement

Thierry Codo, Administrateur en Banque et Finances d'Entreprise

Armel Aizansi, Directeur Finance

Malick I. Mama, Chef de Service Etude et Planification des Réseaux (point focal)

M. Germain A. Ahouansou, Chef Département Formation

M. Santos Joseph Attèrè, Chef Service Administration du Personnel Mme. Marcelle Soude, Direction Commerciale (95 93 79 20)

Robert Montcho <u>robertmontcho@yahoo.fr</u>







Appendice : Synthèse des problèmes recensés et des solutions proposées

Extrait du rapport « Contribution à l'amélioration des performances de la SBEE : Stratégie de réduction des pertes », préparé en 2011/2012 par Ninon Joilleux Ahoudjinou comme Mémoire d'Etude dans le cadre du Master Economie et Développement International.

ANNEXE N7: SYNTHESE DES PROBLEMES RECENSES

	Désignation	Liste synthétique des problèmes énumérés
1	Problèmes liés aux réseaux de transport et de distribution	Transformateurs trop chargés. Non respect du rayon d'action des transformateurs. Réseau non normalisé. Réseau déséquilibré. Baisse de tension au niveau de certaines parties du réseau (150 - 198V) au lieu de 220 V. Le matériel fourni n'est plus de qualité (connecteur en déficit et défectueux). câbles BT 2x16 dédoublé sur plus de 4 km. Réseau HTA de section 31 mm² et 25 mm²
2	Problémes liés aux pertes non techniques	Beaucoup de compteurs bloqués qui ne sont pas changés. Les compteurs prépayés causent des pertes importantes car les clients qui n'achétent pas ne sont pas. Beaucoup de compteurs fraudés détectés mais non coupés. Pas de vérification du travail des prestataires après la pause des compteurs (est ce que le compteur n'est pas bloqué à la pose. Relevés fantaisistes et parfois estimatifs par les releveurs. Pertes du au mauvais câblage des compteurs. Utilisation de compteurs recyclés. Le compteur a carte jetable DCM 230 se bloque de lui-même. Pas de campagne de vérification des compteurs. Instabilité de la tension distribuée source de pertes. Les éclairages publics sont branchés directement sur le réseau. Les compteurs sont toujours transportés à moto.
3	Fraudes	Beaucoup de fraude sur le réseau. Pénalité de fraude non payés depuis 10 ans dans certaines régions. Retard dans la transmission du constat de fraude. Pas de suivi du payement des pénalités de fraude (ça encourage au non payement et à de nouvelles fraudes).
4	Problèmes matériels	Pas de moyen de déplacement, pas de bureau, pas de groupé. Pas d'appareil étalon par région pour le contrôle des compteurs. Rupture de stock. Pas assez d'outillage.
5	Insuffisances de ressources humaines	Peu d'effectif au service facturation, section métrologie. Releveurs âgés, Nombre de releveurs insuffisants
6	Acteurs externes	La SBEE pas à jour de ses payement avec ABMCQ ce qui fait qu'ils trainent parfois les pas pour venir aider à détecter une fraude. L'exigence de la présence de l'ABMCQ avant les coupures.
7.	Motivation des acteurs	à chaque sortie sur le terrain, les agents de l'ABMCQ ont une prime et pas les agents de la SBEE
8	Compétences des acteurs	Beaucoup de releveurs n'ont pas été formés. Les releveurs non techniciens qui sont utilisés pour faire les coupures causent de pertes. Pas de formation des agents de la section métrologie
9	Complicité des acteurs	Les releveurs en poste depuis 6 ou huit ans développent un copinage avec les clients. Les anciens agents de la SBEE aident les clients à frauder.
10	Statistiques non tenues	Pas de statistiques sur les énergies rappelées au niveau des compteurs bloqués remplacés
11	Différence des périodes de relevé	Période de relevés différents entre CEB et SBEE. Les périodes de relevés différent d'une région à une autre.

ABMCQ: Agence Béninoise de Métrologie et du Contrôle de la Qualité







ANNEXE N7.1: SYNTHESE DES SOLUTIONS PROPOSES

	Designation	Liste synthétique des solutions proposées
1	Réseaux	Revoir le réglage des transformateurs par rapport à la ten (tension très élevées). Equilibrer le réseau ; Changer les portions de réseau à faible section. Faire des campagne de mesure.
2	Pertes non techniques	Faire l'identification des abonnées. Faire aboutir le télé comptage pour un relevé à distance des compteurs. Installer des postes de comptages frontaliers entre les régions Former une brigade de taux des pertes dont le chef serait le chef service gestion des réseaux avec un programme de travail et un compte rendu trimestriel. Instaurer une journée remplacement des compteurs bloqués par agence. Campagne pour déconnecter tous les câble des compteurs résiliés et définir une procédure de résiliation qui implique de rendre inactif le câble après résiliation. Faire un recensement de tous les compteurs résiliés! Recenser les impayés sur les compteurs résiliés. Chercher par agences les polices qui ont eu plusieurs entretiens et vérifier pourquoi? Faire le rappel de consommation sur les compteurs déclarés bloqués. Procédure uniforme et moins compliqués pour le rappel des consommations. Procédure uniformiser pour la gestion des indûment consommés pour les compteurs à prépaiement. Utiliser l'achat zéro pour détecter les clients qui ne sont pas venus consommer depuis 3 à 6 mois (instaurer une procédure). Procédures pour gérer les compteurs bloqués et les soupçons de fraude. Les compteurs prépayés source de fraude quand il y a baisse de tension (mettre en place une procédure de mise ne place de ces compteurs et inclure le critère tension avec mesure à des heures clés avant la pose du compteur)
3	Fraudes	Propositions des contrats d'objectifs. Partage d'information entre les régions (sur les fraudes). Instaurer des pénalités standard pour les fraudes. Identifier les clients fraudeurs. Couper au poteau en cas de fraude. Mettre l'accent sur le calcul des pénalités pour dissuader les fraudeurs. Faire des actions ponctuelles avec une brigade de fraude composée d'agents d'autres régions. Mettre en place des procédures complètes pour la gestion des fraudes. Campagne de renouvellement des contrats d'abonnement pour inclure des clauses liés aux fraudes. Faire accompagner les agents SBEE d'un agent de l'ordre dans certains cas. Accentuer le contrôle : passer en dehors du releveur et cibler les ateliers de soudure, les bars, boulangerie, vente de glace, poissons etc.
4	Problèmes matériels	Doter les régions d'au moins un véhicule pour le service technique. Acquérir plus de compteur étalon
5.	Insuffisances de ressources humaines	Création d'une section anomalie et fraude dans chaque région. Renforcer les ressources humaines insuffisantes
6	Acteurs externes	Mettre en place une procédure de gestion des cas de fraude : quand il est nécessaire d'appeler l'abmeq et quand un agent de sécurité ou un huissier suffit.
7	Motivation des acteurs	Primer les régions qui obtiennent de bons résultats dans la réduction des pertes non commerciales.
8	Compétences des acteurs	Que les vrais techniciens fassent la résiliation
9	Formations	Instaurer une culture d'entreprise à la SBEE. Faire animer un module relatif à la formation : Electricité SBEE pour les agents. Module Comment exécuter les branchements / Dépannage. Plus de formation des agents sur les compteurs prépayés







Annexe n° 2.2

Rapport de visite SONABEL







1. Introduction

La visite de la SONABEL (Société Nationale d'Electricité du Burkina) a eu lieu le 22 et 23 février 2016.

La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce rapport.

La SONABEL est une Société d'Etat depuis le 14 avril 1995. Les activités de la SNABEL sont la production, le transport et la distribution d'énergie électrique.

Globalement, la performance de la SONABEL est bonne en ce qui concerne les pertes et le taux de recouvrement.

- Les pertes totales de la SONABEL sont relativement faibles. Dans les années 2008 2014, elles variaient entre 11,4% et 13,4% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution. Une estimation grossière indique que 7% 9% sont des pertes techniques tandis que 4% 5% des pertes sont non techniques.
- Le taux de recouvrement est satisfaisant depuis 2012. En 2014, il était de 97,7%.

L'objectif de la visite de la SONABEL était de déterminer comment la société a réussi à réaliser cette performance. Ce rapport présente les informations obtenues.

2. Pertes non techniques

2.1 Fraude

Le by-pass du compteur et la manipulation du compteur (blocage intentionnel etc.) sont les actes frauduleux les plus répandus.

Les branchements illégaux sont plutôt rares et cela est aussi vrai pour la complicité des agents dans les actes frauduleux.

La non-facturation ou la sous-facturation avec complicité des releveurs n'est pas observée et n'aurait pas de sens pour la raison suivante. Le releveur est remplacé au moins une fois par an - durant la période de son congé - par un autre releveur. Si le client a été sous-facturé durant plusieurs mois et le remplaçant du releveur rapporte les kWh enregistrés, le client recevra une facture dont le montant est plus élevé que la somme des factures qu'il aurait reçues pour les vraies consommations. Cela est du aux tranches tarifaires : Supposons, par exemple, que la vraie consommation d'un client « Tarif social » soit de 100 kWh par mois mais que seulement 50 kWh/mois ont été facturés durant six mois. Le client aurait dû payer chaque mois 75 kWh au tarif de 75 FCFA/kWh et 25 kWh au tarif de 128 FCFA/kWh; au total donc 8825 FCFA/mois et 52950 FCFA pour la consommation de six mois. Il a seulement payé 3750 FCFA/mois et 22500 FCFA dans les six mois. La facture qu'il recevrait à la fin du mois sept serait pour 400 kWh et le montant de cette facture serait de 50225 FCFA (75*75 + 25*128 + 300*138). Au lieu de payer 61775 FCFA pour la consommation de sept mois, le client a payé 72725 FCFA.







2.2 Actions en cours pour réduire la fraude

2.2.1 Contrôles

Ils existent des structures de contrôle des branchements et des compteurs dans toutes grandes villes du Burkina : Ouagadougou, Bobo-Dioulasso, Koudougou, Koupéla et Ouahigouya.

A Ouagadougou, il y a 4 équipes de contrôle composées chacune de 2 agents techniques et d'un chef. A Bobo-Dioulasso il y a 2 équipes et dans les autres grandes villes une équipe.

Les équipes sont liées à la Direction Commerciale.

Des contrôles sont réalisés chaque jour par les agents techniques. Il arrive aussi que l'équipe de contrôle qui est basée dans une grande ville aide l'équipe dans une autre grande ville durant une campagne de contrôle ou que l'équipe fait des contrôles dans d'autres villes que les cinq grandes villes susmentionnées.

Des contrôles sont réalisés si le releveur constate des anomalies et informe la SONABEL que le client est soupçonné d'avoir commis un acte frauduleux. Des contrôles sont aussi réalisés si une personne qui n'est pas un employé de la SONABEL informe la société.

Des contrôles qui ne sont pas basés sur les informations susmentionnées, se concentrent sur des types de consommateurs dont la probabilité est élevée qu'ils fassent des actes frauduleux (probabilité relativement à d'autres catégories de consommateurs) ou sur des zones où il y a une concentration de ces types de consommateurs. Les consommateurs sont notamment des clients qui utilisent l'électricité pour leur business mais aussi des clients résidentiels qui ont beaucoup de climatiseurs.

2.2.2 Incitations

Les agents de la SONABEL reçoivent un certain montant s'ils constatent des actes frauduleux. Le montant est déterminé par le Directeur Général. En dehors de SONABEL, des personnes tierces peuvent être payées 10% de la facture de redressement s'ils informent la SONABEL d'une fraude avérée.

2.2.3 Absence de Campagnes

La SONABEL n'a pas encore fait de campagnes de communication pour réduire la fraude. La SONABEL craint qu'une campagne de communication contre la fraude risque d'informer trop, et ainsi potentiellement d'inciter à la fraude.

2.3 Procédures si une fraude a été constatée

Si l'équipe de contrôle constate un acte frauduleux, un huissier de justice est toujours appelé : il établit un procès-verbal accompagné de photos. L'appel à l'huissier évite que les fraudeurs contestent plus tard le fait qu'ils ont commis une fraude.

Le fraudeur reçoit une facture de redressement. Le montant à payer est composé :







- (i) Du montant de l'estimation de la consommation non facturée. Le tarif de la Tranche 3 est appliqué dans le calcul du montant ;
- (ii) D'un montant pour les frais de constat. Ce montant couvre les coûts de l'huissier. Le maximum est de 25,000 FCFA;
- (iii) D'une pénalité.

Le fraudeur doit rendre visite au Chef de l'Equipe de Contrôle qui lui présente la facture de redressement. Le fraudeur doit payer au minimum 50% du montant de la facture pour ne pas être coupé. Le restant est à payer sur un court délai de 2 – 3 mois. La grande majorité des fraudeurs accepte et respecte ces conditions.

2.4 Tarifs et taxes sur la facture

Presque tous les tarifs actuels sont en en vigueur depuis septembre 2006. En octobre 2008, il y a eu l'élargissement de la première tranche du tarif social de 50 kWh/mois à 75 kWh/mois. En janvier 2016, la catégorie tarifaire « Type G » a été introduite pour regrouper les clients « Industries Extractives et Haute Tension »¹. De plus, la définition de périodes « heures de pointe » et « heures pleines » a été changée pour cette catégorie. Les heures entre 10 h et 24 h constituent depuis janvier 2016 les « Heures de pointe » et les heures entre 0 h et 10 h les « Heures pleine ». Les tarifs des clients HT, MT et BT Double Tarif varient en fonction des heures de pointes et des heures pleines.

La facture de ces clients dépend aussi du facteur de puissance (cosphi). Une pénalité est à payer si le cos(phi) est inférieur à 0.80. Si la SONABEL constate qu'un client a dû payer la pénalité trois fois, elle visite le client et déterminer pourquoi le client consomme trop de puissance réactive. La recommandation d'installer des condensateurs est en général la conséquence de l'analyse.

Tous les tarifs sont assujettis aux taxes suivantes :

- Taxe de soutien au Développement des Activités Audio Visuelle de l'Etat (1 FCFA/kWh si ≤ 50 kWh; 3 FCFA si > 50 kWh).
- Taxe de Développement de l'électricité : (2 FCFA/kWh).
- TVA 18%. Appliqué aussi sur les taxes susmentionnées.

Les tarifs de la SONABEL ne couvrent pas ses coûts du kWh. Le prix moyen de vente (énergie et prime fixe) est depuis 2007 inférieur au prix de revient. En 2013 et 2014, la différence était de l'ordre de 30%. Si on inclut d'autres revenus de la SONABEL dans le prix de vente (frais d'abonnement, ...), la différence se réduit, mais le prix de revient est aussi dans ce cas depuis 2011 plus élevé ; d'environ 10% en 2013 et 2014.

2.5 Facturation et collection

Les factures sont remises par le releveur. Il faut payer les factures au plus tard 30 jours après la date d'édition. En cas de retard, une pénalité de 2000 FCFA est ajoutée.

La "Structure tarifaire" qu'on trouve sir le site web de la SONABEL ne reflète pas encore les changements introduits en janvier 2016.







Le client ne peut pas payer directement au releveur. Le paiement se fait (i) aux agences de la SO-NABEL contre quittance, (ii) par transfert bancaire (domiciliation), (iii) par le portable (mais seulement à Ouaga : Airtel) ou (iv) par paiement chez Ecobank.

2.6 Taux de recouvrement

Le taux de recouvrement est en général bon. Sauf pour 2010 et 2011, il était situé entre 95% et presque 99%. Le fait que le taux était faible en 2010 (91%) et très faible en 2011 (83%) était dû aux crises politiques (révoltes en 2011), lesquelles ont notamment conduit les administrations à ne pas payer leurs factures. En 2011, le taux de recouvrement des administrations n'était que de 61%.

2.7 Compteurs à prépaiement

L'installation des compteurs à prépaiement a commencé vers 1996. Les premiers compteurs ont été livrés sans système informatique de gestion ouvert : à l'époque chaque marque fonctionnait seulement avec son propre système. Aujourd'hui, la SONABEL demande que les systèmes à prépaiement (compteurs, serveurs, gestion informatiques) respectent la norme STS (Standard Transfer Specification). La norme STS assure que les matériels et le système de gestion informatique soient compatibles entre eux.

Le client peut choisir s'il veut un compteur classique ou un compteur à prépaiement. La SONABEL souhaite augmenter le pourcentage d'abonnés qui utilisent le compteur à prépaiement pour réduire les coûts de relève, de facturation et de collection.

La SONABEL n'a pas encore installé des compteurs split. Environ 2000 compteurs split ont été achetés pour un projet pilote. Ces compteurs se trouvent dans le magasin. Ils n'ont pas encore été installés à cause du manque d'accessoires (coffrets, câbles téléphoniques, ...).

Il n'est pas envisagé d'installer dans le futur un grand nombre de compteurs du type split. Ces compteurs coûtent plus cher. Vu que les pertes non techniques sont faibles et le taux de recouvrement est bon, la SONABEL ne pense pas que les bénéfices justifient ces coûts additionnels.

Il n'est pas encore possible d'acheter les codes pour les compteurs à prépaiement par téléphone portable.

2.8 Autres informations

Les pertes totales ont augmenté chaque année depuis 2010 ; de 11,4% en 2010 à 13,4% en 2014. Le manque de budget pour les ouvrages à réaliser (réhabilitation et renforcement du réseau) est considéré par la SONABEL comme étant la raison principale de cette évolution. Une autre raison est vue dans l'électrification de 160 chefs-lieux dans les dernières années (longues lignes, faible demande).

La SONABEL craint que les pertes techniques augmentent dans le futur à cause de l'électrification rurale.







Le remplacement systématique des vieux compteurs n'est pas prévu.

Une marge de précision de \pm 5% est acceptée pour les compteurs qui enregistrent une consommation modeste.

2.9 Que faire pour réduire les pertes non techniques ?

Les réponses de SONABEL à la question de quoi faire pour baisser davantage les pertes non techniques, ont été les suivantes:

- a) Installer des compteurs aux postes MT/BT et déterminer pour chaque client à quel départ il est raccordé ;
- b) Renforcer les équipes de contrôle en personnel ;
- c) Former les agents de la SONABEL aux méthodes utilisées par les consommateurs fraudeurs et aux méthodes de lutte contre la fraude;
- d) Durcir la législation.

3. Pertes Techniques

3.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale.

Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes non-techniques (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes techniques sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution.

3.1.1 Logiciel d'études de réseau (si utilisé)

Le réseau MT a été représenté sur le logiciel NEPLAN. Le réseau BT est représenté sur plans cadastraux sur AutoCad.

3.1.2 Mesures effectuées

Il y a des équipements de mesures en tête de départ MT, et des relevés de puissance active et réactive sont faits par 1/2h. Il n'y a pas de compteurs d'énergie sur le réseau MT, sauf à Ouagadougou.

L'énergie peut être évaluée par multiplication des relevés de puissance par les intervalles de temps.







Postes source et départs MT

Ouagadougou: il y a des compteurs enregistreurs pour tous les postes d'injection de la ville, et les agents de quart indiquent les puissances sur un registre, énergies relevées tous les mois en tête de départ MT.

Postes de distribution et départs BT

Il n'y a pas de comptage aux postes de distribution, mais il y a des campagnes de mesure: les puissances de pointe sont alors fournies par poste MT/BT (uniquement 1 fois par an et aux heures de pointe – ces valeurs sont disponibles pour 2014)

Relevés horaires d'énergie au secondaire du transfo HT/MT : disponibles. Relevés horaires d'énergie injectée dans chaque départ MT : disponible.

En résumé:

- Comptages en tête de départs MT primaires (p.ex. 33 kV)
 Pas de compteur mais intégration des relevés de puissance active, mensuellement
- Comptages en tête de départs MT secondaires (p.ex. 15 kV) Pas de compteur mais intégration des relevés de puissance actrEnergie, mensuellement
- Mesures en tête de départs MT primaires (p.ex. 33 kV) Les variables suivantes sont mesurées en tête de départ 33 kV: tension (V), courant (I), facteur de puissance (pf)
- Mesures en tête de départs MT secondaires (p.ex. 15 kV) Les variables suivantes sont mesurées en tête de départ 15 kV: tension (V), courant (I), facteur de puissance (pf)

3.1.3 Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution"

Il n'y a pas encore de mise en relation des comptages client avec le comptage du départ MT qui l'alimente. Il n'y a jamais de branchement de client sans mettre de compteur. La mise en relation serait faisable si un géo-référencement était effectué: cela fait partie des TdR du nouveau logiciel de gestion clientèle, dont l'acquisition est prévue sur financement PASEL de la Banque Mondiale.

3.1.4 Actions mises en œuvre pour la réduction des pertes techniques (dans le cadre de la planification)

- Renforcement de certains tronçons de réseaux mais de portée limitée (manque de financements)
- Création de 5 nouveaux départs pour décharger d'autres départs surchargés (mesures d'urgence réalisées en 2015)

Cependant, il n'y a pas de quantification des réductions de pertes en MWh.

Depuis 2011, SONABEL ne peut presque plus investir dans nouveaux réseaux suite aux problèmes financiers. SONABEL attend déjà une aide pour appréhender les types de pertes.







3.2 Actions de réduction des pertes techniques

3.2.1 Introduction de condensateurs

Actuellement (mi 2016), il ne semble pas y avoir de condensateurs installés sur les lignes du réseau de distribution MT. Parc contre, les postes sources Ouaga 1 et 2, Patte d'Oie et Kossodo sont équipés de bancs de condensateurs 15 kV.

Chez les clients MT l'énergie active et l'énergie réactive sont mesurées. Après 3 facturations successives pour lesquelles le cos phi est inférieur à 0,8, (il y a eu des cos phi mesurés de 0,6... 0,7), le client doit installer des bancs de condensateurs à ses frais.

3.2.2 Remplacement de conducteurs ou de la ligne

Jusqu'à présent, le remplacement de conducteurs est exécuté dans le cadre des projets annuels d'investissement.

Le remplacement concerne p.ex. la section 22 mm² Cu à remplacer par du 35 mm² ou 75 mm² Alu, tandis que la section utilisée pour les branchements est 16 mm² Alu. Le réseau MT de la ville est principalement souterrain a été fait en 150 mm² tandis que les quartiers autour du centre-ville sont alimentés par un réseau aérien. Pour la zone desservie par le réseau MT souterrain, il n'y a pas de remplacement de conducteurs mais plutôt création de nouveaux départs.

Sur base du fichier NEPLAN du réseau de Ouagadougou :Les sections utilisées en aérien sont :

34 mm²: 0,2 % du réseau MT
 54 mm²: 49la ,9 % du réseau MT
 75 mm²: 19,2% du réseau MT

Les sections utilisées en sous-terrain sont :

95 mm²: 0,1 % du réseau MT
150 mm²: 22,8 % du réseau MT
240 mm²: 8 % du réseau MT

3.2.3 Fractionnement de départs, introduction de nouveaux départs

La création de départs BT est planifiée lorsque des surcharges sont identifiées. La création de nouveaux départs MT est de même prévue lorsque des surcharges y deviennent probables.

Tout porte à croire que dans le futur également, ce type d'action sera pris en compte.

3.2.4 Introduction de nouveaux postes

Actuellement, la création de nouveaux postes MT/BT est faite de temps à autres. Le nouveau transformateur est alors issu du "pooling" (il s'agit d'une gestion de stock des transformateurs en état de fonctionnement, les standards internes 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA, 2x 630 kVA en cabine et en aérien 50 kV, 100 kVA, 160 kVA et quelque fois 2 transfos: sur poteaux métalliques IPN HEA)

Dans le futur, l'approche MVDS/HVDS ne semble pas être envisagée.







3.2.5 Transformateurs à haut rendement

Dans le cadre de l'étude « PRIELER² » cependant, le Consultant intec a proposé l'installation de transformateurs à pertes réduite.

3.2.6 Equilibrage des phases

L'équilibrage des phases est effectué seulement lorsqu'il y a une plainte. L'équipe mesure alors la tension au point de branchement du plaignant et effectue le raccordement du plaignant sur une autre phase. Dans l'état actuel des informations archivées, il n'y a pas de trace de quel consommateur est branché sur quelle phase.

3.3 Autres aspects

3.3.1 Elimination des points chauds

Il y a un 'Service "département thermographique" mais le logiciel doit encore être acheté avec une nouvelle caméra. Il est prévu que tous les ouvrages soient analysés dans le futur (postes MT/BT, lignes, infrastructures de transport et production: périodicité à déterminer): 2 personnes sont prévues pour ce travail.

3.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Vu les problèmes financiers de la société, il n'y a pas de remplacement de transformateurs sur base d'un critère tel que l'âge, mais il y a bien remplacement des transfos au PCB.

3.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

La gestion des stock de transformateurs MT/BT (pooling) concerne les standards 250 kVA, 400, kVA 630 kVA, 2x 630 kVA en cabine et 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA en aérien et quelque fois deux transformateurs: sur poteaux métalliques IPN HEA. Transfos 90/33 kV et 90/15kV.

3.3.4 Types de réseaux pour la capitale et critères de tension

Type de réseaux MT (société de distribution en entier)

Total lignes aériennes 15 et 33 kV : 738 km

Total câbles souterrains 15 et 33 kV:

^{2 (}Projet de Renforcement des Infrastructures Electriques et d'Electrification Rurale- Restructuration et d'Extension des Réseaux de Ouagadougou, 2011-2014)







Type de réseaux BT : principalement aérien

Lignes aériennes (km) 3125 Câbles souterrains (km) 106

Procédures applicables

Critères de tension

Les limites de tension sont +/- 5% MT, +/-10% en BT mais dans la pratique SOANBEL n'arrive pas à respecter ces critères partout : il y a des zones avec problèmes depuis 4 ans (car problèmes financiers, liés au prix de vente de l'énergie inférieur au coût de fourniture).

Critères d'exploitation

Chaque année les exploitants faisaient une campagne de charge des départs BT et tension au niveau avec enregistreurs de charge sur 24h. Accroché sur poteau ou valisette dans les postes (Chauvin Arnoux). Les exploitants font des plans de restructuration du réseau. Si plainte il faut résoudre, dès lors il y a souvent création d'un poste: réaction au cas par cas. Pas de document de planification. Liaisons interurbaines en 33 kV en 148 mm², et en ER du 34 mm².

Prévisions de charge

Il y a un département "Etude, planification de l'équipement transport et distribution" qui fait des prévisions globales de la Sonabel,. Ils utilisent les résultats des campagnes de mesure faites en avril-mai pendant la pointe pour planifier des renforcements.

4. Liste des personnes rencontrées

Le consultant tient à remercier vivement les personnes suivantes de la SONABEL, lesquelles ont permis les réunions constructives sur ces sujets. La présente étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de leurs informations.

Jean Bedel Gouda, Directeur de la Distribution

Pascal Hema,
 Directeur Commercial et de la Clientèle

Emile Sawadogo,
 Directeur Régional du Kadiogo

Moumouni Diarra, Chef du Département Distribution d'Appui
 Tidiane Ouedraogo, Chef du Département Etudes et Travaux
 Vididomai Ulrich Georges Poda, Chef du Département Distribution du Kadiogo

Abdoulaye Sawadogo,
 Chef du Département Ingénierie des Projets d'Investissement

Grégoire Tapsoba, Chef du Département Mouvement d'Energie







Annexe n° 2.3

Rapport de visite CIE







1. Introduction

La visite de la Compagnie Ivoirienne de l'Electricité (CIE) a eu lieu les 18 et 19 avril 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce rapport.

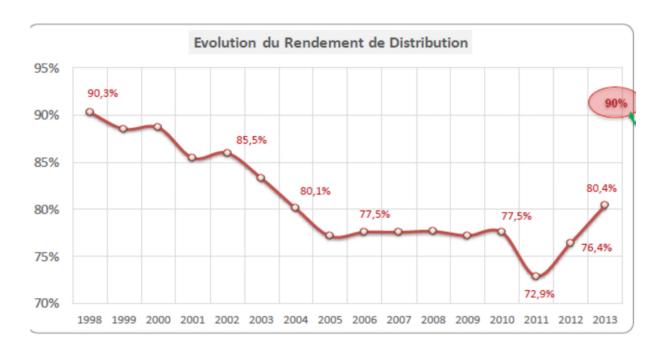
La CIE est une société anonyme privée de droit ivoirien. Elle a été créée en 1990. Les actions de la CIE sont détenues par la société Eranove (54%), l'Etat de Côte d'Ivoire (15%), des privés (26%) et le personnel de la CIE à travers le Fonds Commun de Placement (5%). La CIE exploite les ouvrages de production de l'Etat aux côtés des producteurs indépendants. Sur les segments du transport et de la distribution, la CIE est l'opérateur exclusif.

La performance de la CIE concernant la collecte des montants facturés et du rendement de distribution se présente comme suit :

Taux d'encaissement: Le taux était en moyenne de 98% dans les années 2012 – 2014.

Rendement de distribution: Le rendement de distribution est la relation entre l'énergie facturée et l'énergie distribuée. L'évolution du rendement est montrée dans le graphique ci-dessous. On constate que le rendement a eu une tendance à la baisse entre 1998 et 2011. Depuis 2012, le rendement s'est amélioré. L'objectif de la CIE est d'atteindre un rendement de 90% en 2018 et de 94% en 2020.

Figure: Rendement de Distribution de la CIE dans la période 1998 – Août 2013



Source : Séminaire sur « L'Intelligence dans la Gestion de l'Energie Electrique ». Présentation faite par Touré Minayégnan, Directeur de la Prospective et du Développement, CIE.







2. Pertes non techniques

2.1 Fraude

La source susmentionnée contient une bonne description des anomalies et fraudes constatées par la CIE ensemble avec des photos.

2.1.1 Actes frauduleux et acteurs

La fraude se fait notamment sous forme de raccordements directs sur le réseau et des manipulations des compteurs. Les manipulations se font sous forme de réduction d'index, de bris pignon d'engrenage, de la minuterie détraquée, de shunt aux bornes des compteurs.

Il y a aussi de fraudes sur disjoncteurs et sous forme de récupération de neutre.

Un article du 19 mars 2013 mentionne que la CIE estime que 25% des abonnés d'Abidjan et de Bingerville soient des fraudeurs. « Le fraudeur s'appelle "Monsieur tout le monde". Il agit très souvent par l'intermédiaire de spécialistes, tels que les électriciens privés, les électriciens bâtiment, les agents des sociétés du domaine et même des agents licenciés de CIE » ¹, Quelques spécialistes ont fait la fraude leur business.

Les méthodes de fraude deviennent de plus en plus sophistiquées. C'est souvent à la construction des bâtiments que les actes frauduleux sont intégrés. Deux présentations faites par des représentants de la CIE en 2014 donnent des exemples des actes de fraude avec des photos ; entre autres un branchement souterrain à plus d'un mètre dans le sol².

2.1.2 Nombre de fraudeurs détectés dans les années 2010 – 2015

Le tableau suivant présente les contrôles réalisés uniquement par les équipes dédiées de contrôle.

Les contrôles faits par ces équipes se concentrent sur les clients HT, les clients professionnels, les clients triphasés et les clients déjà pris en fraude.

⁽a) Pertes Non Technique: Stratégie de Lutte contre la Fraude. Présentation d'Alexis Kouassi, Chef du Département Audite d'Exploitation, Congrès de l'ASEA-Angola, septembre 2014. (b) Réduction des Pertes Non Techniques. Présentation de Touré Minayégnan, Directeur de la Prospective et du Développement. Séminaire sur : L'Intelligence dans la Gestion de l'Energie Electrique, Abidjan, septembre 2014.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

http://www.fratmat.info/focus/reportage/secteur-de-l%E2%80%99%C3%A9lectricit%C3%A9-industriels-particuliers-h%C3%B4teliers-tous-des-fraudeurs





Tableau : Nombre de contrôles et nombre de fraudes détectées par les équipes de contrôle dans la période 2010 - 2015

Année	Clients contrôlés	Nbr de fraudes détectées	Taux de fraude (*)	Observations
2010	1 619	233	14%	3 équipes
2011	-	-	-	Pas de contrôle à cause de crise post-électorale
2012	2 647	742	28%	Sortie de crise
2013	25 952	4 921	19%	Renforcement des équipes
2014	42 244	4 423	10%	
2015	50 316	4 629	9%	69 équipes

^(*) Nombre de fraudes détectées par rapport au nombre de clients contrôlés

Les contrôles des clients BTA qui étaient réalisés par d'autres agents de la CIE (autres que les équipes de contrôle) avaient pour résultat³ :

2012 10 286 clients BTA contrôlés, taux de fraude 36%
2013 16 495 clients BTA contrôlés, taux de fraude 21%.
2014 jusqu'à juin 6 472 clients BTA contrôlés, taux de fraude 12%

2.1.3 Traitement des fraudeurs découverts

Le constat d'un cas de fraude est fait soit par des agents assermentés, soit par des huissiers ou officiers de la police judicaire.

Le montant de la facture de redressement est calculé selon le dispositif prévu par le Règlement de Service Concédé. Ce dispositif prévoit des rappels des consommations et des pénalités (constat fraude, frais de coupure, frais de rétablissement, ...).

La facture est payable immédiatement. Il arrive cependant que des facilités de paiement soient accordées.

Source : Pertes Non Technique : Stratégie de Lutte contre la Fraude. Présentation d'Alexis Kouassi, Chef du Département Audite d'Exploitation, Congrès de l'ASEA-Angola, septembre 2014.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest





2.1.4 Incitations pour découvrir des fraudeurs

La CIE ne donne pas d'incitations pécuniaires, ni à ses agents, ni à sa clientèle. Cela pour éviter le « revers de la médaille » à savoir le fait que des fraudes soient faites par des tiers pour des intérêts économiques. Les comptages sont souvent posés à des endroits publics ce qui risque d'entrainer des actes frauduleux et ensuite informer la CIE pour encaisser le prime. La politique est basée sur les expériences de la CIE avec les incitations pécuniaires.

2.2 Equipes de contrôle

La CIE a aujourd'hui 69 équipes de contrôle des clients HT et BT. Ces équipes dédiées au contrôle sont équipées chacune d'un véhicule, d'outillage, d'applications informatiques et d'équipements spéciaux pour la recherche de fraude. Ce sont au total 75 véhicules y compris ceux du staff dédié à l'encadrement des équipes et plus de 30 ordinateurs exclusivement dédiés à cette activité.

Chaque équipe a au moins deux membres qui sont des techniciens assermentés.

Dans les Directions Régionales – il y en a au total 14 -, la filière facturation organise également régulièrement des opérations de contrôle avec les releveurs.et les techniciens de réseau.

Signalons dans ce contexte que le changement des zones accordées aux releveurs se fait tous les deux ans.

Le choix des clients qui font l'objet des contrôles périodiques et réguliers est guidé par le potentiel en termes de Chiffres d'Affaires. Ainsi la priorité est accordée aux clients HT (4 096 fin 2014), suivi des clients BT à fort potentiel de Chiffre d'Affaires et des clients habitants dans les lotissements ou les immeubles.

L'analyse des factures, les données communiquées par les agences des Directions Régionales et des signalements de fraude par des tiers conduisent à identifier d'autres clients à contrôler.

2.3 Actions menées pour réduire les pertes non-techniques

La CIE a mené plusieurs actions pour réduire les pertes non-techniques :

- Augmentation du nombre de contrôleurs
 - Le nombre de contrôleurs est passé de 15 avant 2011 à environ 145 actuellement. Cela a permis d'augmenter énormément le nombre de contrôles, de 2 647 en 2012 à 50 316 en 2015.
- Formation des équipes de contrôle aux nouvelles techniques de contrôle
 Les équipes ont aussi été dotées d'outils informatiques d'analyse et de sélection des clients à contrôler.
- Collaboration avec l'entreprise OKSA du Maroc
 - OKSA a une grande expertise dans la lutte contre la fraude. OKSA a apporté à la CIE son concours dans les domaines de la formation et de l'acquisition d'outils (compteurs étalons, outils informatiques).
- Contrôle périodiques et réguliers de certains segments de clients : tous les clients HT, clients professionnels, clients triphasés, clients déjà pris en fraude.







- **Sécurisation physique du système de comptage** notamment au niveau des zones industrielles d'Abidjan.
 - Les mesures qui visent à rendre les raccordements avant comptage et le comptage inaccessibles au client comprennent : pose des scellés numérotés, cadenas et serrures sur les portes d'accès, coffret de comptage, coffres pour les bornes BT des transformateurs, grillage de protection des transformateurs.
- Création d'une hotline « contrôle »
 - La hotline permet aux abonnés d'obtenir un recours à la suite d'un contrôle (gestion des réclamations) et de signaler des fraudes soupçonnées.
 - Création d'un inspectorat pour traiter en toute impartialité les recours des abonnés et veiller à l'éthique des contrôleurs.
- Normalisation des branchements dans les ex zones de conflits (Centre, Nord, Ouest).
 Pour ces zones, il s'agit de la reprise sans frais du service pour les clients de tous les branchements y compris ceux en situation de fraude. En septembre 2014, 40 000 branchements étaient déjà repris sur un objectif d'environ 70 000 branchements.
- Rencontres avec les organisations socio-professionnelles (associations des consommateurs, sociétés civiles, chambres de commerces, ...) pour expliquer les enjeux, le mode opératoire et les movens de recours.
- Communication grand public à travers des panneaux publicitaires dans les villes.

Au niveau de la législation, la CIE est supportée par le nouveau code de l'électricité, lequel a été promulgué en 2014. Ce code punit plus sévèrement les fraudes et actes de vandalisme que la réglementation précédente.

2.4 Compteurs à prépaiement

L'installation des compteurs à prépaiement à commencer en 2000 avec un projet pilote d'environ 5 000 compteurs. Ils se sont très rapidement révélés peu performants et la CIE a décidé, en 2004, de lancer une nouvelle campagne de test en utilisant un nouveau modèle de compteur fabriqué en Afrique du Sud.

A la fin de 2014, environ 9% des clients avaient un compteur à prépaiement ; au total 113 574 compteurs à prépaiement étaient installés. Le nombre est passé à environ 172 300 en mi 2016.

Les compteurs sont prioritairement installés en zones rurales et dans les quartiers péri-urbains.

Les marques installées sont : Pay and Smile (P"N"S), Electrocash, Smart "G", AlMIR, Smart Cash et Ener Smart.







2.5 Stratégie de réductions des pertes non techniques dans le futur

La stratégie de CIE est de continuer les actions décrites dans le paragraphe 4 plus haut afin de réduire les pertes non-techniques.

D'autres éléments sont :

- Rattachement des clients au départ et l'installation des compteurs dans les postes MT/BT. Le rattachement existe déjà pour les clients HT (4 096 fin 2014) et est en cours dans la Direction Régionale d'Abidjan pour la BT. L'installation des compteurs dans les postes MT/BT a aussi déjà commencé dans certaines exploitations.
- Introduction à grande échelle des compteurs intelligents combinée à la télégestion et la télésurveillance. La phase de test a déjà commencé.

2.6 Taux de recouvrement

La CIE a informé le consultant que le taux de recouvrement varie entre 98% et 99%.

Le « Rapport Développement Durable 2014 » de la CIE donne une valeur moyenne de 98% pour les années 2012 – 2014 (encaissements divisés par ventes nationales). Les valeurs annuelles étaient de 86% en 2012, 105% en 2013 et 109% en 2014.

La CIE facilite le paiement de ses factures depuis quelque temps par l'introduction des modes de paiement électroniques (téléphone, internet), par les distributeurs automatiques de billets et les terminaux de saisie portable. Le Directeur Générale de la CIE mentionnait lors d'un entretien en 2014 « Aujourd'hui, ces nouveaux moyens de paiement nous permettent de recouvrer 25 % des factures émises et nous avons pour objectif d'atteindre plus de 50 % d'ici à 2016 »⁴.

2.7 Formation

Le programme de formation des membres des équipes de contrôle comprend :

- Un plan individuel de formation est élaboré chaque année pour les contrôleurs.
- Un module spécifique (contrôleur niveau 1 et niveau 2) a été élaboré et dispensé par des anciens contrôleurs en retour d'expérience. Le contenu est exécuté en deux étapes : initiation et adaptation
- Des formations ponctuelles sont dispensées selon les besoins d'exploitations et les déploiements de nouveaux matériels ou outils.

Le catalogue des formations offertes par le Centre des Métiers de l'Electricité de Bingerville ne contient pas de cours dédiés à la réduction des pertes techniques ou non techniques. Ceci dit, il se peut que certains cours touchent ces sujets.

http://www.cienet.net/actualite/entretien de jeune afrique avec dominique kakou.php, juin 2014.







3. Pertes techniques

3.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale.

Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes non-techniques (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes techniques sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution,

3.1.1 Logiciel d'études de réseau

Le logiciel utilisé est PRAO (ERDF/Enerdis). Il permet une optimisation de la configuration en tenant compte des pertes et de la reprise de service.

3.1.2 Mesures effectuées

Postes source: des équipements de mesure sont installé aux arrivées HTB et aux départs HTA, et des relèves sont faites chaque heure à la main dans Excel (registre): Puissances active et réactive, et comptage d'énergie active et réactive, cosphi, qualimétrie, coupures de courant: toutes ces mesures sont disponibles et relevées si nécessaire. Chaque 1er du mois à 7h, les index sont communiqués au centraliseur par fichiers Excel.

Postes source et départs MT

Il n'y a pas de mesures enregistrées en temps réel mais bien des mesures relevées à la main. Il y a aussi des comptages d'énergie sur certains postes.

Postes de distribution et départs BT

Des campagnes de mesures sont faites chaque année en période de pointe: mesures du courant et de tension (tension simple et tension composée), calcul de la puissance sur base du cosphi (lu dans des postes de distribution privés: industriels), pour affiner les évaluations des pertes techniques.

Il y a également observation de la charge des transformateurs et du déséquilibre. La courbe de charge est disponible au poste d'injection, et les mesures sur les postes de distribution sont faites pendant la pointe (mesure instantanée). Toutes les mesures des postes de distribution alimentés par un même départ source sont alors faites en 3 jours (environ 20 à 30 postes de distribution en 3 jours).

En résumé:

• Il y a des comptages sur le réseau (HTA) primaire (33 kV) en tête de départs: l'énergie active est relevée chaque mois (l'énergie réactive n'est facturée qu'aux clients privés, tandis qu'elle n'est pas







facturée à CIE par les producteurs)

- Comptages en tête de départs MT secondaires (15 kV) : Energie active relevée chaque mois
- Mesures en tête de départs MT primaires (33 KV): les mesures de P, Q, cosphi sont faites en continu
- Mesures en tête de départs MT secondaires (15 kV): les mesures de P, Q, cosphi sont faites en continu

3.1.3 Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution"

Non encore existant: Il n'y a pas encore de mise en relation entre la base de données clientèle et le fichier décrivant les réseaux.

3.2 Actions de réduction des pertes techniques

3.2.1 Introduction de condensateurs

Actuellement (mi 2016), des condensateurs ont été installés à tous les postes « source » , à l'enroulement secondaire du transformateur pour obtenir un facteur de puissance de 0,99.

L'introduction de condensateurs a été proposée aux clients industriels lorsque cela leur est profitable. Ces condensateurs sont alors installés à leurs frais et en aval du compteur. Les bancs de condensateurs sont de 7,2 Mvar en 3 gradins, et installés à l'enroulement du secondaire des transformateurs de puissance (typiquement de 36 MVA ou 50 MVA). Selon le poste source, le nombre de transfos varie de 2 à 4.

3.2.2 Remplacement de conducteurs ou de la ligne

Dans le contexte actuel, le remplacement de conducteurs n'est pas systématique car CI-ENERGIES est le propriétaire des installations tandis que CIE en est l'exploitant (contrat d'affermage).

Les travaux sont décidés par CI-ENERGIES : cependant la CIE propose les restructurations par un plan triennal remis à jour chaque année. Les sections ont été normalisées comme suit:

- Souterrain 15 kV: 240 mm² dorénavant, mais il y a eu du Cu 25 mm², de l'Alu 150 mm²; en
- Souterrain 33 kV: 150 mm²;
- Aérien 15 kV : presque pas (sortie de postes);
- Aérien 33 kV (zones rurales): 54 mm², 93mm², 148 mm² Almelec et dans le passé il y a eu du 34 mm².

3.2.3 Fractionnement de départs, introduction de nouveaux départs

La société de distribution indique qu'il y a deux opérations d'exploitation pour éviter que le câble chauffe :

- modification des points d'ouverture
- Identification du câble qu'il faut « couper » (méthodologie mise au point avec ERDF/ENERDIS) en optimisant le réseau (en réduisant les pertes), tout en améliorant la qualité du produit "électricité"







(continuité, tension). Dans le futur également ce type d'action sera d'application

3.2.4 Introduction de nouveaux postes

Actuellement, l'introduction de nouveaux postes sources est pilotée par CI-ENERGIES, tandis que la CIE indique à la CI-ENERGIES l'évolution des variables d'exploitation⁵, la CIE donne un avis consultatif⁶. Ex : Anumabo, Bassam : les coordinations permettent d'accélérer le projet.

En BT, de nouveaux postes de distribution sont introduits lorsqu'un transformateur est proche de la surcharge ou lorsque la chute de tension est excessive. La CIE est occupée à mesurer les pertes BT sur un échantillon de 50 postes et a fini d'analyser les 10 premiers. En fonction de la charge, on met un autre transfo plus gros ou plus petit (il arrive qu'un gros client parte) ce qui entraine des mouvements de transformateur. Dans certains cas il y a deux transformateurs dans une cabine : les cabines ont été dimensionnées en conséquence.

Pour le futur, l'approche MVDS/HVDS ne semble pas être envisagée : le Plan Directeur ne propose pas les petits transfos (comme 25 kVA) caractéristiques de l'HVDS, mais propose un rayon d'action ainsi que la notion de postes préfabriqués.

3.2.5 Transformateurs à haut rendement

Pour les transformateurs de distribution, il y a deux évolutions en cours auprès de la CEI: premièrement la prise en compte de conducteurs en alu, deuxièmement la spécification du niveau des pertes sur base de valeurs standards selon les normes de la CEI.

3.2.6 Equilibrage des phases

Après les campagnes de mesure, il y a quelques transformateurs de distribution (quelques pour cent) qui conduisent à envoyer une équipe analyser et améliorer l'équilibrage des phases.

3.3 Autres aspects

3.3.1 Elimination des points chauds

Il y a des équipes dédiées à l'analyse thermographique: ils ne font que cela, regardent d'abord les départs chargés, ensuite les lieux ou origines de défauts. Trois équipes à Abidjan de 2 personnes chacune. Pour les points de raccordement, s'ils sont chauds, la maintenance est planifiée et peut conduire au remplacement du transformateurs mais pas au rebobinage.

Remplacement des transformateurs âgés

L'âge d'un transformateur n'est pas un critère de remplacement: il y a des transformateurs qui ont duré 40 ans.

Il y a aussi les rapports "Compte Rendu Techniques", lesquels indiquent les pointes de charge sur les postes d'injection et les "Bulletins Techniques" qui eux montrent les contraintes, et les investissements souhaités par CEI: ces documents sont réalisés une fois par an sur base de l'exercice précédent.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

p.ex. dans quelle mesure les charges augmentent, dans quelle mesure les projets de construction arrivent, ce que Cl-Energies ne sait pas nécessairement





3.3.2 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

La réaffactation de transformateurs existe. Les postes de distribution sur poteaux sont soit 15 kV/BT (palliers de 50, 100, 160 kVA) soit 19 kV/BT (ils sont situés à l'ouest du pays et monophasés 25 kVA, 50 kVA, 100 kVA), soit encore 33 kV/BT, 50, 100, 160 kVA En cabine : 250 kVA, 400, 630, 800 kVA

Types de réseaux pour la ville principale (capitale)

Type de réseaux BT

Lignes aériennes : Torsadé (appelé « assemblé » : 70 mm², 150 mm²), Aérien nu (22 mm², 30 mm² (appelé 30/10), et 50 mm² (appelé 50/10)

Câbles souterrains: 95 mm², 150 mm²

Procédures applicables

Critères de planification

Plan Directeur: voir CI-ENERGIES, il y une méthodologie CIE (pas disponible au Consultant dans le cadre de ce projet).

Critères d'exploitation

Règlements de concession de service: 5 % en HTA, 10 % en BT, voir site CI-ENERGIES

Niveau de pertes totales en distribution

Il y a eu une étude sur les pertes techniques dans la zone industrielle d'Abidjan, l'étude est aussi une étude de planification et d'optimisation du réseau y compris la souplesse d'exploitation et le N-1.

Prévisions de charge

Dans le plan directeur Production-Transport, il y a des prévisions pour tout le pays. Pour les zones industrielles, CEI a fait un plan sur plusieurs années (4 - 5 ans) mais pas de plan long terme (6 ou 7 ans)

Taux de croissance années 1 à 5 Taux de croissance années 6 à 10 dépend d'un quartier à l'autre, 5 % à 10 % CIE ne fait pas de prévision au-delà de 5 ans







4. Liste des personnes rencontrées

Le consultant tient à remercier vivement les personnes suivantes de la CIE, personnes qui ont rendu possibles les réunions à la base de ce rapport. La présente étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup des informations qu'ils ont fournies.

SANOGO Abdoulaye KONAN Justin

KOUASSI Kouakou Alexis KOUASSI N'Guessan Kouadio Ange

KOUASSI Mathias

KOUAME Kissy Aimée Epse DEY

BIDIA Jean Thomas GNADRO O. Désiré Directeur Général Adjoint

Directeur Central chargé des Relations Extérieures

(Point focal)

Chef du Département Audite d'Exploitation Responsable du Service Inspectorat

DGA - Distribution Directeur Régional Chef de Service Etudes

Directeur Technique Distribution





Annexe n° 2.4

Mission report ECG







1. Introduction

The visit of ECG took place on April 14 and 15, 2016. The list of persons met can be found at the end of this document.

ECG has high total losses. In the years 2009 - 2011, they amounted to 26% - 27% of the purchased energy; in the years 2012 - 2014, they were lower but still in the order of 23% - 24%.

A high portion of the total losses is due to theft of electricity in various forms: meter bypassing, illegal connection, meter tampering etc. According to a newspaper article of July 30, 2015, 20% of ECG's customers engage in power theft.

Collection efficiency has also in most years been below the targeted value of 95%. In 2013 and 2014, the collected revenues accounted for about 90% of billed sales.

The consultant received a lot of information on issues related to technical losses during the visit but only some information on non-technical losses as the person in charge had only little time to discuss the issues which the consultant had sent by email before the visit. This report therefore also presents the findings of documents or articles on ECG's non-technical losses which were found on the internet.

2. Non-Technical Losses

2.1 Major acts causing non-technical losses

ECG's website lists various illegal acts:

- · Connection without a meter.
- **Meter Transfer:** A customer removes a legally installed meter from its original location to another location without the approval of ECG and or payment of the necessary charges.
- Meter Tampering
- Meter bypass
- **Network Extensions**: Customer extends an existing ECG network to his site without approval from ECG.
- **Retrocession**: A customer extends the supply to his neighbours for a benefit or no benefit without a written authorization
- Self Reconnection after Disconnection
- Faulty meters: In December 2000, there were almost 25 000 faulty meters in the system.

In the 1990s, unmetered premises were still an important source of non-technical losses. In 1993, about 15% of ECB's customers were un-metered. The percentage had declined to 2,5% in 2000 and is nowadays virtually zero.

Challenges which ECG faces in detecting fraud include the accessibility to meters and the concealment of service tails to prevent easy detection of energy theft.







2.2 Dealing with customers who committed acts of fraud

If a bypass is detected, a video is shot and given to ECG's legal team which then takes the case to court.

The police are not always called when an illegal act has been detected. If the police are called, two policemen have to come to avoid that the client bribes the policeman.

A penalty has to be paid which is determined by the court.

2.3 Loss Control Units

LCUs were set up as ad-hoc groups in the regional centers in 1999 to identify illegal acts. In 2000, LCUs detected: 860 direct connections, 1127 cases of meter tampering, 989 bypasses and 1141 other anomalies (unauthorized extensions, wrong tariff classification, self-reconnections, zero readings and faulty meters). The cases resulted in revenue collections of 3.1 billion cedi, 5% of which was paid to LCU staff¹. The success of the LCUs made them later permanent units of ECG.

ECG's has nowadays 96 staff assigned to 21 Loss Control Teams. Depending on the region, the number of members per team varies between 3 and 5. The members of the Loss Control Teams are all technicians who have been trained by ECG.

2.4 Actions undertaken to reduce non-technical losses

ECG has undertaken several actions and implemented various measures to reduce non-technical losses.

Incentives to report fraudulent activities: There is a cash reward for every informant on power theft when it is confirmed. Informants receive 6 % of the billed amount. Some people are said to have made the detection of illegal connections and other fraudulent activities their business. It is not rare, however, that ECG is informed of suspected fraud without real cause.

Sealed meter enclosures have been installed to avoid tampering and bypassing.

Control of customers. Two actions deserve mentioning:

a) The document "STRATEGIC ISSUES OF THE ELECTRICITY COMPANY OF GHANA. Presentation made by Mr. William Hutton-Mensah, Managing Director, August 2012" mentions the deployment of consultants to monitor service connections of the 10,000 largest customers.

Source: "Electricity Company of Ghana's Approach To Minimizing Non Technical Losses" by Andrew Barfour.







b) A nationwide audit of customers began in August 2015. Until end of 2015, the audit produced revenues of GHC 31 million and 8.7 million in the first quarter of 2016². Similar actions had been announced before but were apparently not fully implemented. That follows from a press statement made before the start of the audit "... that unlike previous instances, this new operation will be sustained to ensure the state is not fleeced."³.

Direct line to the police: ECG has arranged a direct line to the police for those who wish to report a theft.

Establishment of a Utility Court in Accra in 2011: In 2011, a Utility Court was established in Accra to prosecute cases involving electricity theft and other associated cases. Before the existence of the court, that was extremely difficult for ECG. The utility court was established and instituted in consultation with the Chief Justice. ECG was granted the authority to prosecute cases at the utility court and started doing so after training sessions had been conducted for ECG Prosecutors and Judges of the Utility Court. In 2012, ECG prosecuted about 24 different cases. The nationwide audit of customers which began in August 2015 has led to hundreds of people facing prosecution at the utility court in Accra. The above mentioned 2013 Report mentions that ECG plans to also establish Utility Courts in other districts in consultation with the Chief Justice (p.33).

Secondary Substation Metering: In a bid to properly account for energy purchased and distributed, ECG is using secondary substation metering to facilitate its efforts to reduce system losses. The 2013 Report mentions on page 15 that secondary substation metering has been deployed in Accra, is planned to be deployed soon in the Ashanti and Tema regions and later in all operational areas. At the end of 2013, ECG had 14,277 secondary substations. The metering will allow ECG to properly account for energy sold through each secondary substation and hence, to identify particular areas where energy theft occurs and to take remedial actions.

Automatic Meter Reading (AMR) Technology was introduced in 2011 at ECG's industrial SLT customers⁴. AMR is an internet-based system which allows customers to directly connect to the meters to view the registered consumption and other data. ECG can read the meters remotely and can download the client's consumption data which are stored in the system. Any attempt to tamper with the meter or any of its facilities sends a signal to ECG's monitoring servers for immediate attention. By end of 2012, about 90% of ECG's industrial customers were equipped with AMR. The AMRs had allowed ECG to recover about GHS 9 Million through the correction of anomalies.

At industrial customers who are not SLTs, ECG is installing **smart meters with GSM communication technology** to allow real time meter reading.

2.5 Prepayment Meter

The article "Evolution and Efficiencies of Energy Metering Technologies in Ghana" (Authors: Emmanuel Effah & Kingsley Bediako Owusu. Global Journal of Researches in Engineering: Electrical and

SLT = Special Load Tariff Customers. At the end of 2012, ECG had 1,605 SLT customers, 76% thereof were LV customers, 21% MV customers and 3% HV customer.



Source: https://asokoinsight.com/news/electricity-company-of-ghana-recovers-10-million-in-10-months-as-fight-against-power-theft-yields-results

http://starrfmonline.com/1.5658235





Electronics Engineering, Volume 14 Issue 6 Version 1.0 Year 2014) describes the different types of meters installed in Ghana and their advantages and disadvantages⁵. The focus is on prepaid meters.

The installation of prepaid meters started in 1996. The objective was to enhance revenue collection. At the end of 2014, almost 1.2 million prepaid meters had been installed which probably means that about 40% of all customers had a prepaid meter.

Inadequate monitoring of prepayment meters made many customers to bypass the meters and steal electricity. In 2013, 9,537 cases of by-passing prepayments meters were detected⁶. To remedy this situation, ECG intends to improve monitoring of prepayment meters to prevent energy theft and also to identify faulty meters to ensure prompt replacement.

2.6 Collection efficiency

The table below shows the collection efficiency in terms of the ratio "Revenue Collection as % of Sales". ECG is required to collect more than 95% of total billed electricity units. The table reveals that the objective has been missed in most years.

Table:	ECG's collection efficiency in the years 2009 – 2010 (Revenue Collection as % of								
	Sales)								
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015			
101.2%	89.2%	98.4%	89.4%	90.0%					

Revenue collection from government and other public sector agencies is a great challenge for ECG. The public sector is usually in arrears.

To improve revenue collection from non-public-sector customers, the company has introduced the Electronic Payment System (E-Payment) which is an arrangement between the telecommunication companies, the banks and ECG. The E-Payment System allows customers to make payment of electricity bills through their mobile service providers. An arrangement is further established with the financial institutions to ensure that once such payments are made, it reflects in real time on ECG's bank account.

2.7 Training programs

Existing training programs offered by ECG's Training Center do not explicitly include programs to reduce technical or non-technical losses⁷. The majority of the offered training programs are technically oriented. These programs can be expected to also address the issue of technical losses but a training program dedicated to the issue could be more rewarding.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

http://engineeringresearch.org/index.php/GJRE/article/viewFile/1121/1053

Source: "Evolution and Efficiencies of Energy Metering Technologies in Ghana", p.36.

http://ecgonline.info/index.php/component/content/category/127-training-school-articles





3. Technical Losses

3.1 Introduction

The objective of the visit of the distribution companies with respect to technical losses is mainly to collect the documents that provide the data enabling the computation of technical losses, et least in the capital city.

These documents have been collected where available: these are Single Line Diagrams, peak load measurements at substations, load curves, list of standard equipment used by the company, etc.

Contrarily to actions for reduction of <u>non-technical</u> losses (these actions differ significantly from one company to the other), the actions for reducing <u>technical</u> losses are more known, standardised, and for most of these, are based on actions that are part of the network planning process.

As a consequence, the objective of the following paragraphs is to indicate for each action if it is or not implemented by the distribution company.

3.1.1 Software for network analysis

The software used for network computations is CYME. It has been used also for the study on Losses (National Technical and Commercial Loss Study, done by Global Energy Consulting Engineers, India).

3.1.2 Measurements on the grid: general issues (real-time, measurement campaigns...)

The following measurements are performed: the voltage (V), the current (I), the power factor (pf), the active power (P), the reactive power (Q).

These measurements are done at HV/33kV substations, at HV/11kV substations, at 33/11kV substations, at 11/LV substations (primary side of the transformer).

3.1.3 Relational DB of customers indicating from which LV feeders they are supplied

This project has just started with the GIS: it will be carried out for Accra in a period of 2 years time.

The HVDS and GIS are separated projects. With CMS project (2013), the pilot phase is over and implementation on a wider scale will start soon. With that project, every customer is described by its identifier and connection pole, the identifier of the LV feeder and the supplying distribution S/S.







3.2 Actions implemented for reduction of technical losses

3.2.1 Introduction of Capacitor banks

At 11 kV feeders: Existing capacitors are at the secondary side of 33/11 kV and compensate about 2/3 of the line.

For the future, capacitors will also be along the feeder (the CYME and ASPEN program distributes the amount of Mvar on several places, then an adjustment by the engineer takes place. Target is pf= 0.98 at feeder head. For those feeders where the power factor was very low, several banks are to be located.

The ratings are 50 kVar, 150 kVar, 300 kVar, 450 kVar, 600 kVar: some are fix for the light load period (darkness period). Relays are measuring the power factor on the feeder head, and switch on or off the banks. The banks have only one step, but the relay controls all the banks of a feeder. ECG is considering time based switched capacitors banks to be also installed in the near future, mainly for rural areas.

3.2.2 Reconductoring

LV: OH 120 mm² for main circuits, 50 mm² for branches and in UG 95 mm² in alu cable XLPE 11 kV: OH 120mm² everywhere, UG 185 mm² alu cable migrating to 240 mm² XLPE

Bunching of cables is done, redundancy avoids the supply, reconductoring is sometimes done.

If the right of way is limited, then the old conductor is removed and a new one installed. In 33 kV, there is a variety of conductors:

OHL: 400 mm², 265 mm², 150 mm², 120 mm²;

UGC: 500 mm² copper, 630 mm² Alu XLPE, 240 mm² alu XLPE

3.2.3 Splitting of feeders/introduction of new feeders

This is done for 11 kV only, not for higher voltage (33 kV).

3.2.4 Introduction of new S/S (new Bulk Supply Points or new distribution S/S)

This is done but integrated into the planning activities, into the investment plan.

3.2.5 High Efficiency Transformers

Some amourphons transformers are already in the system. These with low no-load losses. Concerpt of HV distribution (11 kV). In new areas: 25 kVa, 50 kVA, 100 kVA. Sometime up to 2 transformers of 500 kVA are mounted on poles: it is less expensive than in cabin.







3.2.6 Rebalancing LV feeders

This is done every month. There are readings of the neutral current, now with remote monitoring system, the imbalance is sent to the data centre. AT LV side (start connected), the measurements are instant, at peak time and done by clamps on a quota of transformer: at the end of the year they have visited 4 all the transformers. These measure V and I.

3.2.7 Optimization of NO points

Not done

3.2.8 DSM

Not done by ECG but there is a national agency for DSM.

3.2.9 Load Management

Not done, as per EnergyPool, there is about 150 MW of potential interruptible load to be managed by an aggregator company.

3.3 Other specific actions and issues

3.3.1 Eliminating hot spots

Not available. Some time ago there was a thermal camera in service, used in case of an issue (too high temperature) yes, but no time to do systematic survey of hot spots.

3.3.2 Replacement of old/aged tfo

No systematic replacement because of age, some are 30 years old. Then if overloaded, some LV feeder(s) are redirected to other transformers. Then, if not enough, the transformer(s) are not replaced but new distribution susbstations are inserted/injected in the network.

3.3.3 Replacement of distribution transformers with uprating

Transformers are only uprated if it damages.

3.3.4 Replacement of distribution transformers with uprating

Type of MV networks: mainly OHL (90 % of the network)







3.3.5 Applicable guidelines

Planning criteria

There are a Planning manual and a Design manual, in principle available to the Consultant (but not provided yet).

Operation criteria

3.3.6 Number of Distribution S/S

This figure is in the annual reports.

3.3.7 Load Forecast

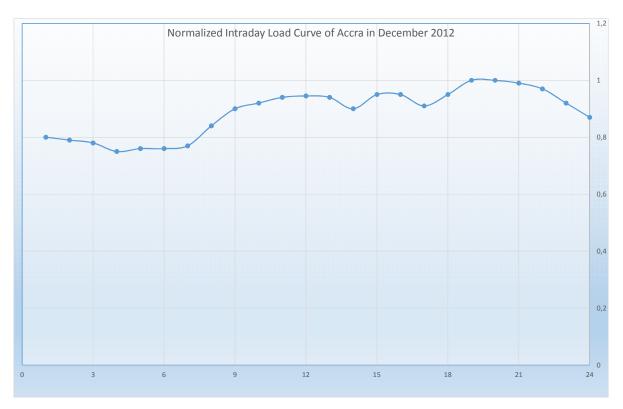
On annual basis, based on the measurements from preceding years. Last 5 years loads are available: check the data files provided.

The growth rate has been 8.12 % for 2015-2019 (historical growth has been 8,8 %/y from 2010 to 2014)

3.3.8 Any specific figure available on technical losses

A whole report is available on technical losses (exerpts are used in this report).

3.3.9 Load Curve of the normalised load curve









3.3.10 Other data on the network

Bulk Supply Points are of the following types: 2x10/13 MVA, 2x 20/26 MVA

- 1) length and loading of the circuits (loading above recommended limit: in ECG, the internal threshold is 70 % loading but often loadings reach higher values),
- 2) no-load losses of transformers (hence the idea of amorphous transformers: cost to be checked)
- 3) undersized conductors

3.3.11 Internal catalogue of standard equipment

For capacitors:

These are included in the catalogue of standard equipment.

For transformers, the ratings in use are:

11/LV: in rural areas 7.5 kVA , 15 kVA, 25 kVA, 50 kVA, 75 kVA, 100 kVA, 150 kVA in urban areas: 25 kVA, 50 kVA, 75 kVA, 100 kVA, 150 kVA, 200 kVA, 225 kVA, 250 kVA, 300 kVA, 315 kVA, 400 kVA, 500 kVA, 750 kVA, 800 kVA, 1000 kVA, 1250 kVA

4. List of persons met

The consultant very much appreciates the information provided during his visit by the persons listed below.

MENSAH Godfred Manager /System Planning (Focal point) KWOFIE Ekow Electrical Engineer

OKAI Micheal Kwasi Sectional Manager / Technical Investigations

YEBUAH-DWAMENA Belinda (Mrs.) Sectional Manager / Management Information Systems

Emmanuel ASANTE ESIA Expert





Annexe n° 2.5

Rapport de visite EDM-SA







1. Introduction

La visite d'EDM-SA (Energie du Mali SA) a eu lieu le 25 et le 26 février 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce document.

EDM-SA est une Société Anonyme à caractère industriel et commercial. Elle a été créée en 1960. Les actionnaires d'EDM-SA sont l'Etat Malien (66%) et IPS-WA (34%)¹.

Les pertes globales (techniques et non techniques) d'EDM-SA dans le réseau interconnecté ont varié sur la période 2008 – 2014 entre 16% et 19% de l'énergie injectée dans le RI.

La politique de réduction des pertes se base sur deux axes:

- Le rattachement informatique des clients aux postes de distribution publiques, par départ BT, (postes MT/BT) et installation de systèmes de comptage dans les postes. Cela permettra de comparer l'énergie injectée par les postes à l'énergie facturée aux clients rattachés aux postes et de cette manière détecter des anomalies (hautes pertes) et leurs raisons afin de prendre, ensuite, des mesures de réduction. Le projet est en cours mais la réalisation se limite jusqu'à maintenant à peu de postes.
- A long terme, l'utilisation des compteurs communicants (compteurs conventionnels et compteurs à
 prépaiement du type split) est prévue. Cela permettra de détecter à distance des anomalies
 comme le blocage du compteur ou des actes frauduleux (détérioration). La phase pilote a commencé à petite échelle.

2. Pertes non techniques

2.1 Direction Distribution Electricité

Entretien avec M. Brahima Coulibaly, Directeur de la Direction.

2.1.1 Actions réalisées pour réduire les pertes techniques

En 2008, une étude sur les pertes a été préparée par AMCI (Agence Méditerranéenne de Consultance Internationale). L'étude estimait que les pertes totales à Bamako étaient de 23,5% dont 15,4% des pertes techniques et 8,1% des pertes non techniques. L'étude recommandait, entre autres, de dédoubler les postes de distribution publique pour réduire la longueur des lignes et de renforcer les sections. Financés par des fonds propres à la hauteur de 7,4 milliards de FCFA, des investissements pour réduire les pertes techniques commençaient en 2010. Les investissements portaient sur :

- Création de plus de départs (jusqu'à quatre) pour les postes MT/BT fort chargés, notamment ceux avec départs BT longs (certains de ces départs BT avaient 1 km ou plus)
- Renforcement des sections en BT : 150 mm² torsadé pour les grands transfos et 95 mm² torsadé pour les petits transfos
- Dérivations : 70, 50 ou 35 mm²

¹ IPS-WA: Industrial Promotion Services West Africa; filiale ouest-africaine du Fonds Aga Khan pour le développement économique.







Il est bien possible que ces actions soient à l'origine de la réduction des pertes globales dans le réseau interconnecté (RI) qu'EDM-SA a constaté depuis 2011. Dans les années 2008 – 2010, les pertes étaient de l'ordre de 19% de l'énergie injectée dans le RI. En 2011, elles ont chuté à 16%. En 2012, elles ont remonté à 19% mais les années 2013 et 2014 ont fait l'objet de pertes nettement plus faibles avec 16,5% et 17,4% respectivement.

2.1.2 Impact des réseaux de rétrocession sur les pertes techniques

Il y a des réseaux de rétrocession à Bamako. EDM-SA ne fait pas de projets d'extension du réseau dans les zones non loties. Les habitants dans les quartiers spontanés qui s'installent dans les zones non loties se branchent souvent à un abonné dans la zone lotie de voisinage. Un compteur 30 A peut approvisionner jusqu'à 50 clients. Cette pratique augmente la charge des transfos hors les valeurs calculées. Un transfo est considéré surchargé si la charge dépasse 90% de sa capacité.

2.1.3 Autres informations

Les campagnes de mesure des charges des postes publiques sont réalisées une fois par an. Les transfos remplacés sont gardés pour servir des transfos de dépannage s'ils sont encore en bon état.

EDM-SA ne dispose pas encore des transfos de haut rendement.

Un Plan Directeur Production-Transport est en cours de préparation par ARTELIA (ex SOGREAH). Le consultant conseille de lancer un Plan Directeur Distribution pour Bamako.

2.2 Projet OPTI-Transfo

Entretien avec M. Cissé

L'objectif du projet est de rattacher au niveau informatique tous les clients au poste publique et au départ BT les alimentant. Sachant (i) quels clients sont rattachés à quel poste et (ii) quelle est l'énergie injectée par le poste permettra de comparer l'énergie injectée et l'énergie facturée. Si la différence est élevée, il y a des hautes pertes (techniques et/ou non techniques) ce qui devrait entrainer des analyses approfondies.

Le projet OPTI-Transfo a commencé vers 2009. Actuellement, peu de postes de distribution sont équipés de compteurs. Il y a au total à Bamako plus de 1 000 postes de distribution publiques.

Le Projet OPTI-Transfo est maintenant fondu dans la Cellule Modélisation.

2.3 Cellule Modélisation

Entretien avec M. Hamma Ag Mohamed, Chef de Département de la Cellule







2.3.1 Tâches de la Cellule et activités

La cellule existe depuis trois mois et compte actuellement 11 personnes. Il est prévu d'augmenter le personnel à 17. La cellule utilise environ 30 prestataires externes.

La cellule est chargée des calculs du réseau afin de détecter les zones où les pertes techniques ou non techniques sont élevées. La cellule dispose des logiciels AutoCAD Map et Electrical et va bientôt installer le logiciel CYME pour le calcul des pertes techniques.

Le Directeur de la Cellule envisage de procéder en 9 étapes, comme suit :

- Inventaire du réseau HTA
- 2. Recensement du réseau BT
- 3. Repérage physique et marquage des poteaux HTA/BT
- 4. Relève des caractéristiques de tous les équipements du réseau (câble, disjoncteur, etc.)
- 5. Géo-référencement des transfos
- 6. Géo-référencement de tous les organes de coupure du réseau
- 7. Géo-référencement des clients MT et BT. Durant la visite des clients, des informations sont recueillies sur la référence clientèle, le code électrique, le numéro du compteur etc.
- 8. Identification du réseau BT associé à chaque poste de distribution

Un bénéfice de l'inventaire est qu'il permet l'actualisation de la base commerciale ; nettoyage des puissances non conformes. Il y a trop de clients qui sont facturés au tarif social !

L'inventaire aide aussi à identifier des fraudes et de détecter des anomalies du réseau. Les calculs prévus avec le logiciel SIM devraient permettre d'identifier les zones qui ont des hautes pertes non techniques.

Les informations collectées et calculées sont stockées dans une banque de données (BD) de la Cellule. Il n'existe pas encore un lien avec la BD clientèle logée au siège d'EDM-SA. Afin d'utiliser les informations collectées, il est recommandé que la BD clientèle contienne le code du poste de source (30/15 kV), le code du poste de distribution publique et le numéro du poteau (d'où le besoin de marquage des supports : plaque métallique). La fiche des nouveaux clients comporte maintenant le numéro du poste MT/BT.

Un 1^{er} départ vient d'être terminé à Badala Ouest. Les mesures faites sur 1 poste MT/BT ont donné un rendement de 89%, soit 11 % de pertes BT. EDM considère cette valeur une bonne valeur. Les postes problématiques sont les postes où on trouve des rendements comme 60 %.

2.3.2 Résultat de la modélisation du départ Badala-Ouest

Un 1^{er} départ vient d'être terminé à Badala-Ouest. Les mesures faites sur 1 poste MT/BT ont donné un rendement de 89%, soit 11 % de pertes BT. EDM considère cette valeur une bonne valeur. Les postes problématiques sont les postes où on trouve des rendements comme 60 %.

Les anomalies constatées à Badala Ouest sont:

- 73 câbles de branchement sans compteur
- 29 câbles de mise à la terre sectionnés (anomalie de sécurité)
- 5 cas de branchements directs
- 7 compteurs non facturés







- 11 cas de déplacement illégal
- 133 puissance souscrite non conforme
- 7 compteurs résiliés mais actifs

2.4 Direction Commerciale Clientèle

Entretien avec M. Mamadou Yéhia Camara, Directeur Commercial

2.4.1 Objectifs de la Direction Commerciale

Contribuer à la réduction des pertes globales fait partie des tâches de la Direction Commerciale. Cela suit des objectifs que la Direction Commerciale devrait atteindre en 2016:

- Taux de recouvrement : 98,5%
- Rendement brut : 80% (production brute divisée par ventes facturées)
- Rendement livré: 83,5% (énergie injectée dans le réseau, divisée par ventes facturées)

Le rendement livré se traduit en pertes de 17,5% de l'énergie injectée dans le réseau.

Il y a aussi des objectifs pour les localités raccordées au réseau interconnecté et pour les centres isolés. Le Directeur Commercial mentionnait qu'il y a en général moins de fraude dans les centres isolés.

Commentaire : L'analyse des données ne supporte pas cette hypothèse. Si on fait abstraction des impacts de l'invasion du nord du Mali par des groupes islamistes armés en 2012, il n'y avait pas de différences significatives entre les pertes globales (techniques plus non techniques) dans le RI et les centres isolés.

2.4.2 Fraude

Les actes frauduleux sont en général faits par les riches, car ils sont d'importants consommateurs, notamment à cause de climatiseurs. La plupart des fraudes sont fait par des cadres et des commerçants.

Le Directeur Commercial estime que la fraude a été accentuée par l'utilisation d'ordinateurs. Les PC ne sont pas conçus pour les températures élevées. Les abonnés ont donc besoin de climatiseurs pour réduire les températures. Les climatiseurs consomment beaucoup d'électricité ce qui entraine des factures élevées. Des actes frauduleux sont réalisés pour réduire les factures.

Quelques fois il y a une fraude lors de la construction. Exemple : Un câble sous-terrain est tiré depuis l'amont du compteur pour constituer un branchement supplémentaire, frauduleux. Pour éviter que l'agent d'EDM-SA détecte (lors de leur contrôle) que certains appareils tournent grâce à ce branchement, les fraudeurs ont mis un relais qui disjoncte ce branchement frauduleux sur l'absence de tension au disjoncteur.

Les clients qui ont un compteur à prépaiement trichent en se mettant en by-pass après avoir consommé leur crédit.







EDM-SA est souvent informée par ses abonnés qu'ils soupçonnent quelqu'un de faire de la fraude.

2.4.3 Contrôle des abonnés

Un département de la Direction Commerciale est chargé du contrôle des abonnés. Le département a environ 40 personnes. Environ 10 équipes font les contrôles. Les équipes sont basées à Bamako.

Elles font des missions dans d'autres localités.

Le personnel ne suffit pas pour faire ce qui serait souhaitable. Il manque notamment de personnel avec des compétences pour contrôler les abonnés MT.

Il manque aussi des outils pour les contrôles MT. Il faudrait avoir des pinces ampère-métriques pour voir si le compteur mesure ce que la pince ampère-métrique indique.

En 2014, une contre-relève a été organisée pour tous les clients d'EDM-SA à Bamako. La contre-relève était réalisée par une société externe au coût de 100 FCFA par relève. La société a pris des photos des index des compteurs. S'il y avait un écart incompréhensible entre l'index montré sur le photo et l'index de la dernière relève, EDM-SA a informé le client de venir à l'agence pour payer la différence.

La contrôle des compteurs à prépaiement est légalement possible. Dans la pratique, c'est rarement fait. Un client avec compteur à prépaiement encourt donc un faible risque qu'il soit détecté s'il fraude.

2.4.4 Facture de redressement

Pour les cas de fraude avérée, I l'estimation de la consommation sur un an est calculée et ensuite facturée. Il n'y a pas de pénalité. Le temps maximal accordé pour payer cette facture est de un an.

2.4.5 Releveurs et informations communiquées par les releveurs

Les releveurs sont changés tous les 3 ans environ. Il faut beaucoup de temps avant qu'un nouveau releveur connaisse la zone et sache où les clients se trouvent. Cela explique pourquoi les releveurs EDM les laissent longtemps dans leur zone.

Les releveurs font la lecture des index et devraient regarder les câbles de branchement pour voir s'il n'y a pas de branchement frauduleux. Ils ne communiquent pas seulement l'index mais aussi les circonstances de relève. Pour ce faire, ils utilisent les codes suivants :

- 00 rien à signaler
- 01 pas d'accès
- 02 client absent
- 03 compteur défectueux. Information transmise au laboratoire.
- 04 même index que la dernière fois compteur bloqué.
- 14 soupçon de fraude. Information transmise au Contrôle d'Abonnés.

A chaque fin de relève, le releveur établit la liste des soupçons de fraudes et la liste des compteurs défectueux. Le nombre maximum de relèves fait par un releveur est de 100 par jour.







2.4.6 Coupure des clients en cas de non-paiement

La coupure des clients est à la charge des équipes de recouvrement mais lorsque celles-ci ne sont pas en nombre suffisant, les releveurs réalisent souvent les coupures.

Avec un compteur classique, la coupure se fait au disjoncteur. Il arrive que le client fasse une remise sous tension clandestine en cassant le boitier du disjoncteur. Avec un compteur communiquant, la coupure se fera à distance (50 m) et sans modifier l'état du disjoncteur (coupure numérique).

Il arrive que la femme ou un autre membre du foyer d'un abonné résilié vienne s'inscrire pour un abonnement. L'abonné peut donc continuer de profiter de l'électricité sans payer les arriérés, puisqu'alors c'est le nouvel abonnement qui alimente l'habitation.

Si une administration ou une entreprise d'état ne paie pas ses factures, EDM-SA trouve souvent des solutions pour les faire payer. Exemple : La société des eaux a eu des arriérés d'environ 100 milliards de FCFA. EDM n'a pas pu couper les stations de pompage. EDM-SA a annoncé qu'elle coupera le bâtiment du siège (où se trouve le directeur). Cela a incité la société des eaux de rembourser la dette en tranches de 4 milliards de FCFA par mois.

2.4.7 Base de Données Clientèle

Les faiblesses de la BD Clientèle ont contribué aux pertes non techniques et aux pertes de collecte. Actuellement, tous les logiciels sont sur des bases SQL. Mais ils ne sont pas sécurisés. Il y a eu des cas où, par exemple, le devis de raccordement (17 000 FCFA) a été retiré de la BD. Il faut faire un audit de la BD et il faut assurer que si un administrateur fait un changement dans la BD, il doit introduire son login, et la BD doit mémoriser qui a introduit quel changement.

2.4.8 Compteurs à prépaiement

L'installation des compteurs à prépaiement a commencé vers 2009. Il y a environ 200 000 abonnés BT actuellement avec compteur à prépaiement (abonnés ISAGO).

Moins de 10,000 de ces compteurs sont des compteurs du type split

L'installation des compteurs split est plus difficile que l'installation des compteurs conventionnels ; elle prend environ le double du temps. Il y a eu des agents qui n'ont pas voulu installer les compteurs split pour cette raison. Ils ont dit aux clients que le compteur n'est pas bon pour les inciter de refuser l'installation.

Le Mali a choisi des modèles de compteurs à prépaiement avec émetteurs-récepteurs afin d'avoir un historique sur les consommations. EDM-SA a installé les compteurs de 7 fabricants. Tous compteurs respectent la norme STS. Il y a cependant des problèmes avec la marque ITRON dans les échanges de données.

Le prix des compteurs était au début de 37 000 FCFA (≈ 56 Euros). Suite à un Appel d'Offres, le prix est baissé à 15 000 FCFA (≈ 23 Euros).

<u>Tarif prépaiement</u>: Au départ, il y avait des tranches d'énergie plus un montant pour l'éclairage public et un montant pour les coûts fixes (entretien location). Maintenant, la contribution pour l'éclairage pu-







blic et les coûts fixes sont intégrés dans les tranches des tarifs d'énergie. Les tarifs prépaiement sont indiqués dans le Rapport Annuel d'EDM-SA. La TVA de 18% est à ajouter.

2.4.9 Compteurs communicants

En 2011, EDM a voulu mettre des compteurs communicants qui permettent la relève par une centrale.

Mais vu qu'environ 80% des abonnés d'EDM-SA sont de faibles consommateurs (facture ≤ 10,000 FCFA/mois), installer partout ces compteurs coûteux ne vaut pas la peine.

Encadré 1 : Compteur communicant

Un compteur communicant dispose de technologies dites AMR (*Automated Meter Reading*) qui mesure la consommation d'électricité. La transmission des données s'effectue par ondes radio ou par courants porteurs en ligne. Un compteur communicant permet le suivi de consommation en temps réel. Connecté à un <u>smartgrid</u>, le compteur peut déconnecter l'installation ou en réduire la puissance souscrite.

En Italie, ENEL a installé des compteurs communicants chez 27 millions d'abonnés entre 2000 et 2005. Ces compteurs à puce électronique et communications bidirectionnelles, de conception solide, mesurent la puissance et sont dotés de capacités logicielles de gestion. Ils communiquent sur des lignes à basse tension avec des normes standard entre l'IP locale et les serveurs de l'entreprise. Le client comme le fournisseur peuvent aussi connaître la consommation du compteur, à distance, lire des informations sur l'utilisation d'un compteur, détecter une panne de service ou une utilisation non autorisée de l'électricité. Un client peut réclamer à tout moment et changer à distance ses conditions de facturation, son plan de crédit de prépaiement, son montant forfaitaire ou ses tarifs. ENEL a estimé le coût du projet à environ 2,1 milliards d'euros, pour des économies d'exploitation attendues de 500 millions d'euros par an, soit un amortissement en quatre ans.

Source: https://fr.wikipedia.org/wiki/Compteur communicant

EDM envisage maintenant de faire comme suit:

- <u>Abonnés MT</u>: Les abonnés MT comptent pour environ 35 % des ventes facturées. L'objectif est d'installer chez chaque abonné MT un compteur communicant avec une centrale. Actuellement, 40 compteurs sont déjà installés dans la phase pilote. Marque : Actaris SL 7000.
- <u>Grands abonnés BT</u>: Installation de compteurs communicants avec une centrale (compteurs à puce).
- <u>Petits abonnés BT</u>: Installation des compteurs communicants avec un terminal portable.

Dans le cas des compteurs communicants avec un terminal portable, l'agent d'EDM-SA passe dans le quartier avec le terminal qui permet enregistrer les données mesurées par le compteur.

L'enregistrement peut se faire à une distance jusqu'à 50 mètres. L'agent n'a donc plus besoin de se rapprocher de chaque compteur.

EDM veut que la lecture du compteur communicant se fasse par radio fréquence.

Il est prévu de lancer en mars 2016 un Appel à Manifestations d'Intérêt pour fournir des compteurs communicants avec un terminal portable.







Il y a eu déjà deux Appel d'Offres pour des compteurs à prépaiement communicants qui ont été défectueux car EDM-SA a demandé trop de spécifications. EDM-SA n'avait reçu aucune offre sur le premier AO. Elle a ensuite réduit les spécifications et a obtenu deux offres. Mais la direction considère deux offres comme insuffisantes car il n'y a alors pas assez de concurrence.

2.4.10 Stratégie à long terme concernant l'utilisation de compteurs

L'objectif à long terme est de remplacer tous les anciens compteurs des abonnés BT (compteurs conventionnels et à prépaiement) par des compteurs à prépaiement communicants du type split.

Pour avancer l'installation des compteurs à prépaiement, EDM-SA fait de la rétention : le compteur à prépaiement est disponible tout de suite, le classique non.

2.5 Direction Communication

Entretien avec M. Tiona Mathieu KONE, Directeur Relations Publiques et Communication

Le budget annuel de communication est dans l'ordre de 150 – 200 millions de FCFA. Le budget finance, entre autres, des diverses campagnes d'information et de sensibilisation. Environ 15 millions de FCFA sont dépensés pour des campagnes contre la fraude.

Les campagnes se concentrent sur la période chaude (mars – octobre) où la consommation est élevée et les comportements déviants sont flagrants.

Les textes des campagnes sont préparés par la Direction de la Communication. La diffusion des spots est faite en langues nationales. On utilise souvent des comédiens dans les spots TV. La diffusion des spots à la télévision et à la radio a démarré en 2004.

Quand il y a un évènement exceptionnel comme la coupe du monde, il y a eu des campagnes de communication d'EDM ponctuelles axées sur la sécurité et le respect des installations, les économies d'énergie, et le paiement des factures. Ces spots ont été diffusés en alternance des spots pendant 10 iours.

Des campagnes d'information sur les compteurs split sont prévues.

Outre les campagnes, la Direction a réalisé des réunions avec les leaders d'opinion afin de les informer sur les pratiques et conséquences de fraudes et de non-paiement de factures, et ce afin de les inciter à recommander à informer leur public d'arrêter les actes frauduleux et de payer les factures

En 2004, il y a eu un séminaire organisé pour la presse.

En 2006, il y a eu un séminaire pour les leaders religieux (imams, église catholique, église protestante) et les chefs de quartiers.

En 2008, il y a eu un grand séminaire à l'Hôtel Nord-Sud sur la fraude. Ce séminaire était destiné aux juristes, avocats, force de police, protection civile (pompiers), etc. La presse et la TV étaient associées.







Au total, environ 80 personnes ont participé. EDM-SA a informé les participants sur les différentes pratiques de fraude et les conséquences pour EDM-SA. Le vol d'électricité est puni par la loi mais l'attitude des juristes et avocats était jusque-là de banaliser les vols. L'objectif du séminaire était de changer cette attitude. Lors de ce séminaire EDM-SA a vu plus d'ouverture de la part des juristes après le séminaire.

3. Pertes techniques

3.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale.

Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes non-techniques (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes techniques sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution,

3.1.1 Logiciel d'études de réseau

EDM-SA disposait auparavant CYMDIST mais la licence n'a pas été renouvelée. Le réseau MT a été modélisé sur NEPLAN.

3.1.2 Mesures effectuées

En tête de chaque départ MT (15 kV), il y a mesures de la tension (U) et du courant (I). Ces mesures sont sous la supervision du département « Mouvement d'Energie » (dispatching de distrib. de Balingué).

Postes source et départs MT

Il y a des campagnes de mesures sur les postes MT/BT publics: tous les postes sont analysés une fois par an avec pinces ampèremétriques (valeur instantanée entre 18h et 23h), il n'y a par contre pas de mesure du facteur de puissance ni d'enregistrement de la courbe de charge.

Postes de distribution et départs BT

Des mesures sont prévues sur les départs BT sur une zone pilote, dans le cadre du projet Optitransfo.

En résumé:

Comptages en tête de départs MT primaires (33 kV) : Les comptages sont généralement posés dans les postes sources sur les départs urbains.







Comptages en tête de départs MT secondaires (15 kV) : de même, ces comptages sont généralement posés dans les postes sources sur les départs urbains.

Mesures en tête de départs MT primaires (33 kV) : Mesures de U et I pour protections (selon fichier « Balingué poste Protection Départ »)

Mesures en tête de départs MT secondaires (15 kV) : Mesures de U et I pour protections (selon fichier « Balingué poste Protection Départ »)

3.1.3 Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution"

Cet outil est prévu pour que les calculs de réseaux soient synchronisés aux valeurs de la demande de pointe en kW.

Il y a bien une Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution" sur zone pilote: il s'agit du projet Opti-transfo (zone de 1800 logements)

Ce projet est mené par la Cellule de Modélisation du Réseau, récemment mise en place, et qui sera dotée bientôt de logiciels de calcul de réseau. Les documents suivants ont été fournis au consultant:

Rapport d'activités 2015 de la Cellule Modélisation, Fichiers Excel « Analyse de flux d'énergies _17 02 16 au poste 301 de Badala Ouest_ nov 2015 (4).xls » et « Analyse de flux d'énergies def au poste 2 de Dioila_analyse janv 2016 (5).xls »

3.2 Actions de réduction des pertes techniques

3.2.1 Introduction de condensateurs

Des condensateurs ont été installés à certains postes source (Kodialani), mais leur dimensionnement n'a pas été communiqué.

Il y a une pénalité si le facteur de puissance est inférieur à 0,8 : la consommation d'énergie réactive est alors facturée.

3.2.2 Remplacement de conducteurs ou de la ligne

Le remplacement de conducteurs est déjà prévu par un projet de réduction des pertes techniques avec le renforcement de la section des feeders. Sur base des réunions effectuées, EDM-SA précise: Remplacements MT: les remplacements sont faits vers les sections standards 240 mm² en sousterrain, et les sections standards 228 mm², 54,6 mm², 34,4 mm²en aérien. Quelques zones seulement sont en souterrain (centre-ville), tandis que le reste est en aérien.

Remplacements BT : les remplacements des branches principales se font vers les sections standard: 150 mm² torsadé et 95 mm² torsadé pour les petits transfos. Selon l'état on peut réutiliser les conducteurs ou non.

Les remplacements de dérivations BT se font avec des sections 70, 50 ou 35 mm².







Pour la BT, les remplacements des branches principales se font vers les sections standards: 150 mm² torsadé et 95 mm² torsadé pour les petits transfos. Selon l'état on peut réutiliser les conducteurs ou non.

3.2.3 Fractionnement de départs, introduction de nouveaux départs

Actuellement, cette action est utilisée (en l'occurrence par création de nouveaux départs à partir de postes sources : Kodialani, Lafia, Darsalam, Balingué, Sirakoro, postes DC Eau).

Il n'y a pas d'information disponible quant aux actions envisagées dans le futur pour la planification des renforcements de réseau.

3.2.4 Introduction de nouveaux postes

Actuellement, l'introduction de nouveaux postes est bien une approche utilisée, en l'occurrence la création de postes 30/15 kV ex. Kodialani, Kati, CD Eau. Par contre le concept MVDS/HVDS n'est pas de mise.

Pour le futur, le concept MVDS/HVDS n'est pas envisagé.

3.2.5 Transformateurs à haut rendement

La compagnie électrique EDM-SA est au courant de l'existence de ces transfos, mais il n'y a pas d'analyse sur le sujet. Par contre il y a une formule sur la spécification des pertes dans le DAO du programme PASE (Plan d'Appui au Secteur Electrique: ligne de crédit de la Banque Mondiale).

3.2.6 Equilibrage des phases

Cette approche est utilisée, en l'occurrence par l'activité d'exploitation. Sur base des campagnes de mesures (une fois par an) : si le déséquilibre est important, alors on procède au rééquilibrage, et s'il y a plainte du client alors EDM SA utilise une formule qui dit de corriger le déséquilibre lorsqu' un des courants est > 1.5 * la moyenne.

3.3 Autres aspects

3.3.1 Elimination des points chauds

Cette approche est utilisée: les mesures sont faites par caméras IR mais les ressources humaines restent à développer, les mesures sont en cours mais le personnel est occupé à réparer les pannes.

3.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Il y a des problèmes de manque de moyens financier, donc le remplacement de transformateur se fait seulement s'il est surchargé.







3.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

Par poste de distribution, il y a un transformateur, et dans de très rares cas, deux transformateurs. On trouve sur poteaux les transformateurs de 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA et sur portiques 250 kVA et 400 kVA (en 1998 Canada). En cabines préfabriquées, on trouve les transformateurs de puissance 250, 400 et 630 et 1000 kVA. EDM-SA utilise un code d'alerte à 90 %: si on a un transformateur disponible ou les moyens de le commander, on le remplace le transformateur qui dépasse ce niveau d'alerte.

Types de réseaux BT pour la capitale

Lignes aériennes: torsadé 150 mm² torsadé et 95 mm² torsadé pour les petits transfos Dérivations aériennes: 70, 50 ou 35 mm²

Procédures applicables

Critères de planification (limites de tension): +/- 5% en MT, en BT +/-7 %

Critères d'exploitation (limites de tension): HTA (15kV) +/-10%, en BT 380v/220V +/- 10%

4. Liste des personnes rencontrées

Le consultant tient à remercier vivement les personnes suivantes d'EDM-SA qui lui ont informé. L'étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de leurs informations.

Mahamadoun Guindo,
 Mamadou Yéhia Camara,
 Brahima Coulibaly,
 Tiona Mathieu Koné,
 Directeur Général
 Directeur Commercial
 Directeur Distribution
 Directeur Relations Publiques et Communication

Abdoulaye Djibril Diallo,
 Siraba Coulibaly,
 Directeur de la Planification, Etudes Générales et des Projets
 Chef du Département Etudes Générales et Ingénierie des Projets

Hamma Ag Mohamed,
 Chef de Département de la Cellule de Modélisation

• M. Cissé, Projet OPTI-Transfo







Annexe n° 2.6

Rapport de visite NIGELEC







1. Introduction

La visite de la NIGELEC a eu lieu le 11 et 12 avril 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce rapport.

La NIGELEC a été créée en 1968. Elle a le statut de <u>société anonyme d'économie mixte</u>. Son capital est détenu à 95 % par l'État Nigérien

La performance de la NIGELEC concernant les pertes et le taux de recouvrement se présente comme suit :

- Les pertes totales de la NIGELEC sont les plus faibles parmi toutes sociétés qui participent au projet. Dans les années 2011 2014, les pertes totales variaient entre 10,5% et 11,7% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution. Une estimation grossière de la répartition entre pertes techniques et non-techniques est que 50% des pertes totales sont des pertes techniques et 50% des pertes non techniques.
- Le taux de recouvrement était depuis 2010 toujours supérieur à 99%. (La formule de calcul reste à envoyer.)

Un objectif de la visite de la NIGELEC était de déterminer comment la société a réussi de réaliser cette performance. Ce rapport présente les informations obtenues.

2. Pertes non techniques

2.1 Fraude

La NIGELEC est d'avis qu'il y a très peu de fraude actuellement car la fraude a été combattue vers 2000 - 2002. En 2015, au total 137 cas frauduleux étaient détectés.

2.1.1 Actes frauduleux

Les actes frauduleux les plus répandus sont :

- Rétrocession: l'abonné cède de l'électricité à une autre personne. Lorsque l'électricité est enregistrée sur le compteur de l'abonné cédant, la NIGELEC ferme normalement les yeux. Signalons dans ce contexte que la NIGELEC a le monopole selon le Code de l'Electricité et selon le Traité de Concession de l'Etat à NIGELEC; sauf pour les mines dont SONICHAR est en charge.
- 2. La prise directe : Le client raccorde les grosses consommations en amont du compteur. Seules les faibles consommations sont enregistrées pour quand même avoir une consommation mesurée.
- 3. Modification de la puissance souscrite : Modification du disjoncteur pour avoir un ampérage plus élevé. La prime fixe est payée pour l'ampérage souscrite qui est plus faible.
- 4. Blocage du compteur en perçant le capot (pour l'empêcher de tourner) : Ce cas est de moins en moins observé car il a été beaucoup combattu.
- 5. Modification du compteur pour qu'il tourne plus lentement.







- 6. Faire tourner le compteur à l'envers (« déchiffrer/décompter »).
- 7. Consommation « Après Résiliation » : L'abonné est coupé mais se raccorde après en « bypass ».

Pour la NIGELEC, une source importante d'information sur les actes frauduleux sont les chauffeurs des taxis dont les clients leur confient parfois que la NIGELEC n'a jamais vu qu'ils fraudaient.

La complicité des agents de la NIGELEC dans les actes frauduleux est rare. Les cas de complicité interne conduisent à l'établissement d'un rapport qui peut conduire au licenciement.

2.1.2 Traitement des fraudeurs découverts

L'agent de la NIGELEC appelle sur le champ la police judiciaire pour faire les constats. La police a un intérêt d'être appelée parce qu'elle est payée une fraction de la prime de fraude.

Le montant de la facture de redressement est composé :

(i) D'un montant qui reflète l'estimation de la consommation fraudée ; l'estimation tient compte des équipements électriques de l'abonné

Εt

(ii) D'une pénalité. Un décret ministériel fixe les modalités de calcul de la pénalité : 30 000 FCFA dans le cas d'une rétrocession ; 50 000 FCFA à titre de dommages et intérêt pour NIGELEC.

Le délai de paiement de la facture de redressement est négociable.

Il est rare qu'un cas de fraude soit porté devant les tribunaux (seul 1% des cas).

2.1.3 Incitations pour découvrir des fraudeurs

Le fraudeur est redevable d'une « prime de fraude » dont une fraction est donnée à la police judiciaire selon la note de service. Le reste est réparti entre l'agent qui découvre la fraude et le personnel de l'unité concernée. Si une personne qui n'est pas un agent de la NIGELEC dénonce un fraudeur, ce qui est rare au Niger, la personne reçoit la prime de fraude (à confirmer).

2.2 Releveurs

Nombre: Les releveurs sont des employés à temps plein. Actuellement il y a 85 releveurs (dans le pays ou à Niamey?) qui relèvent environ 137 000 compteurs. Les releveurs ont un profil plutôt administratif mais la NIGELEC leur donne une formation complémentaire pour qu'ils puissent détecter des actes frauduleux.

Fréquences de relève: Avant 2014, la relève se faisait tous les deux mois. Cela était basé sur l'hypothèse qu'un releveur ne puisse pas relever plus de 1 000 compteurs par mois. Quand une analyse a indiqué que les releveurs peuvent faire 2 000 compteurs par mois, la NIGELEC a introduit en 2014 la relève mensuelle.







Périodicité de changements des zones de relève : Niamey est composé de 9 agences (A1, A2, B1, B2, B3, B4, C1, C2, C3), qui ont chacune entre 15 et 47 zones. A chaque releveur sont attribués plusieurs zones. Il n'y a pas de périodicité fixe concernant le changement des zones attribuées aux releveurs. Le responsable décide en fonction de plusieurs facteurs : départ à la retraite, arrivée d'un agent, évolution des zones en nombre d'abonnés, risque de complicité, etc.

2.3 Equipes de contrôle and actions de contrôle

Le releveur a la mission de regarder l'état physique du comptage, mais dans la réalité il regarde peu car il a peu de temps.

Il y a une équipe de contrôle de 4 personnes à Niamey. L'équipe comprend deux techniciens qui réalisent les contrôles sur le terrain et deux personnes qui sont chargées des travaux administratifs. L'équipe dispose d'un véhicule. Il est prévu d'agrandir l'équipe (3 équipes de 2) et de fournir des compteurs étalon.

Chaque année en décembre, on prévoit pour l'année suivante une **opération de contrôle relève** qui dure environ 10 jours. Durant cette opération, les index des compteurs sont relevés et l'état physique des compteurs est examiné¹. Les 85 releveurs sont chacun accompagné d'un agent électricien qui note l'index. Il n'y a pas de collusion possible car le releveur ne sait pas quel agent électricien fera avec lui le binôme.

Des opérations de Lutte Contre la Fraude (LCF) sont conduites de temps en temps. Deux opérations sont présentées ci-dessous. Les rapports de l'ACG « Rapport de Mission de Contrôle des abonnés meuniers et menuiseries métalliques au niveau de la Direction Régionale de Niamey, Mai 2010 » et « Rapport de mission de LCF – DR/NY du 2 juin au 18 août 2014 » présentent les détails des opérations.

a) En 2010, 766 abonnés dans la zone accordée à la Direction Régionale de Niamey étaient contrôlés par trois équipes entre le 26 avril et le 13 mai. Parmi les 766 abonnés, il y avait 300 moulins, 406 menuiseries métalliques et 60 d'autres abonnés. Au total, 166 anomalies étaient détectées : 66 cas de fraude, 76 anomalies saillantes et 34 anomalies diverses. Cas de fraude : bobine grillée (11), dépassement de puissance (42), manipulation du compteur (1), prise directe (1) et rétrocession (1). Anomalies saillantes : cache fil non plombé (58), disjoncteur à remplacer (14) et boitier fusible non plombé (4).

Concernant le dépassement de la puissance, classé comme cas de fraude, le rapport note que « les abonnés pensent que les disjoncteurs leur appartiennent et qu'ils peuvent les changer comme ils veulent. La cause principale des dépassements de puissance est l'installation de matériels dont la puissance totale dépasse celle du comptage. Au lieu de résilier l'ancienne police et souscrire une nouvelle conforme à la puissance installée, l'abonné installe le disjoncteur le permettant de tirer plus d'énergie. C'est ainsi que nous avons relevé un cas de compteur 3 KW avec un disjoncteur réglé à 40 A et plusieurs compteurs 18 KW réglés à 60 A. Bien que le disjoncteur appartienne à l'abonné, son remplacement doit être fait par la société conformément aux procédures en vigueur dans le respect de la puissance souscrite. « (p.7 du rapport). Afin de résoudre ce problème, le rapport recommande la formation des agents guichets (accueil-renseignement, agents abonnement et autres agents technico-commerciaux) sur la police d'abonnement et les

Il y a eu des cas de compteur dans la douche.









documents de base afin que la puissance souscrite corresponde bien à la puissance installée (p.9 du rapport).

- b) Une autre opération s'est déroulée entre le 2 juin et 15 août 2014 à Niamey avait prévu de visiter au total 4 445 abonnés:
 - 332 moulins.
 - 137 bars, restaurants, salles de jeux et buvettes,
 - 560 menuiseries, garages ateliers,
 - 12 hôtels,
 - 568 anciens fraudeurs à factures de rappel > 200 000 FCFA,
 - 2 827 autres points de livraison triphasés à consommation inférieur à 300 kWh/mois.

Le nombre total de visites était de 5 447, donc 22% de plus par rapport au nombre prévu. Les visites étaient réalisées par trois équipes de 22 personnes au total plus une équipe d'assistance de 3 personnes.

Au total, 1 120 d'anomalies étaient constatées dont la plupart étaient des cache-fils non plombés (753) et le dépassement de la puissance souscrite (253). Au total, 103 cas conduisaient à des factures de redressement du montant total de 12,2 millions de FCFA, y compris des pénalités de 3,1 millions de FCFA.

Le rapport note qu'il y a deux classes concernant le dépassement de puissance souscrite : (1) Dans les domiciles, où cette anomalie n'est pas justifiée, par un besoin supplémentaire de puissance et qui est due à la faute des électriciens de la NIGELEC qui ne règlent pas les disjoncteurs lors des souscriptions de nouvelles polices ou à la méconnaissance des règles en cas de changement de disjoncteurs. (2) Chez les commerciaux, moulins, soudeurs etc. où il s'agit de fraude. Les premiers cas sont systématiquement corrigés si le disjoncteur le permet et les seconds cas sont traités en fraude.

2.4 Compteurs à prépaiement

2.4.1 Compteurs installés

Des compteurs à prépaiement ont été installés entre 2000 et 2010 chez des administrations et des démembrements de l'Etat afin de résoudre le problème des délais de paiement. Les compteurs ont été installés à Niamey, Kollo, Tillabéry et Say. En avril 2016, la NIGELEC comptait 641 compteurs.

Tableau : Compteurs à prépaiement installés en avril 2016 au Niger

Localité	BT - 60 A Mono	BT – 80 A Triphasé	MT	Total
Niamey	58	354	148	560
Tillabéry	7	30	4	41
Kollo	10	12	4	26
Say	7	6	1	14
Total	82	402	151	641

Source : NIGELEC

Les compteurs installés sont de marque chinoise. Il s'agit des compteurs à prépaiement traditionnels (pas split), comportant deux blocs en un boitier : bloc de comptage électromécanique, affichage per-







manent de ce qu'il reste comme crédit, bloc de seuil de déclenchement. Le compteur se déclenche quand le crédit est épuisé.

Lorsque le fabricant chinois n'existe plus, un compteur qui tombe en panne est caduc. Il est remplacé par un compteur à post-paiement. Il s'agit probablement souvent du compteur à post-paiement que les administrations utilisaient avant l'installation des compteurs à prépaiement. La NIGELEC avait déclenché les compteurs à post-paiement mais les laissés sur place.

2.4.2 Expériences avec compteurs à prépaiement

Les compteurs à prépaiement étaient introduits pour réduire les délais de paiement des administrations. Cet objectif n'a pas été atteint. Il s'est avéré que la plupart des administrations n'ont pas l'argent pour acheter des crédits. Ces administrations ont informé leur ministère de tutelle lorsqu'elles elles n'ont plus reçu l'électricité et celui-là a ensuite appelé le Ministère de l'Energie pour que la NIGELEC continue l'approvisionnement. Le ministère a informé la NIGELEC de le faire. Quand le crédit est épuisé, la NIGELEC donne aux clients un code de crédit et envoie la facture plus tard. Le système de prépaiement est donc devenu un système de post-paiement.

2.4.3 Futurs projets d'installation

Le fait que les attentes n'aient pas été satisfaites est dû au groupe cible : il y a trop de problèmes au niveau des administrations pour acheter des crédits de prépaiement. Dans le futur, la NIGELEC envisage l'installation des compteurs à prépaiement chez d'autres abonnés. Un projet en attente prévoit l'installation de 5 000 compteurs à prépaiement monophasés et 2 000 triphasés. Les compteurs doivent respecter le standard STS. Les compteurs comprennent les compteurs classiques et les compteurs split. Le projet ne sera pas réalisé tant que les difficultés au niveau du Progiciel de Gestion Intégré (PGI) ne soient pas résolues.

2.5 Géo-référencement du réseau de Niamey

Le projet de géo-référencement du réseau de Niamey était réalisé entre octobre 2014 et avril 2016.

L'objectif était d'avoir un SIG (Système d'Information Géographique) du réseau électrique et des abonnés de Niamey. Le géo-référencement du réseau MT était réalisé par 4 électriciens, celui du réseau BT par 5 électriciens et celui des abonnés par les releveurs.

Dans le cadre de ce projet, les poteaux ont été numérotés et la banque de données contient les caractéristiques des armements et les sections de conducteurs.

Lorsqu'un nouvel abonné se présente, le GPS est programmé pour introduire la position, le numéro du poteau et le numéro du poste de transformation qui alimente le départ BT.

Le géo-référencement n'a pas encore réduit les pertes non techniques à Niamey parce qu'il n'y a pas encore le comptage d'énergie en tête de départ MT







3. Progiciel de Gestion intégré

L'installation du Progiciel de Gestion Intégré (ERP = Enterprise Resource Planning) est en cours. Le progiciel permettra la gestion de la clientèle, des stocks, des ressources humaines, de la comptabilité et du câblage du réseau. Le SIG décrit en haut sera lié au progiciel.

3.1 Tarification

Tarifs forfaitaires

Il n'y a jamais eu de tarification forfaitaire, sauf pour l'éclairage public où il s'agit d'un forfait sur base du nombre de foyers lumineux.

Tarifs

Les tarifs de la NIGELEC sont indiqués sur le site web http://www.nigelec.ne/pdf/tarifs electricite.pdf

Les heures de consommation qui déterminent les tarifs des abonnés HT et MT sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

	Heures de "Pointe	Heures Pleines	Heures Creuse
Depuis 2015	10-16h	7h-10h et 16-22h	22h-7h,
Avant 2015	9h-13h et 16-17h	7h-9h et 17h-22 h	22h-7h

3.2 Taux de recouvrement

Le taux de recouvrement est très bon selon les chiffres reçus de la NIGELEC :

2010: 104.87 % 2011: 99,51 % 2012: 100,19 % 2013: 104,25 %

2014: 99,00 %

L'opération « coup de poing » vise à obtenir un bon taux de recouvrement. La séquence typique d'une opération « coup de poing » est comme suit :

- Tous les abonnés sont identifiés qui ont 5000 FCFA ou plus de facture moyenne et qui ont au moins deux factures d'arriérés. Dès qu'un abonné a deux factures impayées, la NIGELEC a le droit de le couper.
- Parmi ces abonnés, on choisit environ 2000 abonnés dont les factures d'arriérés sont les plus élevées.
- Dans une journée, 15 équipes de 2 personnes chacune visitent au total environ 800 abonnés. Le nombre d'abonnés visité par jour par équipe varie typiquement entre 40 et 55 abonnés. Cela donne environ 5 abonnés par équipe par heure (10 à 12 minutes par abonné).
- Les équipes coupent la fourniture d'électricité chez les abonnés visités. La coupure est faite sur un potelet qui est à l'extérieur.
- Le plus souvent, le client s'arrange pour payer ses arriérés le soir même ou le lendemain après coupure. Après paiement, la remise en service est faite dans un court délai.







3.3 Formation

L'Ecole Professionnelle de l'Electricité (EPELEC) réalise la formation des agents de la NIGELEC. EPELEC offre des formations dans les filières Production et Transport, Distribution, Gestion Administrative et Comptable, Gestion et Relation Clientèle et Informatique. Il n'y a pas de cours sur la détection des actes frauduleux. Les releveurs de la NIGELEC demandent des formations sur ce sujet car ils ont un profil administratif et pas assez de compétences techniques.

4. Pertes techniques

4.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale.

Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes non-techniques (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes techniques sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution,

4.1.1 Logiciel d'études de réseau (si utilisé)

NIGELEC ne dispose pas de logiciel de calcul de réseau pour le moment, mais le logiciel CYMDIST est prévu pour bientôt.

4.1.2 Mesures effectuées

Il y a 3 postes sources (Goudel, Nord et Niamey 3):

- en HT il y a mesure de la puissance active (P) et de la puissance réactive (Q), ainsi que du facteur de puissance (cosphi) : toutes ces mesures sont relevées toutes les heures.
- en MT, les barres sont équipées de voltmètre, tandis que sur les départs MT des ampèremètres sont présents et relevés chaque heure par les équipes de quarts sur papier.

En résumé:

Comptages en tête de départs MT primaires (p.ex. 33 kV)
Comptages en tête de départs MT secondaires (p.ex. 15 kV)
Mesures en tête de départs MT primaires (p.ex. 33 kV)
Mesures en tête de départs MT secondaires (p.ex. 15 kV)

33 kV en zone rurale 20 kV tête de départ: ampèremètre







4.1.3 Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution"

Ce projet a été mis en place afin de que les calculs de réseaux soient synchronisés aux valeurs de la demande de pointe en kW.

Actuellement, l'abonné est caractérisé par le poteau qui l'alimente, GeoSIM (voirM. Issoufou ADA-MOU, directeur du projet de numérisation du réseau du réseau de distribution de Niamey).

4.2 Actions de réduction des pertes techniques

4.2.1 Introduction de condensateurs

Actuellement (mi 2016), il n'y a pas de condensateurs sur le réseau MT.

Des condensateurs sont cependant présents, mais seulement chez les abonnés MT qui le décident ainsi que sur les barres HT des 3 postes sources. Si des bancs sont à installer ce sera en extension des bancs existants.

4.2.2 Remplacement de conducteurs ou de la ligne

Dans le contexte en place, l'action « remplacement de conducteurs » se fait dans le cadre de la réhabilitation du réseau (sur base des chutes de tension).

- En BT : 35, 50, 70 mm², toujours en pré-assemblé torsadé.
- En MT aérien : 34.4, 54.6, 75.5 et 117 mm² en Almelec
- En MT souterrain: 150 Alu.

La dorsale est en 75 mm² tandis que les dérivations sont en 54 mm². Mais les dérivations qui doivent servir de bouclage sont renforcées en conséquence de la charge qu'elles devront alimenter en configuration de secours. Cette action est faite avec un double but: réduire la charge (en pourcentage de la limite thermique afin de créer de la marge de puissance transmissible), et réduire les pertes.

4.2.3 Fractionnement de départs, introduction de nouveaux départs

Actuellement, NIGELEC indique recourir à cette action, notamment si un départ est trop long ou trop chargé. Dans le futur également ce type d'action sera de mise, et c'est le service "réseau" qui identifie le besoin.

4.2.4 Introduction de nouveaux postes

Actuellement (depuis décembre 2015), il y a une bonne partie (60%) des postes qui sont sur poteau (529 sur 878 postes) et le reste en cabine (349 postes). Il y a eu introduction de postes cabines aux points de jonction entre les départs. Il existe des projets de 2 postes de répartition additionnels : Poste HT/MT près de Pharmacie Soni et Poste. Centre (20/20 kV).

Pour le futur, le concept MVDS/HVDS n'est pas envisagé.







4.2.5 Transformateurs à haut rendement

Pour le moment, les transformateurs de distribution sont commandés sur base de documents standards. Pour les postes source, le financement se fait en général par le bailleur de fonds, et l'étude de faisabilité est faite par un consultant. Les documents standards ne prévoient pas de transformateurs à haut rendement.

4.2.6 Equilibrage des phases

Le rééquilibrage se fait dans la mesure du possible. Le processus est assez compliqué car les raccordements n'ont pas été faits de manière symétrique sur les 3 phases. Des mesures de charge sont faites une fois par an à chaque transfo au niveau BT. En fonction des valeurs, un rééquilibrage est effectué mais le problème est que certains câbles figurent sans numérotation des phases.

4.3 Autres aspects

4.3.1 Elimination des points chauds

NIGELEC ne fait pas encore d'analyse thermographique, mais compte s'équiper et recourir bientôt à cette technique.

4.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Il n'y a pas de remplacement de transformateur en fonction de l'âge, mais en fonction de leur état (fuite d'huile....) ou de leur niveau de charge (proche de la surcharge ou non).

4.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

Il y a toujours un transformateur par poste de distribution, mais il y a quelque fois des postes jumeaux sur haut de poteau car les transformateurs sur poteau sont limités à 160 kVA. Il y a également des portiques de 250 kVA.

Le catalogue interne de NIGELEC prévoit les paliers suivants pour les transformateurs:

• Sur poteau : 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA, en haut de poteau et

Sur portique : 250 kVA.

En cabine: 160, 250, 400, 630, 1000, 1250 kVA.

4.3.4 Types de réseaux pour la capitale

Type de réseaux MT

Le réseau MT est à tension nominale de 20 kV, principalement aérien (environ 70 % du réseau MT).







Type de réseaux BT

Lignes aériennes : tout le réseau est en torsadé.

Câbles souterrains : il n'y a pas de câble sous-terrain (sauf les descentes et remontées).

4.3.5 Prévisions de charge sur le réseau MT

Le Taux de croissance prévu pour les prochaines cinq années est d'environ 6%/an.

5. Liste des personnes rencontrées

Le consultant tient à remercier vivement les personnes suivantes de la NIGELEC qui lui ont informé. L'étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de leurs informations.

RIBA Gado Chef Service Clientèle

ISSA Moussa Chef Service Technique Qualité
ISSAKA Houndou Environnementaliste (SEP)
BOUBAKAR Salifou Chef Service Production

OUSSEINI Mamadou Directeur de la Distribution et du Marketing (Point focal)

IBRAHIM Abdoul Aziz Chef Service Réseau de distribution de Niamey TAHIROU Souleymane Chef Service Gestion Gros Comptes (SGGC)

BARE MAINASSARA Yahaya Audite et Contrôle de Gestion

ISSUFO Adamou Directeur Régional de Niamey (Responsable projet "Nu-

mérisation du réseau MT à Niamey)

KIMBA Rabi Responsable Cellule Communication et Protocole

BOU KIRE Ibrahim Chef SAFR





Annexe n° 2.7

Rapport de visite SENELEC







1. Introduction

La visite de la SENELEC a eu lieu le 28 et le 29 janvier 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce document.

SENELEC a été créée en 1984. C'est une société anonyme à capitaux publics majoritaires.

Les pertes globales (techniques et non techniques) de la SENELEC dans le réseau interconnecté (RI) étaient dans les années 2011 – 2014 d'environ 18% de l'énergie reçue aux postes sources du RI.

Les pertes non-techniques comptaient pour la plus grande partie des pertes globales ; d'environ deuxtiers. Cela se traduit en pertes monétaires de plus de 40 milliards de FCFA en 2014.

La réduction des pertes non techniques est devenue depuis 2015 un objectif prioritaire de la SENE-LEC. La stratégie repose sur l'installation des compteurs à prépaiement du type split. Tous les nouveaux clients dont la puissance raccordée ne dépasse pas 15 A reçoivent un compteur à prépaiement du type split. La SENELEC envisage aussi de remplacer les compteurs traditionnels des clients ≤ 15 A par des compteurs split. L'objectif est que 65% de tous les clients soient équipés d'un compteur à prépaiement du type split d'ici la fin 2017.

2. Pertes non techniques

2.1 Compteurs à prépaiement

Le nombre de compteurs à prépaiement entre 2008 et 2014 est resté presque constant – environ 24 000 d'abonnés BT avaient un compteur à prépaiement. La raison principale qui a conduit à l'arrêt de leur installation vers 2004 était que les compteurs n'étaient pas de bonne qualité (les compteurs étaient fabriqués en Afrique du Sud) et qu'il y avait aussi des problèmes au niveau du système informatique ; souvent des bugs.

Un plan de relance a été préparé pour une mise en œuvre en 2015. Le plan de relance et les compteurs sont appelés « WOYOFAL ». Les caractéristiques clés de ce plan sont:

- a) Tous les compteurs à prépaiement qui ont été installés depuis 2015 sont des compteurs du type split.
- b) Tous nouveaux clients BT dont la puissance raccordée ne dépasse pas 15 A reçoivent un compteur à prépaiement du type split.
- c) Les compteurs traditionnels chez les clients ≤ 15 A sont remplacés au fur et à mesure par les compteurs à prépaiement du type split : pour inciter les abonnés qui ont un compteur traditionnel à le remplacer par un compteur à prépaiement split, la SENELEC offre de réduire le montant des arriérés, à concurrence d'un équivalant de 5 kWh.
- d) Une campagne de promotion des compteurs à prépaiement a été réalisée en 2015.

Chez les clients qui n'ont pas payé deux ou trois factures, le compteur traditionnel est obligatoirement remplacé par un compteur à prépaiement du type split.







Durant l'installation des compteurs split, les coordonnées géographiques des compteurs sont prises (géo-référencement).

Les compteurs sont importés de Chine. Le prix d'importation est estimé par le service distribution se situe entre 38 000 et 48 000 FCFA pour les compteurs monophasés et à 76 000 à 115 000 FCFA pour les compteurs 3-phasés. Le système informatique a aussi été remplacé.

Les compteurs split informent les clients quand le crédit (montant prépayé) est presque épuisé. Les compteurs permettent encore une consommation d'environ 5 kWh si le montant est épuisé.

A la fin de 2015, 79 301 compteurs à prépaiement étaient installés selon le « Rapport Mensuel Décembre 2015 de la Direction Commerciale et de la Clientèle »2. Le nombre se traduit en 7,1% des clients. Comme cité plus haut, l'objectif est que 65% des clients soient équipés d'un compteur à prépaiement d'ici la fin 2017. Les facteurs bloquants qui doivent être éliminés à cette fin sont décrits dans le rapport susmentionné³:

- La disponibilité des compteurs pour les agences (rupture de stock) ;
- La disponibilité des accessoires de branchements (ruptures fréquentes) ;
- Les délais de pose et mise en service pour les nouveaux clients WOYOFAL ;
- L'indisponibilité de l'information sur les points de ventes crédits WOYOFAL;
- Les lenteurs sur le déploiement des Boutiques WOYOFAL;
- Les lenteurs sur le déploiement des cartes à gratter ;
- L'indisponibilité de l'information sur le produit et les services ;
- Le manque d'une communication interne et externe agressive

En décembre 2015, la quantité d'énergie enregistrée pour le WOYOFAL était de 4515 MWh. Divisé par le nombre de clients WOYOFAL à la fin de novembre (72 144) et la moitié des nouveaux clients en décembre (= 7157/2), la consommation moyenne par client WOYOFAL était d'environ 60 kWh/mois. Entre 2005 et 2009, la consommation moyenne des clients WOYOFAL variait entre 31 et 58 kWh/mois⁴, nettement moins que la consommation moyenne des clients BT avec un compteur conventionnel (≈ 130 kWh/mois).

Le tarif WOYOFAL est de 114 FCFA/kWh.

2.2 Fraude

Le Chef du Département Relation Clientèle et Innovation, M. Diallo, estime qu'environ 10% des abonnés de la SENELEC sont des fraudeurs.

La complicité des agents dans la fraude est plutôt rare. Les releveurs sont changés tous les six mois.

Les sanctions sont appliquées si on constate qu'un agent est impliqué dans la fraude.



M. Cheik Biteye

Selon une autre statistique montrée par M. Biteye le nombre était de 77 982. Signalons aussi que 157 500 compteurs du type split étaient acquis en 2014 : ils qui fonctionnent en mode post-paiement ou en prépaiement. Environ 65 000 étaient installés en mode post-paiement chez des nouveaux clients. Source : http://www.sunusite.tk/2014/12/pape-dieng-le-debatsur-la-fiabilite.html

Une évaluation des points forts et faibles de la présente politique de prépaiement était prévue pour le 15 février 2016. Le consultant a demandé la SENELEC de l'informer sur les résultats de l'évaluation.

Source: SENELEC, Diagnostic et Plan de Relance du Prépaiement, 2010, p.6.





Les fraudeurs pris en flagrant délit sont revisités tous les ans.

Une méthode de fraude à signaler parmi d'autres: client déménage, emmène le compteur traditionnel et l'installe ou le fait installer au nouvel endroit sans informer la SENELEC.

En termes d'aspects culturels face au problème de la fraude électrique, il semble qu'il n'y a pas de différences entre les ethnies du Sénégal quant à une tendance à la fraude.

2.3 Facture de redressement

La facture de redressement est basée sur l'estimation de la SENELEC des kWh fraudés. La SENE-LEC n'a pas le droit d'ajouter une pénalité sur la facture de redressement. Actuellement, seule la justice a le droit d'imposer une pénalité. Les discussions sont en cours pour permettre à la SENELEC d'ajouter une pénalité.

2.4 Incitations pour détecter des fraudeurs

Depuis 2015, une prime est payée par la SENELEC aux personnes qui signalent un fraudeur. Les agents reçoivent aussi la prime.

2.5 Equipes de contrôle

Il y a au niveau des agences des équipes de contrôle de 3 – 6 personnes qui sont chargées des contrôles techniques et commerciaux. La SENELEC dispose d'environ 25 agences principales.

Le contrôle commercial comprend la comparaison des kWh mensuels facturés. S'il y a une grande différence par rapport aux kWh facturés le mois précédent, la SENELEC regarde de près les installations du client, et en particulier son raccordement. Une réduction de 30% de la consommation est considérée comme suspecte et peut donc entrainer la décision d'un contrôle.

Un fichier que le consultant a obtenu de la SENELEC montre que la direction en charge de la de lutte contre la fraude a effectué en 2015 quelque 2 926 visites auprès de clients soupçonnés de fraude ou « anomalies ». Les visites ont confirmé des anomalies dans 913 cas sur 2926 (soit 31% des cas).

Les visites ont porté sur 1 994 clients de moyenne et grande puissance (≥ 30 A), mais aussi 84 clients résiliés, 52 clients avec un tarif préférentiel, 41 clients SUPCC (Suppression Coupe Circuit), 281 anciens fraudeurs et 474 autres clients.

2.6 Taux de recouvrement / d'encaissement

Selon le Département Relation Clientèle et Innovation (M. Diallo) le taux de recouvrement était avant l'utilisation des compteurs à prépaiement de l'ordre de 90% – 92%. Le consultant a demandé la SENELEC de lui envoyer des statistiques annuelles afin d'analyser l'évolution de taux de recouvrement en relation avec l'introduction des compteurs à prépaiement.







Le taux d'encaissement était en décembre 2015 de 100,4% sans administrations et de 103,3% avec administrations. Le taux est calculé en divisant le chiffre d'affaires encaissable par le montant d'encaissement de factures.

Les administrations sont des mauvais payeurs. Afin de réduire le montant non payé par les administrations, la SENELEC se fait parfois payer de telle sorte qu'elle ne doive pas payer les taxes à l'Etat.

2.7 Eléments principaux de la stratégie de réduction des pertes non techniques

L'élément principal de la lutte contre les pertes non techniques est l'installation des compteurs à prépaiement du type split chez les abonnés BT dont la puissance souscrite ne dépasse pas 15 A.

L'objectif que 65% de tous clients soient équipés d'un compteur à prépaiement du type split jusqu'à fin 2017 est certainement très ambitieux. A la fin de 2014, seulement 7% de tous clients avaient un compteur à prépaiement (et encore moins disposaient d'un compteur du type split).

D'autres mesures sont :

- Depuis 2012, il y a un budget de sécurisation de comptage qui vise les clients de haute consommation. La SENELEC a environ 5 000 clients de ce type. Le budget couvre les coûts d'actions comme les suivantes : l'installation des compteurs en dehors du local du client, l'installation de coffrets sécurisés et des visites des installations du client plus fréquentes.
- L'installation des compteurs intelligents chez des clients ayant une très haute consommation est prévue à partir de février 2016. Les compteurs intelligents permettent la relève et le contrôle à distance.
- Des campagnes contre la fraude sont prévues pour commencer en 2016. Les campagnes vont se dérouler dans les différentes régions du pays, et en langues locales. La diffusion des spots à la télé et à la radio est prévue. Par ailleurs, l'information auprès de chefs religieux et de chefs de communes est également prévue afin que ceux-ci informent et motivent ensuite la population aux comportements honnêtes et responsable, y compris à l'évitement du gaspillage.

3. Pertes techniques

3.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale.

Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes non-techniques (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes techniques sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.







Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution,

3.1.1 Logiciel d'études de réseau

SENELEC dispose des logiciels Neplan et CYMDIST (M. Bakary Diop). Note: Neplan dispose d'un module pour placer les points NO de manière optimale, et CYMDIST permet la simulation des reprises de charge (secours).

3.1.2 Mesures effectuées

Les comptages et mesures sur le réseau sont effectués par des équipements placés comme suit :

Comptages en tête de départs MT primaires Comptages en tête de départs MT secondaires Mesures en tête de départs MT primaires Mesures en tête de départs MT secondaires 33 kV: pas de comptage 6,6 kV: comptage

33 kV : mesures mais pas de relève 6,6 kV : mesures mais pas de relève

3.2 Actions de réduction des pertes techniques

3.2.1 Introduction de condensateurs

Actuellement (mi 2016), il y a des condensateurs mais seulement dans les postes HTB/HTA des zones urbaines, et en zone rurale sur certains postes HTA/BT. Comme ces condensateurs ne sont pas sur le réseau MT proprement dit, le fichier NEPLAN du réseau MT ne les représente pas.

3.2.2 Remplacement de conducteurs ou de la ligne

Le réseau MT à Dakar est essentiellement souterrain, basé sur des câbles 240 mm², et ne fait donc pas l'objet de remplacement de conducteurs sur la base de prochaines surcharges.

Par contre, les câbles étant vétustes, ils sont remplacés parce que l'âme est abimée et/ou qu'elle est à l'origine de défauts d'isolement.

3.2.3 Fractionnement de départs, introduction de nouveaux départs

Actuellement, cette action est utilisée de façon à ne pas utiliser des câbles de plus 240mm². Dans le futur également, ce type d'action sera pris en compte, notamment grâce au fait que le service « normalisation » a été remis sur pied⁵.

voir M. Pape Ibrahima Thiam (Pithiam@senelec.sn) qui collaborera avec le service planification.









3.2.4 Introduction de nouveaux postes

Actuellement l'approche est de mise pour l'introduction de postes source (par exemple, le poste de MBAO date de 2006).

Pour le futur, il semble que l'introduction de petits transformateurs proches de la charge (approche MVDS/HVDS) ne soit pas envisagée.

3.2.5 Transformateurs à haut rendement

Actuellement, certains ingénieurs SENELEC parlent des transformateurs à haut rendement mais aucune décision n'a été prise à cette date.

3.2.6 Equilibrage des phases

Les opérations de rééquilibrage de phases sont assez rares, mais à l'issue de la campagne de mesure, des rééquilibrages sont quelques fois opérés.

3.3 Autres aspects

3.3.1 Elimination des points chauds

Il y a un 'Service "département thermographique" mais le logiciel doit encore être acheté avec une nouvelle caméra. Il est prévu que tous les ouvrages soient analysés dans le futur (postes MT/BT, lignes, infrastructures de transport et production: périodicité à déterminer): deux personnes sont prévues pour ce travail.

3.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Vu les problèmes financiers de la société, il n'y a pas de remplacement de transformateurs sur base d'un critère tel que l'âge, mais il y a bien remplacement des transfos contenant du PCB.

3.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

La gestion des stock de transformateurs MT/BT (pooling) concerne les standards 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA, 2x 630 kVA en cabine et 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA en aérien. Il y a quelque fois deux transformateurs: sur poteaux métalliques IPN HEA.







3.3.4 Types de réseaux

Type de réseaux MT (société de distribution en entier)

Total lignes aériennes MT (km) 738
Total câbles souterrains MT (km) 154

Type de réseaux BT

Lignes aériennes (km) 3125 Câbles souterrains (km) 106

Procédures applicables

Critères de planification

Les plages de tension admissible sont +/- 5% en MT, et +/-10% en BT, mais il y a des zones avec problèmes depuis 4 ans (où les limites de tension sont dépassées car les problèmes financiers retardent tout renforcement, ces problèmes financiers étant liés au fait que le prix de vente du kWh est en moyenne inférieur au coût).

Critères d'exploitation

Chaque année les exploitants faisaient une campagne de mesure de la charge des départs BT et des tensions avec enregistreurs de charge. La mesure était faite sur 24h, pat un appareil en forme de valisette (Chauvin Arnoux) déposée dans les postes cabine ou accroché sur poteau. Les exploitants font des plans de restructuration du réseau. Si il y a plainte, il faut résoudre le problème et dès lors il y a souvent création d'un poste: la réaction de SENELEC est au cas par cas. Il n'y a pas de document de planification.

Concernant les liaisons interurbaines en 33 kV, elles sont en 148 mm², tandis que les signes d'électrification rurale sont le plus souvent en 34 mm².

4. Liste des personnes rencontrées

Le consultant tient à remercier vivement les personnes suivantes de la SENELEC, personnes qui l'ont grandement contribué aux informations ici réunies. La présente étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de leurs informations.

Cheikh Biteye,
 Chef de Service Gestion et Contrôle, DAKAR1.

Cheikh.biteye@senelec.sn

Makhfouss Amsatou Diallo, Direction Commerciale et de la Clientèle, Chef du Département

Relation Clientèle et Innovation

Mme. Ndèye Binetou Diouf, Chef de Département Marketing

Mme Mikaella P. de Carvalho, Chef de Service Communication Interne







Annexe n° 2.8

Mission report AEDC







1. Introduction

A first meeting with staff from AEDC took place during a working session with distribution companies (DISCOs) from Nigeria in Ibadan in January 2016 (18.1. -20.1.). A questionnaire had been sent to AEDC before the working session and the provided information was reviewed during the session. The visit of AEDC took place on September 19 and 20, 2016. The list of persons met can be found at the end of this document.

AEDC is a privately owned distribution company. AEDC is owned by KANN Utility Company, an affiliate of CEC Africa Investment Ltd of Zambia, and Xerxes Global Investments of Nigeria. The Federal Government of Nigeria owns 40% of AEDC's shares.

AEDC commenced its operations on 1st of November 2013, following the privatization of the distribution sector of the then Power Holding Company of Nigeria (PHCN). AEDC has presently (mid of September 2016) about 2,500 permanent employees and 280 ad-hoc employees.

2. Non-Technical losses

2.1 Customer Statistics

Table 1 shows the customer statistics received from AEDC.

Table 1: Development of registered customers

	2014	2015	2016
Customers			end of August
Credit Meter	111,061	88,585	51,423
Prepaid	252,742	278,654	293,151
Not metered	381,769	455,029	516,202
MD	3,638	3,560	3,634
Total	749,210	825,828	864,410
Not metered (% of total)	51%	55%	60%

The numbers reflect the registered customers. The enumeration pilot project (see paragraph 8 below) suggests that AEDC has numerous non registered customers; about 25% of its total customers are estimated to be non-registered customers. The latter comprise customers connected to the meter of a registered customer (looping), customers who illegally connected themselves to the line and customers connected by AEDC but not in the client data base.

The statistic shows that a **high** and even increasing **percentage of customers is without meter**. NERC (Nigerian Electricity Regulatory Commission) is pushing AEDC and other DISCOs to change that. Customers who made payment for meters under the Cash Advance Payment for Metering Initiative (CAPMI) but are not metered two weeks in excess of the required 45 days are exempted from







further payment of electricity bills. AEDC mentioned that shortage of meters prevents the company to install meters as it would like to. The company's policy is to install split prepayment meters at most residential and commercial customers.

2.2 Development of AEDC's Losses and its Collection Efficiency

AECD reports ATC&C losses (Aggregate Technical Commercial & Collection losses). The values are calculated as:

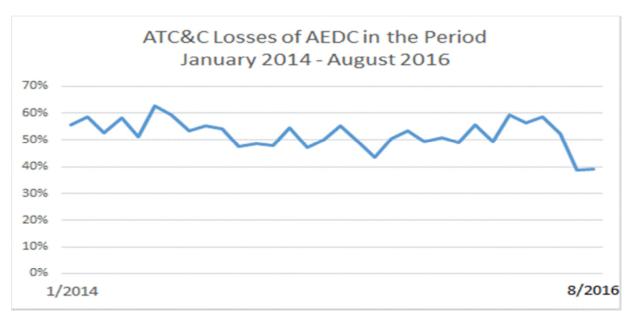
TC losses: 1 – MWh billed / MWh delivered

Collection losses: 1 – collected revenues in Naira / energy billed in Naira

ATC&C losses: TC + C * (1 - TC)

AECD provided data which allowed to calculated the monthly ATC&C losses in the period ranging from January 2014 to August 2016. The result is shown in Figure 1. Except for July and August 2016, ATC&C losses varied with few exceptions between 47% and 55% which was about the level when AEDC took over from the previous owner (53%). July and August 2016 saw a decline to 39%. The short-term objective is to reduce the losses to 28% by January 2017.

Figure 1: Development of AEDC's Monthly ATC&C Losses in the Period January 2014 – August 2016



Information received at the working session in Ibadan in January 2016 revealed that all DISCOs in Nigeria have high ATC&C losses. Performance agreements which they have signed require them to significantly reduce the losses. If they fail to do so, they can be bought back for 1 US\$.

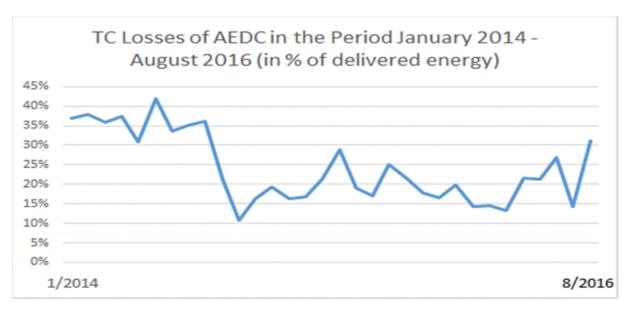
Figure 2 shows the TC losses, referred to as total technical and non-technical losses in distribution utilities outside Nigeria. As can be seen, the losses do not show a clear tendency. They were above 30% in the period January 2014 – September 2014 before declining sharply to 11% (November 2014). In the period December 2014 – July 2016, TC losses fluctuated with few exceptions between 16% and 22% but saw a sharp increase to 31% in August 2016.







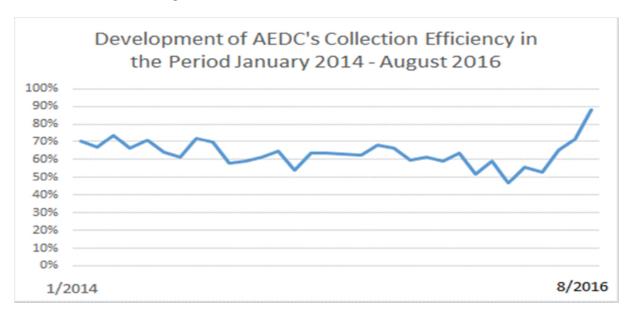
Figure 2: Development of AEDC's Monthly ATC&C Losses in the Period January 2014 – August 2016



The annual TC losses were 31% in 2014, 20% in 2015 and 19% in the first eight months of 2016. AURECON, a consulting engineering company from South Africa, has estimated the technical losses at 13%. Non-technical losses would then account for about 7% of total losses (excluding collection losses) since 2015.

The development of the collection efficiency is shown in Figure 3. The collection efficiency has usually been below 70% and in many months even below 60%. The minimum of 47% was reached in March 2016 in the wake of a tariff increase which became effective in February 2016; see Box 1. Since June 2016, the collection efficiency has increased significantly, reaching 88% in August 2016.

Figure 3: Development of AEDC's Monthly Collection Efficiency in the Period January 2014 – August 2016



The low collection efficiency is a bigger problem for AEDC than its technical and non-technical losses.







The annual collection efficiency was 65% in 2014, 62% in 2015 and 59% in the first eight months of 2016.

Information on the collection efficiency by customer category could not be obtained. That said, AEDC mentioned that it has in general serious problems getting paid by Government agencies, public institutions and parastatals.

Box 1: Tariffs for AEDC's Residential Customers since February 1, 2016

Most tariffs in Nigeria are not cost-reflective. The Multi Year Tariff Order which was implemented in 2008 shall change that over a period of 15 years. Total revenues shall allow cost recovery by 2023. Subsidization may continue but only in the form of cross-subsidization among tariff classes

AEDC's revised tariffs which became effective in February 2016 do not yet allow full cost recovery.

The revised tariffs abolished the fixed charge and increased the energy charge. The removal of the fixed charge was highly welcome by customers as the fixed charge made customers pay for electricity supply even when they hardly got any because of frequent and lasting power cuts. For residential customers in the tariff class R2 – customers with a monthly consumption between 50 and 200 kWh are in R2 - the fixed charge amounted to 702 Naira per month. The energy charge increased from 14.7 Naira/kWh to 24.3 Naira/kWh. For R2 customers consuming less (more) than 73 kWh/month, the new tariff scheme lowers (increases) their bill. The tariff for R1 customers, so-called low income energy users, remained unchanged at 4 Naira/kWh. Customers who consume less than 50 kWh per month are in R1.

2.3 Main Reasons of Non-Technical Losses and Measures Taken to Reduce Them

Theft in the form of by-passing or tampering meters, under-billing of non-metered customers and mistakes in meter reading and recording are said to be the main reasons for non-technical losses.

Whether there is under-billing of non-metered customers is not clear. According to an article found on the internet¹, the AEDC had to refund about 32,000 non-metered customers for overcharging. The refund ranged between N5,000 and N15, 000 per customer, adding up to over N50 million. On the other hand, the methodology used to estimate the consumption of non-metered customers may be flawed. Information on the methodology found on the internet (same source as above) says that the methodology relies on clustering of areas or neighbourhoods with similar social economic status.

Regarding measures taken by AEDC to reduce non-technical losses, information which was received at the meeting in Ibadan in January 2016 mentioned various measures but most did not address non-technical losses but rather collection losses. An improved billing system, the installation of split prepayment meters and the installation of 300 new meters at LPUs (Large Power Customers) may have helped to reduce non-technical losses. The enumeration project — see the description in paragraph 8 below — promises to reduce NT losses.

Cross checking of meter readings is not applied.

Source: Customers Exempted from Estimated Electricity Bills. http://www.nercng.org/index.php/media-and-publicity/press-releases/318-customers-exempted-from-estimated-electricity-bills (November 2015)







2.4 Dealing with detected by-passing, meter tampering and other fraudulent acts

If a fraudulent act has been detected, pictures are always taken as proof. The customer is informed of the payment he has to make (back billing and penalty) to resolve the case. AEDC normally reaches an agreement with the customer until which time the amount has to be paid. If the agreement is not respected by the customer, he is cut off. In cases where customers contest the fraudulent act or refuse to pay, the National Security & Civil Defense Corporation is informed. The latter then brings the case to court and can also arrest the customer. AEDC's lawyers follow the court case but cannot interfere.

AEDC has contacted the National Electricity Regulatory Commission for approval of reconnection fees and penalty payments for illegal connections, meter tampering and other fraudulent acts. The request also covers the billing of customers for the period electricity was stolen. The presently applied charges, which are also the requested charges, are shown below. The Regulator's approval is still outstanding.

Reconnection fee for fraudulent customers

•	Single Phase Residential	1,000
•	3-phase Residential	2,000
•	Single Phase Commercial	2,000
•	3-phase Commercial	4,000
•	Maximum Demand LV Commercial	5,000
•	Maximum Demand HT Commercial	10,000

Penalty for fraudulent acts (by-passing, tampering, etc.)

•	Single Phase Residential	20,000
•	3-phase Residential	30,000
•	Single Phase Commercial	50,000
•	3-phase Commercial	60,000
•	Maximum Demand LV Commercial	100,000
•	Maximum Demand HT Commercial	250,000

Electricity theft / back billing

AEDC requests back billing to be up to 6 months based on the prevailing customer's tariff class multiplied by energy consumed during the period of theft.

2.5 Complicity of AEDC's staff in fraudulent acts

It is said to be rare that staff of AEDC helps customers to commit fraudulent activities. Meter tampering or by-passing mainly takes place during installation of the meter. Most meters are not installed by AEDC but by private companies.

If AEDC finds out that staff has committed a fraudulent activity, the employee is dismissed and reported to the police. In the first 8 months of 2016, 9 agents were dismissed because of that. AEDC has presently about 2,500 permanent employees and about 300 so-called ad-hoc employees.







2.6 Incentives to report fraud

There are at present no incentives in place. The USAID Consultant (Tetra Tech) is said to work on an incentive system.

2.7 Enumeration Project

AEDC plans to have all its customers and key distribution assets (transformers, poles) enumerated. Meters shall be installed in the distribution transformers and it shall be determined for all customers from which transformer they are served.

The enumeration of LPUs, Large Power Users also referred to as Maximum Demand Customers, was done some time ago. A pilot project covering SPUs (Small Power Users) in a zone where AEDC has about 3600 registered customers started in early August with the assistance of AURECON, a Consulting Engineering Company from South Africa. The project was largely finished at the time of the consultant's visit (September 19 and 20). At that time, about 4300 customers had been found in the zone, about 1700 thereof without meter.

The SPU enumeration pilot project has been organized as follows: 14 groups of two people each do the enumeration. Two supervisors are in charge of 7 groups each. The enumerators are from the National Youth Service Cops. As the enumerators have to do one day of community service per week, the number of groups working each day on the enumeration exercise is rather 10 - 11. Working hours are from 8 am until 5 pm with one hour for lunch break. At the beginning, the groups worked about 4 days a week. The number was later increased to 5. AEDC expected each group to cover 24 customers per day. By mid of September 2016, i.e. about 6 weeks after the start, that number has on average been achieved but the average number was much lower at the beginning².

NYSC people are used to avoid corruption. NYSC staff is paid by the Government. AECD pays each enumerator in addition about 30,000 Naira per month to motivate them doing a good job. Enumerators who also work on Saturdays receive a higher fee. The enumerators were trained for two days before they were sent to the field. The training included detecting meter tampering but as the enumerators are not technicians, their capability to do so is limited. That may explain why only a small percentage, about 2%, of the visited customers have been reported by the enumerators as being suspects for fraudulent acts. Wrong tariff classifications have been reported much more frequently. The task of the enumerators consists in taking the geographic coordinates of the customers and to collect various other data (about 50). The customers are informed before they are visited by a flyer when the visit will take place. A customer who is not present during the time of the visit is asked to inform AEDC by phone or social media (Twitter, Facebook) when the enumerators can come.

The experience made during the pilot project will be used to design the SPU enumeration project. AEDC estimates that in order to finish the project by around mid of July 2018 when AURECON's contract ends, up to 250 groups may be needed to enumerate all SPU customers, estimated at more than 1 million when including non-registered SPUs (AEDC currently has about 860,000 registered SPUs).

A number of about 4300 enumerated customers after 6 weeks results if one assumes that, on average, 10 groups were working per day, 4 days a week and each group enumerated 18 customers per day.



.





Regarding distribution assets, AEDC knows the geographic coordinates of the transformers. A USAID consultant (Tetra Tech) is presently doing the pole numbering and also takes the geographic coordinates of the poles in that context. Meters have already largely been installed in transformers serving large customers. Only few meters have so far been installed in transformers serving small customers.

The cost of a meter installed in a transformer with a capacity of 500 kVA or less is about 280,000 Naira. The meters are mainly imported.

2.8 Prepayment meters

AEDC's policy is to install split prepayment meters in the future at almost all new customers and existing customers without meters. Only large non-MD customers shall receive credit meters. Until recently, conventional prepayment meters were also installed.

In total, 293,151 prepayment meters had been installed until end of August 2016 which means that 34% of non-MD customers had received prepayment meters. About 6% had credit meters and 60% were still without meters; see Table 1.

According to a newspaper article of February 18, 2016³, AEDC will install 500,000 *prepayment* meters at the rate of 100,000 per annum for five years after completion of a pilot scheme of free meter installation. The pilot scheme will install 35,000 meters in Minna in Niger State and Life Camp in FCT (Federal Capital Territory). AEDC informed the consultant that the installed prepayment meters are partly imported and partly purchased from local manufacturers⁴. MOMAS and MOJEC were mentioned as main local manufacturers.

The price of prepayment meters purchased by AEDC is (exchange rate 300 Naira/US\$):

Conventional meter (compact type meter)

Single phase 23,548 Naira (≈ 78 US\$)
 3-phase 49,311 Naira (≈ 164 US\$)

Split meter

Single phase 24,832 Naira (≈ 83 US\$)
 3-phase 53,820 Naira (≈ 179 US\$)

2.9 Training

The OD&L Unit (Organization, Development & Learning) is in charge of AEDC's training programs. The Head of the Unit emphasized that learning to be an efficient and customer-oriented company is a priority of the present program.

In the newspaper article "Low patronage threatens local meter production" of July 19, 2016, local manufacturers complain that DISCOs buy few meters from them (5,000 per month); much less than their production capacity (250,000 per month). http://guardian.ng/news/low-patronage-threatens-local-meter-production/



http://www.dailynigerianews.com/2016/02/18/new-tariff-and-bid-to-resolve-power-problem/





A list of training programs done in 2016 or planned to be done in the remaining months was given to the consultant. 66 training courses were held until end of August 2016. The total costs of these courses amounted to 164 million Naira. The courses were attended by 4,812 persons.

Training courses where meter readers were trained by vendors or AEDC staff in how to detect meter tampering were held in April and July 2016. The course in April was an in-house course which lasted four days and was attended by 40 staff. Costs: 1,332,000 Naira. A one-day course was held in July 2016 which was attended by 53 staff. The course cost AEDC 1,106,000 Naira. Technical losses may have been addressed in courses on Distribution Network Maintenance Procedure.

The consultant was informed that the evaluation of training courses shall take place at 5 levels:

- 1. At the end of the training course, each participant fills out a questionnaire rating the trainers, the content, etc.
- 2. A sort of exam shall be carried out immediately after the training course to see whether the training has improved the know-how of the trained persons.
- 3. About 3 months after the training course, an on-the-job evaluation shall take place by the line manager of the staff who has been trained.
- 4. About 6 months after the training course, an impact assessment shall take place by the supervisor.
- 5. About a year after the training course, the return on investment shall be estimated. Given that there will be many intangible training benefits, that will be a difficult task.

2.10 Communication Activities

Awareness campaigns which AEDC has conducted focused on the following themes:

Payment of bills Informing customers to pay outstanding bills or get disconnected.

Safety Informing customers not to hang clothes on electric wires, to ensure proper

earthing of the building, to report exposed service wires making contact with

the zinc roof, etc.

Health Customers who received an electric shock should visit a hospital or a doctor

for being examined.

Environmental Refers to informing customers that vegetation should not get near electric

wires.

Vandalism
 Stealing of copper cables has been a serious problem.

The radio is the dominant medium. About two-thirds of campaign funds go to radio stations. Flyers rank second in importance and newspapers third. A full page in a newspaper costs about 600,000 Naira. TV is seldom used as it is very expensive. Campaigning is also done free of charge via social media (Twitter, Facebook). The campaign budget approved for 2016 is about 500 million Naira. The budget includes the costs of stationaries needed by staff in charge of the PR & Media but not their salaries.

Asked whether the campaigns have been successful, AEDC mentioned that there are now less safety issues and that vandalism has been reduced. The campaigns also increased the number of customers who report suspected fraudulent activities. As mentioned above, there is not yet any reward for doing so.







3. Technical Losses

3.1 Introduction

The objective of the visit of the distribution companies with respect to technical losses is mainly to collect the documents that provide the data enabling the computation of technical losses, at least in the capital city.

These documents have been collected where available: these are Single Line Diagrams, peak load measurements at substations, load curves, list of standard equipment used by the company, etc.

Contrarily to actions for reduction of <u>non-technical</u> losses (these actions differ significantly from one company to the other), the actions for reducing <u>technical</u> losses are more known, standardized, and for most of these, are based on actions that are part of the network planning process.

As a consequence, the objective of the following paragraphs is to indicate for each action if it is or not implemented by the distribution company.

Software for network analysis

AEDC has no software for load flow computations.

Measurements on the grid: general issues (real-time, measurement campaigns...)

There are measurement campaign once a month on the loading of distribution transformers.

Bulk Supply Points (BSP) and MV feeders

Metered in real time. All feeders heads are measured at 33 kV and 11 kV.

Also the 6 inter-regional interfaces are metered, and there are 18 meters inside AEDC (6 regions)

Distribution substations and LV feeders

Relational DB of customers indicating from which LV feeders they are supplied

There is the GIS asset data base: it includes the MV network and has been carried out only for a pilot zone so far (it is called the "enumeration" project).

3.2 Actions implemented for reduction of technical losses

3.2.1 Introduction of Capacitor banks

There is no capacitor in the AEDC network for the moment, except that large customers are encouraged by tariffs to install capacitors.

3.2.2 Reconductoring

Reconductoring is performed from time to time.







3.2.3 Splitting of feeders/introduction of new feeders

In case of overload, the network is reconfigured to deload the overloaded section.

3.2.4 Introduction of new S/S (new Bulk Supply Points or new distribution S/S)

Indeed, this is done at both levels:

- Distribution substations are regularly put into service, avoiding overloads of LV feeders and excessive voltage drops.
- New Bulk Supply Points (called "transformer substations") are introduced in some areas

3.2.5 High Efficiency Transformers

These are not considered when planning the network because too expensive.

3.2.6 Rebalancing LV feeders

This is done every quarter, about 10 days work on that.

3.2.7 Optimization of NO points

Not done.

3.2.8 **DSM**

Not specific action apart from communication by posters.

3.2.9 Load Management

As per EnergyPool, for the whole country there is about 500 MW of potential interruptible load that could be managed by an aggregator company.

3.3 Other specific actions and issues

3.3.1 Eliminating hot spots

Typical possible problems are: the joint is weak, terminals at transformer losing bolt nuts, isolation inside transformer became weak.







3.3.2 Replacement of old/aged transformers

Not done: replacement only if too frequent failures.

3.3.3 Replacement of distribution transformers with uprating

Pooling of transformers is performed.

3.3.4 Kind of networks for the main city (capital)

Type of MV networks

 33 kV OHL (km):
 4566

 11 kV OHL (km):
 6600

 33 kV UG (km):
 578

 11 kV UG (km):
 122

Type of LV network

OHL 30200 km UG 2657 km

3.3.5 Applicable guidelines

Planning criteria

For transformers: when the loading reaches 85% to 100%, then there is either an upgrade or an additional transformer;

For lines, based on load growth, the feeder is reinforced even before it reaches 80 %. This is done case by case. No planning guidelines yet, but Tetratech is developing a process on that.

Operation criteria

AEDC proposed to forward the document to the Consultant. On a case by case basis, the configuration is changed.

3.3.6 Number of Distribution S/S

There are 13 000 distribution transformers, among which 40% are 33 kV/LV transformers and 60% are 11 kV/LV.

Average number of LV feeders per distribution S/S

There are 8 to 12 feeders by distribution substation.

Number of transformers monitored by person







3.3.7 Load Forecast

Growth rate for years 1-5

The operators compare measurements from one quarter to the previous and send the info by Excel to the "dispatch" centre (no RT measurement available). As a result the load growth appears to be about 7%/year while it has been 10 %/year in the past.

3.3.8 Any specific figure available on technical losses

Technical losses are expected to amount to some 13%, but no analysis has been done: it is a guess.

3.3.9 Load Curve

Not provided.

3.3.10 Other data on the network

The MV network is based on OHL fitted mainly with 100 mm² and 150 mm² conductors.

3.3.11 Internal catalogue of standard equipment

There are no capacitors in the catalogue of standard equipment.

The standard ratings for transformers are in Abuja

- For 11 kV/LV: 50 kVA, 100, 200, 300, 500, 750, 1000 kVA
- For 33/kV: similar

In Lagos, there is also HVDS (25 kVA and 50 kVA).

4. Environmental Aspects

No document made available to the Consultant yet.







5. List of persons met

The consultant very much appreciates the information provided during his visit by the persons listed below. The Loss Reduction Study will benefit a lot from their contribution.

Ernest Mupwaya Managing Director

Abimbola Odubiyi Director, Regulatory & Stakeholder Relations

Jacob Mamman Head, SPU Enumeration

Ephraims C. Akamihe Head, Legal Services Directorate

Ahmed Shekarau Head, PR & Media

Dr. Solomon Ihidero Head, OD&L (Organization, Development, Learning)

Chide Atokoyo-Omovbude Team Member, Legal Services Directorate

Kenneth Ajayi Electrical Engineer, AURECON

Brian David-West (provided monthly statistics on GWh delivered, GWh billed, Naira

billed and Naira collected)







Annexe n° 2.9

Rapport de visite EDG







1. Introduction

La visite d'EDG (Electricité de Guinée) a eu lieu le 10 et le 11 octobre 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce document. Le consultant tient à remercier vivement le point focal, M. Kalidou Sankon, Chef Service Ingénierie, de l'excellente organisation de la mission et toutes les personnes d'EDG, de VEOLIA et de SEURECA qui lui ont fourni des informations. L'étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de ces informations.

Depuis octobre 2015, la gestion d'EDG est assurée par la société VEOLIA Africa SA sur un contrat d'une durée de 4 ans.

Le symbole GNF signifie Franc Guinéen. Le taux de change était durant la visite d'EDG d'environ 10 000 GNF par Euro.

2. Pertes Globales

Les statistiques d'EDG montrent l'énergie injectée dans le réseau interconnecté. La production des centrales qui approvisionnent les réseaux isolés est aussi disponible. Les statistiques sur les ventes que le consultant a obtenues ne distinguent cependant pas les ventes aux abonnés raccordés au réseau interconnecté des ventes aux abonnés desservis par les réseaux isolés. Cela empêche le calcul des pertes dans le réseau interconnecté et le calcul des pertes dans les réseaux isolés.

Encadré 1 : Gestion des statistiques de vente

La Direction Commerciale gère tous les abonnés MT, tous les abonnés BT « administration » et tous les abonnés BT des 10 agences de Conakry et de l'agence de Kountia. La Direction de Distribution et de l'Exploitation Régionale gère, quant à elle, les abonnés BT privés situés dans l'intérieur de la Guinée

Les localités de l'intérieur comprennent toutes localités sauf Conakry. Plusieurs de localités de l'intérieur sont raccordées au réseau interconnecté : Coyah, Kindia, Dubréka, Forécariah, Fria (depuis la mise en service de Kaléta), Mamou, Dalaba, Pita, Labé.

Le fait que deux directions soient en charge des statistiques de ventes et que chaque direction traite des clients raccordés au réseau interconnecté et des clients desservis par les réseaux isolés est à l'origine du problème : il est difficile d'obtenir des statistiques de ventes qui font la distinction entre le réseau interconnecté et les réseaux isolés.







Le tableau ci-dessous montre l'évolution des pertes totales d'EDG dans le pays dans la période 2007 – 2015. Les pertes ont été calculés comme 1 – ventes totales / production totale.

Tableau 1 : Evolution des pertes totales (techniques et non-techniques) dans les réseaux d'EDG dans la période 2007 – 2015 (réseau interconnecté et réseaux isolés)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production totale	MWh	644,958	674,305	667,495	621,523	554,115	735,186	626,534	712,465	1,118,191
Ventes totales	MWh	290,855	337,074	344,845	346,578	319,897	514,139	498,333	581,770	758,484
Pertes (% de production)		55%	50%	48%	44%	42%	30%	20%	18%	32%

On constate qu'il y a eu une tendance à la baisse entre 2007 et 2014 et une augmentation significative en 2015.

Il est bien possible que notamment la réduction des pertes non-technique ait contribué à la baisse entre 2007 et 2014. Les raisons à l'origine de la baisse entre 2012 et 2013 ne sont pas claires. Il est bien possible que l'intensification des contrôles ait eu un impact significatif, mais il est considéré peu probable qu'elle en constitue la raison principale.

L'augmentation des pertes en 2015 est due à la mise en service de la centrale de Kaléta en mai 2015 et à l'absence de compteurs chez les abonnés.

3. Pertes non techniques

3.1 Absence des compteurs – un obstacle fondamental dans la lutte contre les pertes

A la fin de 2015, moins de 5% des abonnés gérés par la Direction Commerciale avaient des compteurs et moins de 3% des abonnés « intérieurs » étaient équipés de compteurs. Au total, pour EDG seuls environ 5% des abonnés actifs d'EDG étaient facturés sur compteur fin 2015 ; 95% étaient facturés au forfait. Le nombre total d'abonnés actifs était à la fin de 2015 de 277 558 selon page 8 du Rapport Annuel Exercice 2015.

L'absence des compteurs est à l'origine de la hausse des pertes en 2015. La production de Kaléta a beaucoup amélioré la qualité de service dans le réseau interconnecté. Les abonnés obtiennent nettement plus d'énergie depuis mai 2015, date à laquelle la centrale de Kalétaa commencé à injecter de la puissance dans le réseau. En 2014, quelques 535 GWh étaient injectés dans le réseau interconnecté ; en 2015, ce furent 1016 GWh. Mais en l'absence de compteurs, les abonnés sont facturés au forfait et les ventes reflètent les kWh facturés avant la mise en service de Kaléta.

Même ces ventes ont été de pair avec une tendance à sous-estimer les kWh consommés : au moment où un client vient d'être raccordé, EDG estime sa consommation à partir de ses appareils électriques. Ensuite, s'il acquière d'autres appareils électriques par après, le client continue en général à payer les kWh estimés au début parce qu'il n'y a pas de mise à jour de son utilisation d'électricité par EDG.







Signalons dans ce contexte qu'il n'y a plus de branchements MT sans compteur dans la Guinée. Des compteurs électroniques fiables ont été installés aux plus gros consommateurs MT. Il manque encore le financement pour la mise en conformité du comptage chez tous les clients MT et chez tous les gros consommateurs BT. A l'horizon 2018, l'intégration de la télé-relève dans les compteurs MT est envisagée à condition qu'EDG en trouve le financement. Les clients MT auraient alors des compteurs communicants qui permettront le relevé et le signalement des anomalies à distance.

3.2 Méthodes de fraude

A la demande de savoir quelles méthodes de fraude ont été observées par EDG, les réponses ont été :

- La redistribution faite par les abonnés au forfait ; beaucoup d'abonnés ont été observés comme alimentant des voisins en électricité.
- Manipulation du compteur ; notamment si EDG constate que le compteur n'est pas plombé ou que le sceau est coupé.
- Compteurs défectueux à cause de l'âge.
- Compteur différent du compteur sur lequel EDG facture.

3.3 Contrôles

En 2007, l'unité « Audit Technique » était en charge du contrôle des abonnés. L'unité avait 5 personnes. En 2011, le Département « Lutte contre la fraude » a été créé. Des équipes de 5 personnes étaient installées dans chaque agence (12 agences au total) ce qui a probablement contribué à la (forte) réduction des pertes qu'EDG a constaté en 2012 et 2013. En 2014, le département était supprimé. En 2015, le Projet « Lutte contre la fraude » était créé. Le projet a actuellement 12 personnes dont 8 ingénieurs et 2 techniciens qui font des contrôles sur terrain.

Les contrôles se concentrent sur les abonnés MT et les abonnés appelés « Gros BT » à Conakry. La limite n'est pas encore clairement définie entre les clients MT et BT. 100 A représente la limite du comptage direct. Un abonné BT peut avoir une puissance souscrite > 100 A. Il est alors mesuré sur réducteur de mesure (appelé BT/TC). Les gros clients BT sont les clients > 60A avec un tarif BT.

Si un client dont la pointe est supérieure à 100 A est observé comme étant indument enregistré dans la catégorie « Gros BT », alors le processus est de le transférer à la catégorie « MT ». Ce processus de transferts est en cours. Un client qui refuse le transfert est coupé.

Le tableau ci-dessous montre les résultats des contrôles faits dans la période avril – août 2016.







Tableau 2 : Contrôles réalisés dans la période avril – août 2016 et résultats

	Avril, Mai, Juin 2016	Juillet 2016	Août 2016 (*)
Nombre de visites	171	42	24
Anomalies constatés			
- Compteurs non plombés	43	9	5
- Compteur défectueux	40	8	8
- Clients BT transférés à MT	10	2	1
(*) Peu de contrôles en août à cause de pluie)		

Le transfert de 8 clients BT à MT dans la période avril – juin a apporté 606 millions de GNF en caution et de 260 millions GNF par mois en facture de consommation d'énergie. Ces montants sont hors taxe.

Le contrôle de 250 abonnés équipés d'un compteur à prépaiement a eu pour résultat qu'environ 100 abonnés étaient des fraudeurs. Ces abonnées n'utilisaient pas, ou très peu, l'électricité qui passait par le compteur mais ils s'étaient branchés sur un voisin qui était un abonné au forfait.

La contre-relève est réalisée si EDG constate chez un client une forte baisse de sa consommation.

Le Projet « Lutte contre les pertes » souffre du manque de véhicules, du manque de tenues de sécurité (chaussure de sécurité, gants, ...) et de l'absence d'équipement moderne de contrôle (quelques appareils ont plus de 20 ans). Le Projet a aussi besoin de plus de personnel. Enfin, le personnel a besoin de plus de formation. Le personnel qui a rejoint le Projet « Lutte contre les pertes » reçoit seulement un jour de formation en classe et de formation sur le terrain. La formation est réalisée par

Le Chef du Projet. Ce dernier a indiqué que l'échange d'expérience avec d'autres sociétés sur les méthodes de fraude et comment les détecter serait très utile.

3.4 Pénalités et Sanctions

3.4.1 Fraudeurs

Un fraudeur doit payer une pénalité ainsi que la facture « Rappel de Consommation » pour l'estimation des kWh fraudés.

La pénalité reflète les coûts de l'équipement que le fraudeur a endommagé. La pénalité est à payer immédiatement.

L'estimation des kWh fraudés est basée sur la consommation la plus élevée qui a été relevée. La facture peut couvrir jusqu'à une année de consommation. Dans la réalité, le montant de la facture « Rappel de Consommation » est négocié. Le paiement peut se faire par tranches.

3.4.2 Agents impliqués dans la fraude

EDG soupçonne qu'il y a la complicité de ses agents dans certains actes frauduleux. Mais c'est difficile à prouver et très peu d'agents sont sanctionnés pour de tels faits.







3.5 Compteurs à prépaiement

En 2004, l'achat des compteurs à prépaiement a commencé. L'installation de compteurs n'a commencé cependant qu'en décembre 2015.

En mi-octobre 2016, EDG avait 164 190 compteurs à prépaiement en stock et environ 31 000 de compteurs post-paiement électromécaniques. La plupart des compteurs à prépaiement sont des compteurs monophasés et ces compteurs sont tous de type split. Les compteurs 3-phasés ont également un clavier déporté ce qui permet de les poser comme compteur split.

Malheureusement, moins d'un quart des 164 190 compteurs à prépaiement en stock peuvent être installés sans délai ; 112 695 compteurs nécessitent une mise à niveau et environ 15 000 sont inutilisables. Seul quelques 36 500 compteurs sont dans un état qui permet l'installation. Le problème que beaucoup de compteurs ne soient pas utilisables sans travaux de mise à niveau qui sont estimés de coûter plusieurs millions d'Euros, est dû au fait que dans le passé les compteurs étaient souvent achetés sans fixer les spécifications et les normes à respecter.

L'installation des compteurs à prépaiement commençait dans le quartier de Kaloum de Conakry en décembre 2015. Afin que les abonnés au forfait acceptent l'installation des compteurs à prépaiement, une campagne d'information était réalisée avant sous forme de spots à la radio (en français et langues nationales) et la télévision, des panneaux d'affichage et la visite des abonnés au forfait par des jeunes du quartier. L'installation est sans coût pour l'abonné et il obtient gratuitement les premiers 10 kWh. Il y avait cependant beaucoup de résistance et le Gouvernement a décidé de ne pas forcer l'installation chez les abonnés domestiques. A la fin de septembre 2016, 1072 compteurs à prépaiement étaient installés ; 822 split monophasé et 250 split 3-phasé.

La politique est actuellement d'installer les compteurs chez les abonnés professionnels (commerçants, services, petites industries, etc.) mais chez les abonnés domestiques seulement chez les volontaires. Cette politique cause cependant des problèmes. EDG a constaté que plusieurs clients qui ont un compteur à prépaiement se branchent sur un voisin qui est au forfait.

EDG envisage d'installer des compteurs à prépaiement de type split chez tous les clients BT dans la zone de Grand Conakry et des compteurs à post-paiement chez les abonnés BT dans le reste du pays. Le coût pour l'installation d'un logiciel pour l'achat de crédits est trop élevé pour justifier l'utilisation des compteurs à prépaiement dans le reste du pays. Les abonnés MT seront partout équipés des compteurs à post-paiement. EDG estime que l'installation d'environ 182 000 compteurs à prépaiement dans la zone de Grand Conakry et d'environ 98 000 compteurs post-paiement dans le reste du pays jusqu'à fin 2019 augmente le taux de facturation au compteur à 68% en 2019. Le taux était de 5% en 2015. Cet objectif se traduit en l'installation d'environ 280 compteurs par jour ouvrable dans les années 2017, 2018 et 2019.

Le coût d'un compteur split monophasé est d'environ 40 Euros et d'un compteur split 3-phasé de 87 Euros. Ces coûts comprennent les coûts de pose et de mise en œuvre. Les prix ne comprennent pas le coffret et les accessoires dont on a besoin pour l'installation.

La limite de puissance pour l'installation des compteurs à prépaiement est de 60 Ampère.

Le tableau ci-dessous montre les tarifs à prépaiement qui sont en vigueur depuis octobre 2016







Tableau 3 : Tarifs à prépaiement en vigueur depuis le 1 octobre 2016

Client	Réglage Disjonc- teur (A)	Puissance sous- crite (kVA)	GNF/kWh (TTC)
Domestique, BT	, monophasé		
	5 – 15	1,1-3,3	222
	20 – 45	4,4 - 9,9	307
Domestique, BT	', triphasé		
-	Tout calibre		316
Professionnel, o	commerce, industries, E	BT, monophasé	
	Tout calibre	-	1420
Professionnel, o	commerce, industries, E	BT, triphasé	
	Tout calibre	· •	1480

3.6 Géoréférencement de clients, rattachement des clients au poste de départ et installation des compteurs aux postes

Le géoréférencement des abonnés MT dans la zone de Grand Conakry est en cours. Ils ne restent que quelques abonnés MT à géo-référencer. Le géoréférencement du réseau MT (transfos, poteaux) a déjà été fait.

Un projet de recensement des abonnés BT est prévu dans le cadre du PRSE. Pour réaliser le recensement en 18 mois (10 mois pour la zone de Grand Conakry et 8 mois pour le reste du pays), EDG estime avoir besoin de 25 équipes, chacune composé d'un agent d'EDG, d'un jeune du quartier recensé et de deux enquêteurs dont chacun visite en moyenne 22 clients par jour durant 6 jours par semaine. Les données à enquêter comprennent les coordonnées géographiques des clients et toutes données dont EDG a besoin pour le rattachement des clients au poste de départ. Il est envisagé d'utiliser des tablettes pour la saisie des données.

Le géoréférencement du réseau BT (postes, poteaux) fera partie du recensement des abonnés BT.

L'intégration des données collectées dans la base de données va probablement nécessiter des investissements dans le logiciel utilisé pour la gestion de la clientèle. Ces investissements ne font pas partie du projet de recensement.

L'estimation des coûts totaux de l'exercice n'a pas été communiquée.

L'information sur le nombre de compteurs installé dans les postes de départ est encore absente.

3.7 Frais d'abonnement, tarifs et coût de revient

Les frais d'abonnement pour un abonné BT, monophasé sont de 152 000 GNF et de 330 000 GNF pour un abonné BT, 3-phasé. Les frais d'abonnement d'un abonné MT dépendent de la puissance souscrite.

Les tarifs d'EDG sont en vigueur depuis 2008. Les tarifs sont présentés ci-dessous. La TVA de 20% est à ajouter sur les tarifs.







Le prix moyen TTC était en 2015 de 810 GNF/kWh; privés 572 GNF/kWh, administrations 2161 GNF/kWh¹.

EDG reçoit du Gouvernement 15 milliards GNF par mois pour l'électricité fournie à tous abonnés « administration « dans le pays (inclut aussi les lieux de culte). EDG estime que le montant devrait plutôt être de 25 milliards de GNF par mois. Les abonnés MT et BT « Administration » sont majoritairement facturés au forfait.

Les données que le consultant a obtenues sur le coût de revient montrent un coût de 1100 GNF/kWh pour le 1^{er} semestre 2016. Le coût n'inclut ni le coût de service de la dette et ni l'amortissement. Il s'ensuit que les tarifs sont loin de recouvrir les coûts. Malheureusement, c'est le cas depuis des années.

Tableau 4: Tarifs post-paiement en vigueur depuis 1 mai 2008

Client	Primes fixes (GNF)	Tranche (kWh)	Tarif (GNF/kWh)
Domestique, BT			
monophasé	4 850	1 - 60 61 - 330	90 232
Triphasé	14 550	>330	265
Privé (BT, MT et HT)			
monophasé	5 240	1 – 330	802
Triphasé	15 720	>330	1243
Privés et industries (M	T et HT)		
	6312/kVA		1243
Institutions internation	nales, ambassades et ONG (l	MT et BT)	
monophasé	5 240		
Triphasé	15 720	Unique	1467
Puiss. souscrite	6312/kVA		
Administration (BT, M	T et HT)		
	-	Unique	1833

3.8 Taux d'encaissement

Le taux d'encaissement a toujours été faible ce qui aggrave encore la situation financière d'EDG.

Tableau 3 : Evolution du taux d'encaissement dans la période 2008 - 2015

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux brute d'encaissement	78%	57%	73%	87%	77%	70%	75%	66%

Sources: Rapport Annuels d'EDG



Source : Rapport Annuel Exercice 2015, p.8.





3.9 Campagnes d'information et de sensibilisation

Une campagne de promotion d'utilisation des compteurs à prépaiement a commencé environ deux ans avant que l'installation des premiers compteurs ait commencé en décembre 2015. La campagne informait la population par des spots dans la radio (en français et langues nationales) et la télévision et des panneaux d'affichage. Dans le quartier de Kaloum où les premiers compteurs étaient installés, des jeunes du quartier étaient recrutés pour visiter la population et l'informer sur les avantages des compteurs à prépaiement. Les jeunes ont reçu un jour de formation avant de commencer les visites.

Une société du Bénin avait gagné le contrat pour la campagne dont le coût était d'environ 200 000 US\$. Il y a eu quelques problèmes parce que la société béninoise n'avait pas de bureau exécutif à Conakry.

La visite de la population est considérée absolument nécessaire pour réussir. Deux autres conditions au succès d'une telle action d'installation massive de compteurs sont les suivantes :

- l'information de <u>tout</u> le personnel d'EDG sur la politique d'installation des compteurs à prépaiement et l'impact sur les activités du personnel et
- l'appui du Gouvernement.

Ces deux conditions n'ont pas été respectés ce qui explique les problèmes qu'EDG a eu. EDG n'avait pas informé tout son personnel et il semble que quelques releveurs aient même incité la population de ne pas accepter les compteurs à prépaiement parce que ces releveurs avaient peur de perdre leur emploi. Quand il y avait la résistance contre l'installation des compteurs, EDG n'a pas eu le bon soutien du Gouvernement : le Gouvernement a alors demandé de seulement installer les compteurs chez les foyers qui sont d'accord.

Les visites des clients pour promouvoir l'utilisation des compteurs à prépaiement continueront dans les quartiers où les compteurs sont prévus d'être installés.

Une campagne « Lutte contre la fraude » pourrait se réaliser à moyen terme.

3.10 Actions pour réduire les pertes non-techniques

Il est évident que l'installation des compteurs à prépaiement chez les abonnés BT est l'action prioritaire.

La sous-estimation de la consommation des abonnés BT au forfait (environ 95% des abonnés), aggravé encore par la redistribution que quelques abonnés au forfait font, sont probablement les sources les plus importantes des pertes non-techniques.

D'autres actions comprennent :

- L'installation des compteurs communicants chez les abonnés MT.
- L'installation des systèmes de comptage dans les postes de départ.
- Rattachement des clients au poste de départ.
- Renforcement du Projet « Lutte Contre la Fraude » (personnel, véhicules, formation, outils)







4. Pertes Techniques

4.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale. Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes **non techniques** (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes **techniques** sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution,

4.1.1 Logiciel d'études de réseau

Le logiciel CYME est présent auprès du responsable des mouvements d'énergies (ce logiciel a été fourni dans le cadre de l'étude du CLSG en 2008). Le logiciel n'est pas utilisé dans le cadre de la planification ni pour analyser les pertes.

Maintenant que Veolia est impliqué dans la gestion de l'entreprise, c'est le logiciel PowerFactory² qui va être acheté. Il sera utilisé pour les études, dont celles de planification.

4.1.2 Mesures effectuées : généralités (mesures en temps réel, campagnes de mesure...)

Postes source et départs MT

En temps réel, les courants, tensions, puissance active et réactive sont mesurées (mesures analogiques) et sont relevés chaque heure sur un cahier. Les mesures sont faites au niveau de la tête des départs 20 kV.

Postes de distribution et départs BT

Il n'y a pas de compteurs aux postes de distribution, sauf dans le cas particulier de postes privés (le plus souvent ce sont des clients industriels). Des campagnes de mesures sont par contre effectuée mais sporadiquement (leur fréquence n'est pas fixée : ce peut être parfois une fois tous les 2 ou 3 ans, et souvent pour une partie seulement du parc de postes): les mesures sont alors instantanées (pas d'enregistrement) et faites en général à la pointe de charge.

En résumé

Les comptages sont faits en tête de départs MT (33 kV ou 20 kV): et les kWh sont relevés tous les mois. Les kVarh sont disponibles au niveau des compteurs mais non relevés.



www.digsilent.de





4.1.3 Mise en relation de la BD clientèle avec la BD du réseau de distribution

Chaque client est répertorié avec son poste et son poteau. Il y a deux projets de distribution la représentation cartographique du réseau :

- projet PAESE et financé par la Banque Mondiale (Projet d'Amélioration de l'Efficacité du Secteur Electrique) de 2007 à 2015. Ce projet est concentré sur la commune de Kaloum, laquelle sert ainsi de zone pilote et les travaux de réhabilitation MT et BT y ont été exécuté. Le projet est maintenant terminé.
- Projet PRSE: Projet de Renforcement du Secteur de l'Energie. (financement Banque Mondiale)
 Réhabilitation des réseaux MT et BT de Dixinn. (Début octobre 2016, le projet était au stade de l'évaluation pour l'attribution des lots aux soumissionneurs).

4.2 Actions mises en œuvre pour la réduction des pertes techniques (dans le cadre de la planification)

4.2.1 Introduction de Bancs de condensateurs

Dans le cadre du projet « Kaleta » (centrale, postes et lignes), tous les postes source du projet ont été pourvus en condensateurs, lesquels sont installés côté MT. Les répartitions des condensateurs ont été faites selon étude de CWE (l'entreprise chinoise qui a construit la centrale et installé les postes et lignes) pour le réglage de la tension et sont les suivantes: Maneah (6 x 10,016 Mvar), Kaleta (2x 4,08 Mvar), Kaloum (4x8,016 mvar), Sonfonia (3, 84 Mvar), Hamdalaye (2x 8,016 Mvar), Matoto (6x 8,016 Mvar). Ces condensateurs sont à commande manuelle par un agent sur place (via le SCADA du local du poste), mais il n'y a pas d'information sur les éventuels gradins.

Concernant les départs MT proprement dits, ils ne sont pas dotés de condensateurs.

4.2.2 Remplacement de conducteurs

Il y a eu remplacement de conducteurs sur des lignes aériennes, ce qui conduit à également remplacer les poteaux pour permettre la pose de conducteurs de 148mm². Les poteaux installés sont ainsi des types suivants : 12 m 650 daN, 12 m 800 daN, 12 m 1.250 daN ainsi que 12 m 2.000 daN. A certains endroits des poteaux de 13 m sont aussi utilisés.

4.2.3 Fractionnement de départs et création de nouveaux départs

Cette action a été entreprise par création de nouveaux départs à partir de l'introduction d'un nouveau poste source (poste Hamdalaye) pour décharger les départs de Matoto, lesquels étaient d'environ 15 km. Après mise en œuvre de cette action, la longueur de ces départs a pu être réduite à 6 ou 7 km.

Cette action a été planifiée par le département de planification, sur base des réunions périodiques entre le service « Mouvements d'Energie » et le service « Exploitation de la Distribution ». Le calcul de la chute de tension a été fait sur base du fichier "SIM" (Simulation.xls) acheté à EDF il y a longtemps.

Il faut noter que les départs ainsi planifiés sont souterrains car àKaloum tout le réseau est souterrain.







4.2.4 Introduction de nouveaux postes (source ou de distribution), HVDS

L'introduction de nouveaux postes source est bien mise en œuvre (par exemple l'introduction du poste de Hamdalaye pour décharger les postes de Matoto et Kaloum). Sont également prévus pour le futur proche : le poste Kisoso entre Maneah et Matoto (110/20 kV), le poste Sonfonia Casse (110/20 kV), le poste Sanoyah (110/20 kV). Par contre, il n'y a pas de projet allant dans le sens de nombreux petits transformateurs de distribution proche de la charge (MVDS).

4.2.5 Transformateurs à haut rendement

Pooling des transformateurs. Les transfos à Haut Rendement n'ont pas été envisagés. Le budget est alloué à plus de transfos pour électrifier plus de localités selon les concepts d'état des lieux et de plans d'action. Cependant il y a quelques fois des actions dans le sens d'une réduction de la puissance unitaire des transformateurs de distribution : à Kaloum il y avait des transfos de 1600 kVA : ils ont été remplacés par des transfos de 630 kVA et de 250 kVA.

4.2.6 Rééquilibrage des phases sur départs BT

L'analyse du déséquilibre est faite pendant les périodes chaudes, une fois par an, car alors les phases risquent d'être surchargées. La mesure est faite au transformateur MT/BT et l'équilibrage en BT est fait sans l'aide d'un logiciel. Pour Conakry 50 personnes s'occupent de la distribution et les interventions sont faites par 6 équipes de 3 agents.

Pour la mesure aux heures de pointe. EDG a six pinces ampère-métriques de 1000 A (une par équipe). EDG a 40 enregistreurs portables Chauvin Arnoux PEL103, lesquels enregistrent par pas de 10 min. :ces enregistreurs sont dotés de 4 pinces de tension, 3 de courant, et fournissentles courbes de mesure de P, Q, cos phi, ainsi que le taux d'harmoniques.

Les postes cabines sont mesurés à raison de 10 postes par jour, tandis que les postes aériens sont mesurés 5 ou 6 par jour car il faut monter jusqu'au transformateur. Chaque jour six équipes sont actives, chacune mesurant en moyenne 7 transfos par jour, donc 42 transfos par jour. La campagne de mesure durant 20 jours, les équipes mesurent ainsi environ 800 transfos. Les mesures se font seulement aux heures de pointe (18h à 22 h: 3 h pour les 8 transfos, soit 20 min par transfo). Le lendemain, le jour, on effectue les éventuels rééquilibrages de phase.

A titre d'exemple, sur un transformateur de 100 kVA, il peut y avoir par exemple 144 A par phase : donc si on a une phase à 180 A et une phase à 80 A, alors il y a beaucoup de clients à transférer.

Pour le repérage des phases des conducteurs, il y a des numéros sur les conducteurs. 1, 2, 3. Le soir on met des rubans adhésifs: rouge sur la phase la plus chargée, vert sur la phase ma moins chargée.

Le jour on identifie quel numéro est sur quelle couleur.

4.2.7 Optimisation des points « NO »

L'optimisation des points de séparation n'a pas été investiguée par EDG jusqu'à présent.







4.2.8 MDE (M. Mamadou Alpha BALDE, Chef de cellule)

La cellule « Efficacité Energétique » a été créée en 2014 dans le souci de réduire les pertes en vue de la mise en place, à terme, d'une Agence de Maîtrise de l'Energie, comme proposée par un consultant. Il y a eu depuis lors:

- Une étude sur l'éclairage (qui représente 70 % de la consommation).
- Une étude sur les gros consommateurs (par Studi International)

L'étude en cours par EDG sur l'éclairage efficace concerne tous les types de consommateurs, en particulier les clients résidentiels. Cette étude montre en particulier deux points :

- Les LED sont la solution car ont un meilleur facteur de puissance (cosphi), et créent moins de problèmes environnementaux en termes de recyclage parce que ces lampes ont une plus longue durée de vie.
- Beaucoup de consommateurs ont (encore) des lampes à incandescence, ce qui se comprend puisque la grande majorité des clients (95%) sont facturés au forfait et ne sont donc incités à réduire leur consommation électrique.

Le Ministère de l'Energie prépare des textes réglementaires pour appliquer les textes ECREEE émis par la CDEAO (voir leur site ECREE). Suite à ces textes, EDG fait une proposition au Ministère, lequel avalise ou adapte la proposition.

L'introduction de compteurs est certainement la première mesure de MDE à appliquer : certains clients ont dit « depuis que j'ai un compteur, ma facture a été divisée par 3 ». De plus EDG voit que la consommation diminue car les gens qui ont un compteur éteignent les appareils dès qu'ils n'en ont plus besoin.

Il faut note qu'en termes de potentiel commerce Sud-Sud, au Ghana il y a une unité de fabrication locale de LBC /CFL.

Enfin, à titre d'exemple, à Labé, la tension était très basse, et cela a poussé l'équipe locale de EDG à sensibiliser la population pour qu'elle s'équipe en LBC. Cela a permis de créer de la marge aux transformateurs et donc a pratiquement fait disparaître les déclenchements aux heures de pointe (grâce à cette campagne le délestage rotatif a été supprimé depuis lors).

Enfin, au Ministère de l'Energie, il y a une « Cellule Efficacité Energétique » qui supervise et initie les actions de MDE.

4.2.9 Gestion de la Charge

La Gestion de la Charge consiste chez EDG en l'appel à effacement des gros consommateurs via une lettre qui leur est adressée par la Direction de EDG (lettre préparée par le service Communication).

Cette lettre demande au client industriel de procéder à un effacement partiel de sa charge durant une journée et des heures spécifiées : le plus souvent il s'agit d'évènements télévisés tels que coupe du monde de football.







4.3 Autres points spécifiques

A titre de contexte, il faut noter que sur le réseau EDG il y a chaque mois plus de 200 déclenchements MT dus à des courts-circuits (défauts homopolaires phase-terre: saison des pluies).

4.3.1 Elimination des points chauds

Pour le moment, la thermographie n'est pas appliquée chez EDG. Le service Mouvement d'Energie avait demandé un équipement permettant de visualiser les points chauds, mais n'a pas reçu l'approbation de la hiérarchie. Ainsi, EDG ne disposait ni de la formation ni du matériel jusqu'à ce qu'au mois d'août 2016, une caméra infra-rouge soit livrée. EDG va demander au WAPP si une formation est envisageable par échange d'expériences.

4.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Le remplacement des transformateurs n'est effectué que suite à des bris. A titre d'exemple, un transformateur datant de 1968 a fonctionné jusqu'en 2014. En 2014 il a été reconditionné en 4 mois, par remplacement de l'huile car il y avait de l'eau. EDG a réchauffé le transfo en utilisant le court-circuit, ce qui a permis une régénération de l'huile pour chasser l'humidité et recréer un niveau d'isolement.

4.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

Le remplacement des transformateurs se fait par pooling, mais il y a des cas avec deux transfos dans une cabine, en radial.

4.4 Type de réseaux MT pour la ville principale (Conakry)

Les chiffres suivants concernent 2015.

Type de réseaux MT

Lignes aériennes 639,24 km

Câbles souterrains 18 km (à Kaloum)

Type de réseaux BT

Lignes aériennes 1.778 km Câbles souterrains néant

Les 1778 km de réseau BT sont issus de 873 postes publics (ce qui représente 59% des 1457 postes MT/BT). Ils ont chacun environ 5 départs de 400 m en moyenne. Globalement il y a donc par poste de distribution 5 x 400 m soit 2 km de réseau BT.







4.5 Procédures applicables

4.5.1 Critères de planification

Lorsque le taux de charge d'un poste est très élevé (proche de 100 %), alors EDG procède au remplacement du transformateur. Les départs BT sont souvent limités à 300 m, donc la distance entre 2 postes est 600 m. Dans certains cas, il y a 500 m de distance entre deux postes. En BT les sections utilisées sont 70 mm² et 35 mm². Dans certains cas il reste du 16 mm² Alu aérien, qui devrait progressivement être remplacé par des sections supérieures lorsque le besoin apparaît.

4.5.2 Critères d'exploitation

EDG n'a pas mentionné de critère d'exploitation particulier à respecter en termes de tension ou niveau de charge. Le Niveau de pertes techniques totales en distribution n'est pas connu, mais il y a une étude en cours par Seureca sur PowerFactory.

Les 1457 postes MT/BT sont de deux types : 799 sur poteau et 658 en cabine.

Le nombre moyen de départs BT par poste de distribution est de 5, avec au maximum 8 départs par poste.

Maintenance : staff de 6 agences appelées « antennes », de 80 personnes chacune.

De plus, il y a:

- 2 antennes de 4 équipes de 4 personnes (soit 32 personnes)
- 4 antennes de 3 équipes de 4 personnes (soit 48 personnes)

4.6 Prévisions de charge

Au cours des années récentes, le taux de croissance a été important : l'accroissement de la consommation a été de 7 % de 2014 à 2015, en grande partie grâce à la mise en service du projet Kaleta (et à l'absence de compteur chez 95% des consommateurs).

4.7 Pertes totales en distribution

Pour réduire les pertes, la priorité est d'installer des compteurs. Pour faciliter la mise en œuvre d'un tel projet une Idée a été proposée³: faire évoluer le prix du forfait en procédant quartier par quartier. Ainsi, ceux qui ont demandé un compteur se verront facturés selon le comptage, tandis que les autres, au forfait, se verront facturés au prorata de ce que l'ensemble des consommateurs au forfait ont consommé. Très vite, les consommateurs au forfait se rendront compte que la facture effective augmente à leur détriment.

_



par M. Kam Si (WAPP)

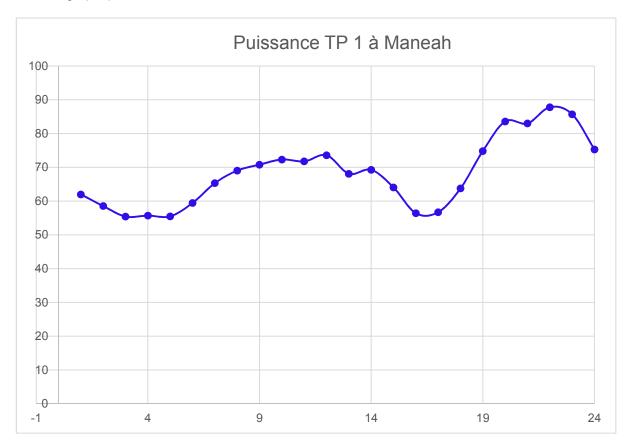




4.8 Courbe de charge journalière "typique" (24 valeurs)

Des relevés de charge sous format Excel ont été fournis par EDG pour plusieurs postes, et pour le mois d'août 2016, en l'occurrence : Maneah, Matoto, Hamdalaye, Fria, Kindai, Mamou, Kipé, Sonfoniah.

Par exemple, la courbe de Maneah pour le 1^{er} août indique un facteur de charge assez élevé (0,77) et donne le graphique suivant.



4.9 Schéma Unifilaire (SU)

Le SU est seulement disponible sous forme de carte SIG (voir Seureca).

Section des conducteurs

- MT aérien: Alu 34.4 mm², 54.6 mm², 93.3 mm², 112 mm², 148 mm².
- MT souterraine: Alu 240 mm²

Données des transformateurs

50 kVA, 100 kVA, 160 kVA, 250 kVA, 315 kVA, 400 kVA, 500 kVA, 630 kVA, 1000 kVA







4.10 Catalogue d'équipements standards et Coûts unitaires de Référence

Il n'y a pas chez EDG de catalogue d'équipements standard, mais quelques coûts typiques ont été fournis :

Réseau MT

- Ligne 148 mm² aérienne mixte avec BT 70 mm²: 37 000 euros/km
- Ligne 54 mm² aérienne mixte : 32 000 euros/km
- Ligne 30 kV mixte avec 54 mm²: 35 000 Eur/km

Réseau BT

- Ligne BT 70 mm²: 22 100 Euro/km,
- Ligne BT 35 mm²: 19500 Eur/km

En BT il y a de 1 à 5 consommateurs par poteau : les détails peuvent être demandés au service distribution d'EDG.

4.11 Autres réunions avec d'autres sociétés de distribution ? Autres aspects

Non, seulement au niveau transport, sauf une année, grâce au WAPP (Comité de Distribution et de Commercialisation: CDC).

5. Aspects environnementaux

Les points suivants ont été collectés sur base d'un entretien avec le chef du service environnement. <u>Transformateurs de distribution</u>

Un problème important actuellement est celui du PCB (PolyChlorureBiphényle) présent dans les vieux transformateurs.

A ce sujet, EDG fait partie d'un projet international basé à Dakar pour identifier et localiser ces transfos, pour ensuite les traiter. Pour les traiter, EDG fait appel à TREDI, société française qui fait l'élimination (traitement) des huiles concernées, notamment en revendant ces huiles à des cimenteries marocaines.

Il y des transformateurs dont l'huile contient potentiellement des PCB. Après analyse d'un échantillon de 146 transformateurs, 100 transformateurs n'avaient pas de PCB, tandis que 46 en avaient.

La procédure est telle que EDG fait des prélèvements d'un échantillon d'huile et qu'ensuite les analyses sont faites en France par TREDI.







Un indicateur qui s'avère pertinent est l'âge des transformateurs : les transfos fabriqués avant 1990 contiennent potentiellement des PCB.

Dans le parc existant, il y a toutes les marques de transformateurs. Au total, il y a probablement 2000 transfos dont 1457 à Conakry.

L'objectif est de respecter le Code de l'Environnement, lequel provient du Ministère de l'Environnement.

Le code de l'Environnement traite des deux points suivants :

- Milieu physique, biologies, paysage, milieu humain
- Impact du projet sur ces milieux

Les trois principaux types de projets :

- Barrages hydro-électriques
- · Centrale thermique
- Lignes
 - Soit interconnexion
 - Soit raccordement de localité (préfecture)

Le Code de l'Environnement concerne tout type de projet.

Pour EDG, les documents à prendre en compte sont les suivants :

- Arrêté de Méthodologie d'Application du Code de l'Environnement
- Code de l'Electricité
- Code de l'Eau (notamment important pour les barrages)
- Code Foncier (rural et urbain)
- Code de la Santé (ex : si lors de la création d'une retenue d'eau, il y a des risques de paludisme, il faut passer par le Ministère de la Santé)
- Code Forestier
- Code des Collectivités (pour si un projet touche des populations locales)

Le Ministère de l'Environnement a édité des textes récents :

- Sur la pollution atmosphérique
- Les produits chimiques : limites maximales d'exposition pour les produits chimiques dans les lieux de travail
- Rejet des eaux usées
- Inspection environnementale des installations industrielles et commerciales : audit avant mise en service

Ex : lors de la création d'un poste (ex : Hamdalaye), une équipe de EDG passe sur place et fait un constat de la situation avant travaux. Sont alors pris en compte et décrits : les problèmes d'espace, les précautions à prendre pour la sécurité du poste, sécurité des habitants environnants.

Il y avait des gens autour de l'ancien poste (construction informelle), EDG a donné 1 mois pour évacuer les lieux, puis EDG a fait construire une clôture. Il n'y a pas d'indemnisation car les constructions étaient informelles (sans permis de bâtir).







Lorsqu'il s'agit d'une grande installation, un bureau d'étude doit faire une étude d'impact et de gestion environnementale, dont un plan d'action de réinstallation (relocalisation). Pour ce faire, EDG commande au bureau d'étude un PGES : Plan de Gestion Environnementale et Sociale.

Dans le cas du poste de Hamdalaye, il n'y a pas eu besoin de PGES.

Le promoteur fait une notice du projet. Si le projet nécessite une EIAS, alors on l'envoie au Ministère de l'Environnement et le promoteur doit alors recrute un cabinet conseil. Lors de la remise du rapport au Ministère de l'Environnement, il demande un Certificat d'Etude Environnement.

Au Ministère, il y le Bureau Guinéen d'Etudes Evaluation Environnementales (BGEE), lequel peut fournir la liste des cabinets agréés. Certains promoteurs viennent avec leur cabinet : dans ce cas, pour que ce cabinet soit accepté, il faut qu'il bénéficie d'une notoriété internationale.

Autre exemple n°1: dans le cas de la Centrale Diesel ENDEAVOR (50 MW) prévue à Conakry, à la Tannerie, au km 20, le cabinet contracté est ERM, lequel est en effet reconnu internationalement.

Autre exemple n°2: Une compagnie américaine est venue pour installer un parc PV et EDG lui a donné des indications sur base des dispositions prévues par le Ministère de l'Environnement.

Pour résumer, EDG n'a pas de procédure propre à elle, mais se base sur les textes établis par le Ministère de l'Environnement. Par ailleurs, EDG a commencé à écrire des textes sur sa politique environnementale.

Le service environnement d'EDG est là pour vérifier que chaque projet soit conforme aux lois guinéennes.

6. Liste des personnes rencontrées

Les personnes rencontrées au cours de la mission sont les suivantes.

M. Kalidou Sankon, Chef Service Ingénierie, point focal du projet de réduction des

pertes en distribution (kalidousankon@yahoo.fr)

M. Mamadou OuryDiallo, Chef Service Technique - ME et Responsable SCADA

(<u>dialphamadou@yahoo.fr</u>, +224.622.59.88.07)

M. Abdoul Fataye Lanikpekoun, Chef Service Travaux (abdoulfataye1@yahoo.fr)

M. Diakité Bangalay, Chef Service Statistiques et Normalisation (diakban66@yahoo.fr)

M. Condé Ibrahima Sory, Chef Lutte Contre la Fraude, (ibrahimasoryconde@gmail.com)

M. Sekou Fofana, Chef Service Environnement (sekouyarougafofana@yahoo.fr)

M. Mamadouba M'mah Camara, Chef de Département Mesure des Performances

(mmacamara@yahoo.fr)

M. Sissoko Ibrahima, Chef Service de Formation

Mme Julie Douard, Direction Commerciale, (SEURECA, julie.douard@seureca.com)

Mme. Arlette, Communication

M. Adrien Coussy, Responsable SIG (SEURECA, adriencoussy@seureca.com)

M. Ousmane Condé (Assistant au Directeur de la Distribution)

M. Aboubacar Diakité, Chef du Département Travaux M. Bobo, Direction Production Transport

M. Mohamed Souma (courbes de charge)







Annexe n° 2.10

Rapport de visite EAGB







1. Introduction

La visite d'EAGB (Electricidade e Aguas da Guiné-Bissau) a eu lieu le 13 et le 14 octobre 2016. La liste des personnes rencontrées se trouve à la fin de ce document. Le consultant tient à remercier vivement le Directeur Général d'EAGB, M. Rene Barros, et les personnes d'EAGB qui lui ont fourni presque toutes les données et informations souhaitées. L'étude sur la « Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution » profitera beaucoup de ces informations.

EAGB est le gestionnaire du réseau de la ville de Bissau. Il y a des réseaux isolés dans le reste de la Guinée-Bissau. La Direction Générale de l'Energie est chargée de la gestion de ces réseaux.

A part les problèmes décrits ci-dessous, EAGB souffre d'un manque de capacité de production. La société estime qu'elle aurait actuellement besoin d'une capacité disponible de 30 MW pour Bissau, y compris 5 MW de réserve. La capacité disponible est cependant seulement de 12 MW. Les centrales sont des centrales diesel qui tournent au gasoil.

2. Pertes Globales

Le Tableau 1 montre l'estimation de l'évolution des pertes totales (techniques et non-techniques) dans la période 2006 – avril 2016. Les pertes sont estimées comme : 1 – ventes totales / production.

Tableau 1 : Evolution des pertes totales dans la période 2006 – avril 2016

		2006	2007	2008	2009	2010	2011
						2010	2011
Production nette	MWh	20,345	13,574	12,343	14,259		
Ventes totales	MWh	9,279	5,850	6,450	7,549		
Pertes	en % de prod.	54.4%	56.9%	47.7%	47.1%		

		2012	2013	2014	2015	2016 (1-4)
Production nette	MWh		22,937		63,653	24,334
Ventes totales	MWh		12,221		42,594	16,669
Pertes	en % de prod.		46.7%		33.1%	31.5%

Ce tableau montre que les pertes totales ont été très élevées jusqu'en 2013. Le niveau a beaucoup baissé depuis mais il reste encore élevé.

L'introduction des compteurs à prépaiement du type split qui a commencé à grande échelle en 2013 et est probablement le facteur décisif pour la réduction des pertes depuis 2013.

Les raisons principales qui expliquent que le niveau des pertes est toujours élevé sont :

- Il manque un recensement des consommateurs. Un recensement a été fait en 2013 par la SENELEC, mais n'a pas été exhaustif. Un véritable recensement conduirait à identifier plusieurs catégories de consommateurs :
 - des clients dont toutes données sont comme il faut,
 - des consommateurs qui ne sont pas des clients enregistrés chez EAGB (c'est-à-dire des branchements clandestins),







- des clients enregistrés mais pas (bien) relevés ou avec des compteurs défectueux ou manipulés,
- des clients dont l'installation présente d'autres anomalies.
- Le logiciel de gestion de la clientèle qui gère les clients qui ont un compteur post-paiement comporte plusieurs dysfonctionnements (logiciel SECURE) qui rendent la facturation très difficile. Les problèmes commencent avec la production des factures. Selon une statistique reçue d'EAGB, la société avait émis au total un peu moins de 12,000 factures en 2015. Basé sur le nombre d'abonnés, elle aurait dû émettre environ 13,000 factures par mois. Les clients MT et forte puissance dont la consommation est nettement plus élevée par rapport aux autres abonnés, ont toujours obtenu leurs factures tandis que la majorité des autres clients n'a pas été facturée mensuellement. Enfin, certains clients n'ont recu aucune facture en 2015. Les faiblesses du logiciel SECURE ont pour conséquence qu'une partie seulement des kWh relevés entrent dans les statistiques qui reflètent les kWh facturés. Il s'agit d'une part des kWh consommés par un client qui n'est pas facturé dans l'année, et d'autre part d'une partie des kWh des clients qui reçoivent une facture mais de temps en temps seulement. Ces factures reflètent les kWh relevés pour tous les mois couverts par la facture. Mais si, par exemple, la facture couvre quatre mois et est envoyée début février, la consommation d'octobre, novembre et décembre de l'année précédente n'est pas dans les statistiques de cette année. Ce problème n'existe pas pour le système utilisé pour les clients à compteur à prépaiement. Les statistiques « prépaiement » reflètent les kWh des crédits achetés. EAGB a informé le consultant qu'elle a trouvé des méthodes d'utilisation du logiciel SECURE qui ont amélioré la facturation mais le problème fondamental réside dans le fait que pour plusieurs fonctionnalités le logiciel ne permet pas de faire ce qu'il faut faire.
- Les statistiques d'EAGB montrent le nombre de contrats sans compteur. A la fin de 2015, ce nombre était de 6 200. Il s'agit des clients BT qui dans le passé ont reçu au moins une fois une facture d'EAGB, dont le contrat est toujours actif mais qui n'ont plus de compteurs pour des raisons diverses¹. Quelques-uns de ces clients continuent probablement de consommer de l'électricité. Mais comme ils ne sont pas facturés, leur consommation n'entre pas dans les statistiques de vente. Signalons dans ce contexte qu'il n'y a depuis plusieurs années plus de facturation au forfait. Un nouveau recensement, mais complet comme mentionné plus haut, devrait mettre en évidence la vraie situation de ces clients. Quelques clients seront dans la suite probablement retirés de la base de données parce qu'ils ne sont plus de clients. D'autres consommateurs, qui sont des clients actifs recevront un compteur à prépaiement split.
- La consommation pour l'éclairage publique n'est pas mesurée mais estimée. Selon EAGB l'estimation ne reflète pas la vraie consommation : elle est être largement trop faible. Les chiffres qui entrent dans les statistiques de vente sous-estiment donc la consommation.

En résumé, les trois sources principales des hautes pertes non-techniques sont les suivantes :

- le logiciel utilisé pour la gestion de la clientèle au post-paiement,
- l'absence d'une base de données qui inclut tous clients d'EAGB,
- l'absence de relève des consommations pour l'éclairage publique

Parmi les raisons qui expliquent une telle situation sont : (i) Le compteur a été enlevé parce qu'il était défectueux et un autre compteur n'a pas encore été installé. (ii) Le client a quitté la maison sans résilier son contrat. EAGB a constaté qu'il n'y avait pas de consommation durant plusieurs mois et a enlevé le compteur.







2.1 Contrôles des clients

Le contrôle des systèmes de comptage installés chez les clients est assuré par les agences. EAGB a 4 agences dont chacune a 4 agents de contrôle (techniciens).

Les contrôles se concentrent sur les abonnés MT et les abonnés BT « forte puissance ». Un abonné est classé comme étant un abonné « MT » si EAGB a installé un transformateur chez l'abonné. Les abonnés « forte puissance » ont deux compteurs ; un pour l'énergie active et l'autre pour l'énergie réactive.

EAGB a mentionné que les agents de contrôle ont besoin de formation et qu'il leur manque des outils appropriés.

2.2 Sanctions appliquées aux fraudeurs et incitations de rapporter un fraudeur

Si les agents d'EAGB constatent un cas de fraude, des photos sont pris et la police est appelée. Le fraudeur doit payer une pénalité et la facture de rappel qui reflète l'estimation de la consommation fraudée.

Il n'y a pas d'incitations à dénoncer un client qui est soupçonné d'être un fraudeur.

2.3 Compteurs à prépaiement

L'utilisation des compteurs à prépaiement a commencé en 2011.

Les compteurs à prépaiement sont de deux catégories : compteurs monobloc et compteurs de type split. Les compteurs monobloc sont des compteurs monophasé et triphasé. Les compteurs split sont tous des compteurs monophasés.

En 2011 et 2012, la plupart des compteurs étaient les compteurs monobloc, à partir de 2013 les compteurs installés ont tous été du type split. Aujourd'hui, 78% des compteurs à prépaiement sont des compteurs split. Le Tableau 2 montre le développement des contrats avec les clients².

Tableau 2 : Nombre de contrats à prépaiement en vigueur à la fin de l'année

	Fin 2011	Fin 2012	Fin 2013	Fin 2014	Fin 2015	Actuel
						Oct. 2016
Monobloc	13	2 858	3 821	4 069	4 295	4 386
Split	11	1 610	10 279	14 030	14 636	15 202
Total	24	4 468	14 100	18 099	18 931	19 588

Les valeurs ne sont pas identiques aux valeurs qu'on trouve dans les statistiques d'EAGB, lesquels montrent le nombre de contrats actifs. Il est étonnant que ces valeurs soient plus élevées. Fin 2015, EAGB avait 19 337 contrats actifs. Le Tableau 2 montre qu'au total 18 931 contrats étaient signés fin 2015.







Les compteurs à prépaiement sont installés chez les abonnés BT sauf les abonnés du secteur publique (ministères, administrations, écoles, hôpitaux, police, etc.) lesquels ont des compteurs post-paiement. Quelques autres abonnés BT comme les ambassades ont aussi des compteurs post-paiement.

EAGB a constaté au début quelques problèmes avec les compteurs à prépaiement. C'était notamment la mauvaise installation et la non-installation des coffrets qui était à l'origine des problèmes. La pluie a, par exemple, endommagé les systèmes de comptage des compteurs split qui étaient installés sur un poteau sans bonne protection

Peu de compteurs à prépaiement ont été installés depuis environ une année à cause de manque de compteurs en stock. Une commande de 12,000 compteurs de type split avec coffret a été faite auprès de ITRON, commande dont environ 1,000 sont arrivés récemment. Les autres compteurs devraient arriver bientôt.

L'absence des compteurs à prépaiement a conduit EAGB à installer des compteurs post-paiement chez des nouveaux clients. Cela explique l'augmentation des contrats post-paiement que les statistiques d'EAGB montrent depuis début 2016. Il est prévu de remplacer ces compteurs par des compteurs à prépaiement quand ils sont disponibles.

Les prix les plus récents des compteurs à prépaiement et des coffrets sont :

- Prix des compteurs split, monophasé, sans coffret : 28 Euros³
- · Prix des coffrets

8 sorties 90 Euros 4 sorties 43 Euros 2 sorties 31 Euros 1 sortie 22 Euros

L'installation des compteurs à prépaiement est sans charge pour le client. Si l'installation ne peut pas être réalisée à cause de manque de coffrets, le client peut acheter le coffret à ses frais sur le marché. Selon EAGB, le prix serait d'environ 15 000 FCFA (≈ 23 Euros).

A titre d'information : Le prix d'un compteur post-paiement, triphasé, est de 45 Euros sans coffret. Le coffret coûte 33 Euros.

Les clients avec compteur à prépaiement payent le même tarif que les clients post-paiement. La prime fixe qui est à payer chaque mois est facturée quand le client achète de crédit la première fois dans le mois. S'il revient durant le mois pour acheter plus de crédit, la prime fixe n'est pas appliquée. S'il le client laisse, par exemple, dépasser deux mois avant d'acheter de nouveau de crédit, la prime fixe pour le mois durant lequel il n'a pas acheté de crédit est ajoutée.

Les statistiques d'EAGB montrent le recouvrement des arriérés des clients au prépaiement. Les arriérés datent de la période quand l'abonné avait un compteur post-paiement. Pour collecter les arriérés, au moins 25% du montant du crédit est utilisé pour le paiement des arriérés.

Il s'agit du prix du modèle 2. Un autre modèle ne coûte que 21 Euros.









2.4 Mesures permettant la bonne gestion du réseau

La bonne gestion du réseau nécessite le recensement du réseau et de la clientèle, le rattachement des clients au poste de départ, un logiciel de gestion de la clientèle qui inclut ces données et l'installation des compteurs dans les postes de départ. Cela permet de comparer l'énergie injectée par les départs avec l'énergie facturée aux clients desservis par le départ. Si la comparaison montre des hautes pertes, EAGB peut aller dans la zone desservis par les départs pour identifier les raisons de ces pertes et réaliser des mesures de correction.

2.4.1 Géoréférencement du réseau

Le géoréférencement du réseau vise à obtenir une carte électronique du réseau avec les coordonnées géographiques des postes et poteaux.

Le géoréférencement du réseau MT et BT était fait par EAGB entre mars 2015 et mai 2016 avec l'assistance initiale de SEURECA. Le groupe qui a réalisé ce géoréférencement était au début composé par un informaticien (Chef), un coordinateur, deux dessinateurs et deux électriciens. Cinq personnes ont été ajoutées plus tard. Ce travail avait lieu 6 jours par semaine. Au total, 111 postes ainsi que les poteaux sur 23 km de ligne MT (10 kV) et les poteaux des 301 km de ligne BT ont été recensés. Les coûts de cette opération ne sont pas connus. EAGB a montré la carte électronique du réseau (logiciel ARC Map) au consultant.

2.4.2 Recensement de la clientèle et rattachement des clients au départ BT

L'objectif du recensement de la clientèle est d'obtenir une liste de tous clients d'EAGB avec leurs coordonnées géographiques (GPS) et d'autres paramètres qui sont d'importance pour la facturation et la planification. Les informations à collecter devraient permettre de déterminer à partir de quel poste BT chaque client est desservi. Le recensement devrait aussi couvrir les clients potentiels d'EAGB, c'est-à-dire les ménages, industries etc. qui ne sont pas encore des clients d'EAGB.

Le recensement de la clientèle est un besoin de haute importance. Un plan pour décider comment organiser le recensement n'existe pas encore et, par conséquence, non plus l'estimation de ses coûts.

2.4.3 Installation des systèmes de comptage dans les postes

Six compteurs électroniques sont actuellement (mi-octobre 2016) installés dans 6 postes parmi les 117 postes d'EAGB. Les compteurs enregistrent la puissance active et réactive, les kWh et les kVArh. Le prix de ces compteurs est entre 1 212 et 1 344 Euros.

2.5 Tarifs et prix moyen facturé

Les tarifs en vigueur depuis 1997 sont joints en annexe du présent document.







Le prix moyen facturé était en 2015 d'environ 193 FCFA/kWh (≈ 0.30 Euros/kWh). Il s'agit du prix hors TVA de 15% qui est ajouté sur chaque facture.

2.6 Coûts de revient

Manquent encore.

2.7 Taux de recouvrement (taux d'encaissement)

Les statistiques d'encaissement que le consultant a obtenu d'EAGB ne permettent pas de distinguer les encaissements liés à l'eau de ceux liés à l'électricité.

Une estimation du taux d'encaissement est obtenue en divisant le montant total encaissé (eau et électricité) par le montant total facturé (eau⁴ et électricité). Cela donne pour 2015 un taux d'encaissement de 90%.

Un rapport de SEURECA de 2014 mentionne que le taux de recouvrement était en 2013 de 73%. Le taux de l'Etat était de 44% et celui des privés 98%⁵. Le faible taux était donc dû au fait que l'Etat n'avait réglé que 44% de ses factures. EAGB a informé le consultant que le paiement par l'Etat s'est amélioré ce qui explique que le taux global a été nettement plus élevé en 2015 (90%).

Il convient de noter le mode de paiement des abonnés du secteur publique. Les ministères, administrations, écoles, station de police, campes militaires etc. ont des compteurs post-paiement qui sont relevés une fois par mois. Sur la base des kWh relevés et d'un montant forfaitaire pour l'éclairage public, EAGB envoie une facture au Ministère des Finances. Le Ministère transfère aux comptes d'EAGB un montant fixe chaque mois. Selon les statistiques reçues, le montant est depuis janvier 2015 de 350 000 FCFA/mois. Le montant est dit d'être inférieur au montant qui serait à payer sur la base des kWh relevés et l'estimation des kWh consommés pour l'éclairage publique (cette estimation sous-estime la consommation réelle).

Signalons dans ce contexte un problème du logiciel SECURE. Il arrive que si un client présente une facture à la caisse d'EAGB, la facture n'appartient pas dans le système. Le client doit dans ce cas aller à une banque pour payer la facture et ensuite retourner à la caisse pour présenter la confirmation de paiement de la banque.

2.8 Formation

Il n'y a pas encore eu de cours de formation pour former les agents à la détection des diverses méthodes de fraude pour qu'ils puissent les détecter.

Une telle formation est jugée importante par EAGB. Elle devrait être tenue en langue portugaise ce qui empêche probablement la réalisation dans les centres de formation qui existent dans d'autres pays d'ECOWAS.

Source: SEURECA, Rapport d'avancement trimestriel n° 2, Juin 2014, p.35.





En 2015, les factures pour la consommation d'eau comptaient pour 9% du montant total facturé pour eau et électricité.





2.9 Résumé

Les pertes totales (= pertes techniques plus pertes non-techniques) d'EAGB sont élevées. En 2015, elles s'élevaient à 33% de la production nette.

Les pertes ont beaucoup diminué depuis 2013. Cette année-là, elles étaient de l'ordre de 47%. La réduction est probablement due à l'installation des compteurs à prépaiement du type split. Les raisons principales pour le fait que les pertes sont toujours élevées sont :

- a) Le logiciel SECURE qui est utilisé pour la gestion de la clientèle au post-paiement a beaucoup de faiblesses importantes. Il ne permet pas la facturation mensuelle de tous clients. Beaucoup de clients ne reçoivent pas de factures chaque mois et quelques-uns n'en reçoivent aucune dans l'année. Les kWh vendus qui entrent dans le calcul des pertes, reflètent les kWh facturés. Les faiblesses du logiciel SECURE ont pour conséquence que pas tous kWh relevés entrent dans les statistiques.
- b) La base de données d'EAGB n'inclut pas tous les clients et ne reflète pas la vraie situation de tous clients enregistrés.
- c) Il n'y a pas de relève d'éclairage public. La consommation pour l'éclairage public est estimée mais cette estimation sous-estime (beaucoup) la vraie consommation.

A cause de ces raisons, il n'est pas possible d'estimer quelle partie des pertes non-techniques est due à la fraude. Il se peut bien que cette partie soit (nettement) plus faible que la partie qui est due à l'omission des consommations dans les statistiques. Les pertes sont en tout cas plus faibles que la valeur qui résulte de l'exploitation des statistiques d'EAGB.

Il est évident qu'il faut faire les actions suivantes pour améliorer la situation d'omission des consommations :

- Remplacement du logiciel SECURE⁶.
- Recensement complet des consommateurs.
- Les statistiques de vente doivent refléter la vraie consommation pour l'éclairage public, même si cette consommation est facturée par un forfait comme c'est le cas actuellement.

Le recensement des consommateurs devrait fournir les coordonnées géographiques (GPS) et d'autres paramètres qui sont d'importance pour la facturation et la planification. Les informations à collecter devraient aussi permettre de déterminer de quel poste BT chaque client est desservi.

L'intégration de ces données dans la base de données utilisée par le logiciel de gestion de la clientèle et l'installation de compteurs dans tous les postes de départ, permettra la comparaison de l'énergie injectée par les départs avec l'énergie facturée aux clients desservis par le départ. Cela permettra d'identifier les zones où les pertes totales dépassent beaucoup le niveau général des pertes techniques. Les visites sur terrain devraient identifier les causes et les mesures à réaliser pour réduire les pertes

Autres mesures pour réduire les pertes sont :

Il est entendu qu'EAGB a reçu une offre de 500 – 600 millions de FCFA pour l'installation d'un bon logiciel. EAGB n'a pas le budget pour financer cet investissement.







- Continuation de la politique d'installation des compteurs à prépaiement split.
- Formation des agents chargés des contrôles à la détection des diverses méthodes de fraude pour qu'ils puissent les détecter.

3. Pertes Techniques

3.1 Introduction

L'objectif des visites des sociétés concernant les pertes techniques est principalement de collecter les documents qui permettent le calcul des pertes techniques de ces sociétés, du moins dans la capitale. Ces documents ont pu être collectés dans la mesure de leur disponibilité : il s'agit de schémas unifilaires, de mesures de charge, de courbe de charge, et de listes ou catalogues d'équipements utilisés par la société de distribution. Contrairement aux actions de réduction des pertes **nontechniques** (ces actions diffèrent sensiblement d'une société à l'autre), les actions de réduction des pertes **techniques** sont plus connues, standardisées et s'apparentent, pour la plupart, à celles de la planification.

Dès lors, les paragraphes qui suivent ont comme objectif d'indiquer pour chaque action si elle est ou non mise en œuvre par la société de distribution

Logiciel d'études de réseau (si utilisé)

Il y a le logiciel NEPLAN mais seulement pour éditer le réseau: il faut acheter des modules de calcul

Mesures effectuées : généralités (mesures en temps réel, campagnes de mesure...)

Il n'y a pas de comptage ni de mesures en distribution. Il n'y a pas non plus de protections en distribution : en cas de défaut, c'est le groupe qui déclenche. Sur 43968 clients: dont 19329 en prépaiement, 2725 sans compteur pour le moment (forfait), le reste, soit 21914 clients, est en post-paiement.

Des campagnes de mesures sont effectuées à l'aide d'un appareil Chauvin Arnoux PEL 103 (un exemplaire est disponible). Cet appareil est utilisé pour effectuer des mesures de I, U, P, Q, S pendant une journée de 24h: cet appareil a été acquis en 2016, et il est prévu de l'utiliser 2 fois par an, sur les quelques 111 postes.

Postes source et départs MT

Il n'y a pas de mesures ni comptage en tête de départ.

Postes de distribution et départs BT

Nombre de postes : 111 dont 29 privés et 82 publics (74 en cabine et 8 sur poteau).

Détail selon le niveau de tension :

En 10 kV/BT : 89 postes dont 20 privés, 69 publics (61 en cabine et 8 sur poteau)

En 6 kV/BT : 22 postes dont 9 privés, 13 public (tous en cabine).







Comptages

En tête de départs MT primaires (p.ex. 33 kV) non En tête de départs MT secondaires (p.ex. 15 kV) non

Mesures

En tête de départs MT primaires (p.ex. 33 kV) non En tête de départs MT secondaires (p.ex. 15 kV) non

Mise en relation de la BD clientèle avec la BD "réseau de distribution" afin de que les calculs de réseaux soient synchronisés aux valeurs de la demande de pointe en kW.

Un système d'Information Géographique (SIG) a été installé : il couvre le réseau MT, mais pas le réseau BT. Il s'agit d'un projet développé par Seureca, suite à une campagne de géo-référencement des installations MT. Le projet a laissé deux GPS à disposition d'EAGB. Il n'y a pas de mise en relation avec la BD clientèle. Il y a un besoin de formation sur ArcGIS et de 2 GPS additionnels.

3.2 Actions mises en œuvre pour la réduction des pertes techniques (dans le cadre de la planification)

3.2.1 Introduction de Bancs de condensateurs

Il n'y a pas de condensateurs sur le réseau d'EAGB, sauf au niveau de quelques postes privés. Cette situation peut se comprendre dans le sens où la centrale étant dans la ville, elle produit elle-même les Mvars qu'aurait produit un éventuel banc de condensateurs au poste source (ce dernier étant le poste de la centrale). Par ailleurs, les facteurs de puissance s'avèrent être en moyenne de l'ordre de 0,9, ce qui est une valeur assez classique ne permettant probablement pas de rentabilité pour une action d'installation de condensateurs

3.2.2 Remplacement de conducteurs

Le réseau MT est essentiellement souterrain, et donc ne se prête pas bien à l'idée d'un remplacement de conducteurs : il n'y a encore jamais eu d'action de remplacement de conducteur sur le réseau souterrain.

Pour la partie aérienne du réseau, elle est en section 148 mm² depuis toujours et n'a donc jamais fait l'objet d'un remplacement non plus. Cependant, les niveaux de charge qui seront atteint sur le réseau MT après mise en service de la nouvelle centrale (15 MW) ne sont pas connus : il n'est pas exclu que certains renforcements deviennent nécessaires.

3.2.3 Fractionnement de départs et création de nouveaux départs

Les actions de reconfiguration de départs se font plus régulièrement que les autres types d'actions. Il n'y a par contre, pas de câbles de secours dans le réseau existant, pas de possibilité de configuration permettant la reprise de service lorsqu'un tronçon est en défaut.







3.2.4 Introduction de nouveaux postes (source ou de distribution)

Un nouveau poste source "Bor" est prévu dans le cadre de la future centrale de 15 MW, pour 2020. Concernant les postes de distribution, il n'est pas prévu de recourir au concept « MVDS » de petits transformateurs proche de la charge.

3.2.5 Transformateurs à haut rendement

La position d'EADG est de considérer que la comparaison n'a pas très utile car les transformateurs standard ont déjà des pertes faibles.

3.2.6 Rééquilibrage des phases sur départs BT

Pour le moment il n'y a pas d'attention portée au déséquilibre des phases. Dans le futur, cela sera fait, probablement une fois par an.

3.2.7 Positionnement optimal des points de séparation

Il n'y a pas d'optimisation faite.

3.2.8 MDE

Cette action est menée par le Ministère de l'Energie. Il y a par exemple un remplacement des lampes à incandescence par des tubes fluorescents dans tous les bâtiments publics⁷.

Dans l'éclairage public, il y a le remplacement de lampes de 250 W par des lampes qui consomment moins.

La politique du Ministère de l'Energie va vers :

- un accord avec une firme chinoise pour la fourniture de lampes CFL (l'accord n'est pas encore finalisé)
- des actions pour informer le public : Affichage, flyers et spots publicitaires, dont plusieurs ont été diffusés comme prévu.

3.2.9 Gestion de la charge

La gestion de la charge se fait par délestage : il n'y pas de contrats de charge interruptibles, pas d'arrangement avec les industriels.

Ces lampes et tubes fluorescents sont installés par une société du Togo.









3.3 Autres points spécifiques

3.3.1 Elimination des points chauds

Il n'y a pas d'analyse thermographique effectuée chez EAGB.

3.3.2 Remplacement des transformateurs âgés

Un transformateur n'est remplacé que s'il brûle ou s'il surchauffe.

3.3.3 Remplacement de transformateurs de distribution avec élévation de la puissance nominale

Le remplacement de transformateurs est effectué par un « pooling » des transformateurs (gestion du parc de transformateurs en les échangeant selon l'évolution de la charge à chaque poste de distribution).

3.4 Types de réseaux pour la ville principale (capital)

Type de réseaux MT (Pour la société de distribution entière)

Lignes aériennes

10 kV : 23 km6 kV : 0 km

Câbles souterrains

10 kV : 54 km6 kV : 46 km

Type de réseaux BT

EAGB a fourni la description du réseau BT de Cuntum (poste 49): Conducteurs du réseau sont de section 70 mm² aérien et 16 mm² éclairage public. Sauf dérivations en 50 mm².

Lignes aériennes : 301 km (87,5%)Câbles souterrains : 43 km (12,5%)







3.5 Procédures applicables

3.5.1 Critères d'exploitation

Il n'y pas de critère de tension : un renforcement n'est initié que sur base de (futures) surcharges. Sur certains départs BT assez longs (1 km à 1,5 km), la tension peut en effet être faible.

3.5.2 Niveau de pertes totales en distribution

Les pertes totales sont évaluées à 32 %

Nombres de postes MT/BT: 111

Nb de transfos 10kV/BT: En 10 kV/BT: 89 dont 20 privés. Pour les 69 publics, 61 sont en

cabine et 8 sur poteau

Nb de transfos 6kV/BT en 6 kV/BT: 22 dont 9 privés, 13 public en cabine et 0 publics sur

poteau

Nombre moyen de départs BT par poste de distribution 4

Nombre de transfos gérés par personne 20 personnes pour la MT et 25 pour la BT

3.5.3 Prévisions de charge

Il n'y a pas de prévision de charge disponible. Compte tenu de la forte demande non satisfaire, le plan de production future prévoit tous les trois ans une croissance de 4 MW.

Pertes totales en distribution voir les feuilles de bilan : 32 %

Courbe de charge journalière "typique" (24 valeurs)

La courbe de charge a été fournie au consultant.

3.5.4 Données du Réseau

Le schéma Unifilaire a été fourni au consultant.

Section des conducteurs

MT aérien : 148 mm²,

MT souterrain: 150 mm² et quelques-uns de 240 mm²

Données des transformateurs

250, 315, 400, 630, 1000 kVA en cabines et 100 kVA aériens







Autres données

Selon la campagne de mesure, il y aurait une pointe d'environ 22,768 MVA soit 20,5 MW en supposant un pf = 0,9.

3.5.5 Catalogue d'équipements standards et Coûts unitaires de Référence

- Câble torsadé BT aérien 4x70 mm² + 16 mm² : 3713 FCFA/m
- Câble MT 3x150 mm²: 18 000 FCFA/m

Pour chaque nouveau consommateur qui veut se brancher, comme EAGB n'a pas de stock, EAGB indique au consommateur les spécifications et le prix est obtenu par le consommateur auprès du fournisseur BiElectric. Ensuite le consommateur commande lui-même le matériel. En BT, il y a en moyenne 5 à 15 consommateurs par poteau.

3.5.6 Autres réunions ou projets avec d'autres sociétés de distribution

Il y a eu des projets menés pour bénéficier de la collaboration des sociétés suivantes :

- SENELEC en 2005 : mesures de charges
- EDP (Electricao de Portugal) en 2015 aide à la recherche de défauts sur câbles souterrains.

4. Liste des personnes rencontrées

Rene BARROS, Directeur Générale, (+245 955 316 160, <u>rbarros58@hotmail.com</u>)

Mario SANCA, Directeur des Etudes, Projets et SIG (+245.955.93.87.83 et

+245.966.87.55.22, msanca@hotmail.com)

Ribamar FERREIRA, Directeur de Distribution BT, (+245.955.28.30.20,

+245.969.10.25.67, rinefer@gmail.com)

Adulai DJALO, Directeur Informatique, (+245.955.24.22.36

batule178@hotmail.com)

Alexandre TANARES, Direction des Etudes, Projets et SIG (+245.966.68.74.49 et

955.94.68.38 <u>alexandretavares72@gmail.com</u>)

Lually DASILVA Direction Commerciale, 955.95.74.74 <u>lually dasilva@hotmail.com</u>)

Carine BIOTE (966.25.25.83 <u>carineexfofa10@hotmail.com</u>)

Edinho Constantino ALMEIDA, Direction Informatique, +245.997.84.43 et +969.10.24.24

dinhayzes@gmail.com, dinhayzes@hotmail.com)







ANNEXE - TARIFS D'EAGB

EAGB	Grille Tarifaire du 26 mai 1997	Indice de la val	eur 1/4/97
Tarif ho	ors TVA (15%)	Unité	TARIF FCFA
Electricité			1017
Tarifs Normaux (usage génér	al)		
BT Tarif Normal	•		
Prime Fixe er	n Monophasé/mois	Point de livraison	3 649
Prime Fixe er	n Triphasé/mois	Point de livraison	21 892
	<=200kWh/mois	kWh	128
2ème tranche	e >200kWh/mois	kWh	245
MT Tarifs Moyenne Tension			
Prime Fixe pa	ar kVa installé /mois	Point de livraison	5 838
Active heures	pleines	kWh	128
Option Active heures creuses	(de 0 à 8h)	kWh	102
Réactive au d	le-là de 0,75% Active	kVARh	38
Tarifs Spéciaux			
BT Tarif Social Mono	ohasé		
Prime Fixe /m	nois	Point de livraison	920
1er tranche	<= 50kWh/mois	kWh	81
2ème tranche	e >50 et <=200kWh/mois	kWh	161
3ème tranche	e >200kWh/mois	kWh	322
BT Tarifs Entreprises et Com	marcas		
•	n Monophasé/mois	Point de livraison	41 388
	n Triphasé/mois	Point de livraison	197042
Active heures	•	kWh	161
Option Active heures creuses	•	kWh	129
•	le-là de 0,75% Active	kVarh	48
Agua	,		
Prime Fixe /m	nois	Point de livraison	591
Tarif forfait<=	30m3/mois	m3	131
Tarif forfait >	30m3/mois	m3	205
1er Tranche	e<=30m3/mois	m3	131
2ème Tranch	e > 30m3/mois	m3	205
Bornes fontai	nes	m3	131

CPA0697X.XL27/05/1997

Taux d'exchange CFA/PG

Taux d'exchange PTE/PG : : au marché informel



217

65





Annexe n° 2.11

Mission report Nawec (The Gambia)







1. Introduction

The visit of NAWEC (National Water and Electricity Company) took place on October 17, 18 and 19. The consultant would like to sincerely thank Mr. Ousman Njie for the excellent organization of the visit and all of NAWEC's staff for the provided information and data which will be of substantial benefit for the Loss Reduction Study. The list of the persons met can be found at the end of this report.

NAWEC's service area covers the Greater Banjul Area and six isolated grids in the provinces. NAWEC has currently about 148,000 customers, approximately 85% thereof in the Greater Banjul Area and 15% in the provinces. A World Bank Report of April 2016 mentions that 40% of the population in the Greater Banjul Area and 94% in the provinces do not yet have access to electricity¹. NAWEC's foremost problem is the shortage of production capacity. The installed capacity in the Greater Banjul Area is about 89 MW (Kotu 41.4 MW, Brikama I 38.4 MW, Brikama II 9.0 MW) of which only 63 MW are available. In 2017, 11 MW will be added at Kotu. Construction works are ongoing.

2. Non-Technical Losses

2.1 Total losses (technical and non-technical)

Table 1 shows the estimated total losses (technical + non-technical). Losses are given by the difference between energy production and sales. As can be seen, losses have been high, amounting in recent years to about 22% of gross energy production.

Table 1: Development of energy production, sales and losses in the period 2010 – May 2016

Gross Energy Production	on	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 end May
Greater Banjul Area	MWh	235,227	239,071	236,933	244,143	258,482	243,875	117,986
Provinces	MWh		11,734	8,584	7,063	7,910	49,046	4,451
Total	MWh	235,227	250,805	245,517	251,206	266,392	292,921	122,437
Sales								
Prepaid	MWh	74,464	83,853	102,489	114,609	122,572	142,581	60,451
Conventional	MWh	113,553	92,159	83,764	68,234	71,314	70,161	27,605
Conven. Local Author.	MWh		6,022	4,416	4,805	4,236	4,106	
Own consumption	MWh		7,700	16,342	7,743	11,165	9,071	3,630
Total	MWh	188,017	189,734	207,011	195,391	209,287	225,919	91,685
Losses	% of prod	20.1%	24.3%	15.7%	22.2%	21.4%	22.9%	25.1%

Comment: The high own consumption in 2012 (16,342 MWh) was said to be probably wrong.

NAWEC informed the consultant that the own consumption includes the consumption of the plants' auxiliaries, the electricity consumption in NAWEC's premises and the consumption of water boreholes.

The consultant has some doubts that the consumption of the plants' auxiliaries is included. The own consumption of HFO and gasoil fueled diesel engines typically in the order of 4% of gross generation

Report PAD1375, April 19, 2016, page 3.









unless the engines are new ones which does not apply to NAWEC's generation units. When calculating with 4% for the consumption of the plants' auxiliaries, the resulting own consumption exceeds in 2011, 2013, 2015 and 2016 (until end of May) the own consumption reported in NAWEC's statistics. That finding suggests that the consumption of the plants' auxiliaries is probably not included in NAWEC's "own consumption statistics". If not and deducting 4% from gross generation, losses would have been about 19% in recent years.

Summarizing: NAWEC's technical and non-technical losses have in recent years been between 19% and 24% of the production sent into the distribution networks. Whether they were rather 19% or 24% depends on what is included in NAWEC's "own consumption statistics".

That said, even losses of 19% are much higher than unknown technical losses which means that non-technical losses are high. As follows from the paragraphs below, theft and faulty meters are considered the main reasons for the non-technical losses. Errors in NAWEC's statistics may also have a non-negligible impact. Most errors which the consultant found in NAWEC's statistics tend to rather increase the losses a bit.

2.2 Control

The Revenue Protection Department has the task to decrease losses resulting from theft and fraud.

The Department has an Inspection Unit with 26 staff in charge of the electricity sector (13 for water). Inspections are carried out by 19 of the 26.

Table 2 shows that a large number of meters has been inspected annually in recent years and the number of anomalies found.

Table 2: Meters inspected and anomalies detected in the years 2013, 2014 and 2015

	2	2013	2	014	2	015
Meters inspected - Prepaid - Conventional		9,231 ,134		,306 354		
Anomalies detected - By-pass	Number 64	MWh 176.5	Number 45	MWh 96.5	Number 56	MWh
- Illegal connection (1) Fees charged (1000 GMD)	42 See co	1,063.2 mment (2)	26 2,	78.9 288	51 3,	125
Fees paid (1000 GMD)	b	elow	2,	335	3,	015

⁽¹⁾ Includes tampered meters

Compared to the number of inspected meters, the number of meters with anomalies was very small; less than 0,5%. The agents who inspected the meters may not have detected all cases of fraud but the conclusion drawn from these results is that only a small portion of customers commits fraudulent acts.



⁽²⁾ Amounts shown in the 2013 statistics are most likely wrong: charged 8,432 (1000 GMD), payment 11,594 (1000 GMD).





Controls are also carried out at night, in particular on Fridays and Saturdays, at bars, night clubs and other customers who, by experience, are prime suspects for theft of electricity.

Cross-checks of the readings reported by the meter readers are done if the reported consumptions deviate significantly from past values. NAWEC currently employs 63 meter readers in the Greater Banjul Area. The meter readers read the electricity and water meters.

2.3 Installation of smart meters at large consumers

In October 2015, NAWEC installed smart meters at 15 of its largest customers in the Greater Banjul Area. The system allows NAWEC to read various parameters from the distance (NAWEC's headquarters) and a signal is received if the customer tries to tamper the meter. The comparison of the consumption before and after the installation revealed that 95% of the meters show an increase in consumption by more than 50%. While a portion of the increase may be due to increased economic activities, the large increase indicates that many meters were tampered before the smart meters were installed. NAWEC has ordered another 22 smart meters. The cost of a meter is 673 US\$ net of taxes.

The platform used for the communication system cost NAWEC 10,000 US\$. The annual license fees are 2,500 US\$.

2.4 Faulty meters

NAWEC also informed the consultant that many conventional meters are old and not recording the consumption properly. NAWEC's experience is that almost all faulty meters underestimate the true consumption. Calibration of all meters and the replacement of faulty meters thus promises to reduce losses. NAWEC has currently 309 meters on its list of faulty meters. Most meters are conventional meters but some prepaid meters are also on the list. In 2013, 3,583 meters were replaced, in 2014 only 166. Shortage of prepaid meters has prevented NAWEC since 2015 to replace all faulty meters (The recently arrived 1,000 meters shall be installed at new customers.)

2.5 Sanctions

2.5.1 Customers who committed acts of fraud

If a customer is found to have committed an act of fraud, his electricity supply is cut off. The meter is taken away and in some cases, even the service wire is dismantled. Intelligence officers are called if the customer (violently) resists being cut off.

A customer who has committed a fraudulent act has to pay:

- A penalty of 6,000 GMD.
- Investigation fees of 4,000 GMD.
- The bill for the estimated consumption that was stolen.

The penalty and the investigation fees are independent of the customer's tariff category and his consumption profile. Both large and small consumers pay the same amount (10,000 GMD).







The estimate of the stolen consumption is based on the customer's appliances and his consumption in the past. The bill can cover periods of up to 2 or even 3 years. The customer's ability to pay is taken into consideration when fixing the bill.

The customer is only reconnected if the total amount has been paid in full.

2.5.2 Personnel of NAWEC involved in acts of fraud

If agents of NAWEC are found to have been involved in fraud, a Disciplinary Committee decides on the penalty. The penalty depends on the severity of the case. Their employment contract is normally suspended without pay for some months. In severe cases, the agent is fired.

2.6 Incentives to report fraud

NAWEC's agents who detect fraud, receive a bonus of 50% of the penalty and investigation fees the customer has to pay.

If a person who is not an employee of NAWEC reports a suspected case of fraud and it turns out that he is right, he receives a percentage of the customer's penalty and investigation fees. The percentage is said to be about 20% which translates into 1,000 D (\approx 20 Euros). The amount is then deducted from the bonus which NAWEC's agents receive.

It is rather rare that suspected fraud is reported. In 2015, less than 10 cases were reported.

2.7 Prepayment meters

The installation of prepayment meters started around 2000. Nowadays, about 86% of NAWEC's customers have prepaid meters.

At the beginning, split meters were installed. But as it turned out to be difficult to install the meter far away from the customer's premise (a serious problem in apartment blocks as the number of meters exceeds what can be installed on the nearest pole), this policy was later abandoned. Since 2010, no more split meters have been installed.

Customers with prepayment meters include all tariff categories: domestic, commercial, agriculture, local authorities, central government, maximum demand. It is NAWEC's policy that, with few exceptions, all customers have prepayment meters. The exceptions are mainly most maximum demand customers, hospitals and the security sector (army, police). Maximum demand customers shall be equipped with smart meters which allow communication from the distance.

New customers in the Greater Banjul Area have to pay 6,500 GMD for the installation of a single-phase meter and 22,000 GMD for a 3-phase meter. In the provinces, the amounts are 4,000 (single-phase) and 15,000 (3-phase). The amount covers the cost of the meter, the cost of all accessories and the installation cost.







If conventional meters are replaced by prepayment meters, the replacement is free of charge for the customer.

The recent order of 23,000 prepaid meters (1,000 of which have already arrived) has been prefinanced by the Islamic Bank. The loan is repaid from the payments new customers have to make when the meter is installed.

Prepayment meters do not record the consumption if the voltage is too low. As NAWEC has problems to keep the voltage stable, that could have a non-negligible impact on the non-technical losses.

There is no difference between the prepayment tariff and the tariff paid for conventional credit meters; see the Table 3 below.

2.8 Customer – transformer assignment and installation of meters in transformers

NAWEC already started determining from which transformer a client is served. About 10 people are said to do the exercise, working 4 days a week. The project is largely finished in the Greater Banjul Area. The GPS coordinates of the customers have not been taken during the exercise. It is understood that the transformer information is included client data base. The data base can thus be queried to see which customers are served by a certain transformer.

NAWEC has about 440 transformers in the Greater Banjul Area. NAWEC's estimate is that about 10% of the transformers are equipped with metering devices, many of which are not working because of age or wrong handling. NAWEC mentioned that training would be needed to properly install the meters and to properly handle them during maintenance and other works on the transformer.

Installing meters is considered a priority action to reduce losses as it would enable to identify zones with high losses.

2.9 Tariffs and supply costs

The currently applied tariffs are shown below. VAT of 15% is added to the bills except for domestic and agriculture customers.

Based on data provided by NAWEC, the average price paid in 2015, excluding VAT, is estimated at 11 Dalasis per kWh (≈ 0.28 US\$/kWh at the 2015 average annual exchange rate of 38.6 Dalasis/US\$). A World Bank Report of April 2016 mentions average supply cost of US\$ 0.50/kWh². The tariffs are thus far below the supply costs.

Report PAD1375, April 19, 2016, page 4. The report mentions an estimated average tariff of 0.35 US\$/kWh. The tariff is likely to include VAT which is



_





Table 3: Tariffs in place since February 1, 2015

Customer	Consumption Range (kWh)	Tariff for credit meter (Dalasi/kWh)	Tariff for prepayment (Dalasi/kWh)
	0 - 300	10.14	
Domestic	301 – 600	10.49	10.14
Domestic	601 – 1000	10.77	10.14
	Balance	11.54	
Commercial		10.90	10.90
Hotel/Club/Industries		11.65	11.65
Agriculture		10.14	10.14
Area Councils		10.90	10.90
Central Government		10.90	10.90

2.10 Collection efficiency

A generally low collection efficiency is a severe problem for NAWEC. The data obtained from NAWEC on the collected amounts do not separate between electricity, water and sewerage. The collection efficiency which results from dividing the collected amounts by the billed electricity, water and sewerage consumption is certainly a fair indicator of the collection efficiency of the electricity sector.

As can be seen from Table 4, the efficiency varied between 59% and 92% in the period 2011 – 2015.

The average was 76%. NAWEC mentioned that local authorities, the Government and some large customers from other sectors do not pay the electricity bills in due time. It is thus not surprising that the company has high arrears.

NAWEC's policy to have most of the remaining credit meters replaced by prepaid meters will increase the electricity receipts relative to billed electricity including prepaid amounts. But will not improve the collection efficiency unless the remaining customers with credit meters improve their payment morale.

Table 4: Collection efficiency in the years 2011 - 2015

		2011	2012	2013	2014	2015
Total collected	1000 D	314,711	739,108	948,993	1,032,890	936,653
Billed Electricity Cons.	1000 D	425,423	781,239	757,309	806,400	875,993
Billed Water Cons.	1000 D	108,246	220,883	271,639	364,729	576,512
Billed Sewerage	1000 D	3,116	6,693	7,585	9,150	6,763
Total billed	1000 D	536,785	1,008,815	1,036,533	1,180,279	1,459,267
Collection efficiency		59%	73%	92%	88%	64%







2.11 Campaigns to reduce non-technical losses

NAWEC has not yet conducted campaigns to reduce non-technical losses. Each Thursday, NAWEC has a one-hour open forum on the radio where various issues are discussed. Theft is occasionally addressed but not a major subject. NAWEC pays the radio station 150,000 Dalasis per year for the one-hour per week broadcast.

2.12 Summary and conclusions

NAWEC's total technical and non-technical losses have in recent years been between 19% and 24% of the production sent into the distribution networks. Whether they were rather 19% or 24% depends on whether NAWEC's "own consumption statistics" include the consumptions of the plants' auxiliaries (24% if they do, 19% if not).

While technical losses are unknown, there can be no doubt that non-technical losses account for a high portion of total losses. The main factors causing non-technical losses are theft and faulty meters.

Errors in NAWEC's statistics and the non-recording of prepayment meters if the voltage is low may also have a non-negligible impact.

Asked what would be the most important actions to reduce non-technical losses

- 1. Metering of the energy sent out by the transformers.
- 2. Replacement of faulty meters and calibration of existing meters.
- 3. Increase the number of staff in the Inspection Unit and provide the Unit with proper means of transport.
- 4. Training of inspection staff in detecting fraudulent activities.

3. Technical Losses

3.1 Introduction

The objective of the visit of the distribution companies with respect to technical losses is mainly to collect the documents that provide the data enabling the computation of technical losses, at least in the capital city.

These documents have been collected where available: these are Single Line Diagrams, peak load measurements at substations, load curves, list of standard equipment used by the company, etc.

Contrarily to actions for reduction of non-technical losses (these actions differ significantly from one company to the other), the actions for reducing technical losses are more known, standardized, and for most of these, are based on actions that are part of the network planning process.

As a consequence, the objective of the following paragraphs is to indicate for each action if it is or not implemented by the distribution company.







Software for network analysis

NAWEC is using a free version of a load flow software which works for up to 14 buses. Training has been done with PSSE, but NAWEC has no license of that software.

Measurements on the grid: general issues (real-time, measurement campaigns...)

The voltage levels are 33 kV for transmission, and 11 kV for distribution.

Measurement campaign are only done on LV side of transformers and once a year during hot season because it is the peak (October). The measurements are done between 20:00 and 21:30 for residential areas and day time of office areas

Bulk Supply Points (BSP) and MV feeders

The feeder heads have active and reactive energy meters, and analog measurements for voltage, current and power factor, all recorded in a log sheet in paper.

Distribution substations and LV feeders

In some distribution S/S, a meter and voltmeter and ampère-meter.

In summary:

Primary (33 kV) feeders heads meter: Energy Feeder head has active and reactive energy meter, and voltage and current and power factor, all recorded in a log sheet in paper.

Secondary (11 kV) feeders heads meter: Energy Feeder head has active and reactive energy meter

Primary (33 kV) feeders heads measured: V, I, pf (voltage and current and power factor, all recorded in a log sheet in paper).

Secondary (11 kV) feeders heads measured: V, I, pf (voltage and current and power factor, all recorded in a log sheet in paper).

Relational DB of customers indicating from which LV feeders they are supplied

There is no such software, only AutoCad is used, and for the SLD for 33 kV and 11 kV. Not for LV.

3.2 Actions implemented for reduction of technical losses

3.2.1 Introduction of Capacitors banks

Each of the 6 BSP has transformers of 5 to 15 MVA and one capacitor (1250 kVar) with several steps (automatic) and at some distribution S/S (RMT has installed 12,5 kVar), so that the power factor is above 0,8. Prior to the installation of capacitors, there was at least one point with pf= 0,75 (hotels: air conditioning). Some hotels have installed a capacitor to improve the voltage. If there is a claim, then NAWEC goes to measure, and if needed will carry out some works to increase the voltage. At feeder head 240 V and at feeder end 200 V at worst.

In summary, capacitors are installed for voltage improvement, not for reducing losses and are sized as follows: 1250 kVar at BSP and 12,5 kVAr at distribution S/S







3.2.2 Reconductoring

The existing network consists in lines fitted with the following conductors, all overhead.

In 33kV the lines are only overhead and with conductors of 148 mm² cross-section. In 11 kV, the lines are mostly overhead with 95 mm², 120 mm² and 148 mm².

LV: overhead and 95 mm² and 70 mm², and very rarely 16 mm² (some derivations on temporary basis).

No reconductoring has taken place in MV.

In LV, reconductoring from bare conductors to twisted took place, same cross-sections 95 and 70 mm². Note that LV feeders are very long compared to international standards: in average of 2 km length. No need to change the pole when reconductoring from 95 mm² to 12 or 148 mm², or from 120 to 148 mm². This is because NAWEC from beginning NAWEC has specified the pole strength so that it can accept the 150 mm².

3.2.3 Split of feeders/intro new feeders

This is done for MV feeders, by creating new feeders.

In LV, the creation of a new feeder is sometimes related to the creation of a new distribution S/S. No information, no standard or objective about the feeder length.

3.2.4 Introduction of new S/S (new Bulk Supply Points or new distributions S/S)

NAWEC has just installed one new BSP fitted with one 10 MVA transformer, with automatic control with 12 positions. From there, there are 3 MV outgoing feeders. For Distribution S/S 150 kVA, 200 kVA, 250 kVA, and some cases of 500 kVA but NAWEC tries to eliminate these. NAWEC went to workshop in India, Hyderabad (at REC, the Rural Electrification corporation): The subject were transmission and distribution systems.

3.2.5 High Efficiency Transformers

Low loss transformers: NAWEC is aware, but stays with the standard ones because of the cost. One customer (a Chinese Conference Center) is planning to install one low loss transformer. NAWEC might consider these. Presently the transformers come from Morroco, France, Turkey, China, India.

No info on costs have been found or received yet on High Efficiency transformers.

3.2.6 Rebalancing LV feeders

Rebalancing is done once a year during the loading measurement campaign. Once a significant imbalance is observed, a team comes the day after, the conductors are marked with numbers 1, 2, 3 inside the twisted conductor. There is no data base indicating which customer is connected on which







phase. The duration for reconnecting one client is about 10 min. Then the NAWEC team comes back for a third visit, also during the peak, to check that the result is satisfactory. For a rebalancing operation, the NAWEC team may typically change the connection of 3 or 4 customers, or change the connection of a single phase T-off.

3.2.7 Optimization of NO points

This done with the sole objective of reducing the loading of feeders that are too loaded. This done by using the switch position of Ring Main Units, and as a result it reduces the losses. It is done to manage the transformers load. For example during the hot season, in an industrial area supplied by a 5 MVA, the NO points are changed so that part of the load is transferred to a neighboring feeder supplied by a 10 MVA transformer. After the hot season, the configuration is brought back to the reference one.

3.2.8 DSM

A campaign has been started some years ago on EE lighting, and Compact Fluorescent Lamps (CFL) have been installed while original (incandescent) lamps were removed by the NAWEC team to prevent the occupant from keeping using it. The funding was from Cuba for 3 000 lamps in 2009. There are plans for extending this project to other areas, but no NAWEC has no ToR yet to be presented to funding agencies. There has been some proposal from a private company that sells energy efficient devices for launching with NAWEC some TV programs on how to use the electricity wisely, but there was no funding for such program. For fridges there is a star marking scheme from 1 to 5 stars. There is no department of NAWEC dealing with DSM. The CFL project has been launched by the Public Utility Regulatory Authority. There is no other project yet.

3.2.9 Load Management

Load management exists on a very small scale: it is only on a voluntary basis: as a result the total interruptible load is about 1 MW and comes from two large customers, the hotel Karaiba, and the Sheraton hotel. At the moment of the peak these hotels start their own generator to supply part of their load. This is done so that they avoid being shed completely by NAWEC and is carried out as a Gentlemen agreement. Presently, the peak load is 50 MW while available power is often about 40 MW (49 MW max available power).

3.3 Other specific actions and issues

3.3.1 Eliminating hot spots

There is no thermal analysis of equipment.

3.3.2 Replacement of old/aged tfo

The replacement of transformers is done only when the transformer is faulty or when there is a need for bigger transformer.







3.3.3 Replacement of distribution transformers with uprating

Replacement for rating reasons is done by swapping: the management is done by pooling of all transformers in a data base and the replacement can be to an uprating or a down-rating (sometimes a large consumer closes).

3.3.4 Kind of networks for the main city (capital)

Type of MV networks

33 kV OHL (km) 277 km 11 kV OHL (km) 256 km

Kind of LV network (sample) 980 km of LV **OHL** 980 km of LV

UG only 11 kV in Banjul

3.3.5 Applicable guidelines

Planning criteria

In LV, the voltage along the feeders is 220 V (at the end) to 250 V (at feeder head)

In MV, there is no policy for voltage limit but at the dispatch center, NAWEC compares the loading with the rating, using 100% as the threshold for reconfiguring the network/planning reinforcements.

Operation criteria

When a fuse becomes frequently tripped, then it means something has to be done. For the imbalance, 20% difference is the criteria.

3.3.6 Number of Distribution S/S

Most distribution substations are pole mounted because of the lower cost it leads.

Average number of LV feeders per distribution S/S

The maximum number of LV feeders per substation is 6 while the average is 4.

Number of transformers monitored by person

For LV, the staff is organized in teams of three (2 agents with driver), and 254 persons in total for T&D.

3.3.7 Load Forecast

Growth rate for years 1-5

A study has been done by NEPCO, Jordan; another by Fichtner





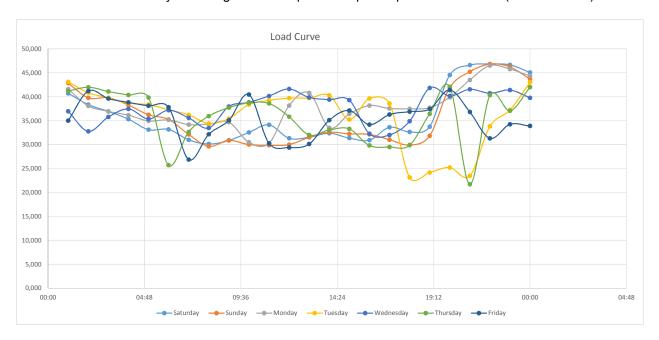


3.3.8 Any specific figure available on technical losses

Since NAWEC has no meters at the secondary of distribution transformers and has no load flow software, the company is not aware of the present level of technical losses.

3.3.9 Load Curve

The load curve obtained by summing the net output at the power plant is as follows (October 2016).



3.3.10 Other data on the network

The max number of transformers in distribution S/S is one.

The max number of transformers in a Bulk Supply Point (33/11 kV) is one as well, for the moment.

3.3.11 Internal catalogue of standard equipment

The reference ratings of capacitors are 12,5 Kvar for distribution substations and 1250 kVar for Bulk Supply Points.

The reference ratings of distribution transformers are :

100 kVA, 160 kVA to 250 kVA, 315 kVA; most common are 100 kVA and 350 kVA

The reference ratings for Power Transformers 33/11 kV are:

5 MVA, 10 MVA and 15 MVA

The types of 33/11 kV Substations is single busbar.







3.3.12 Other meetings with distribution utilities

The only few meetings with utilities have been carried out through the WAPP, and the OMVG project.

4. List of persons met

Nani Juwara
Maimuna Burang John
Amat S. Cham
Ousman Njie
Baboucarr Awe
Stanley Sebja Adams
Pierre Williams
Demba Jallow
Jerreh Touray
Matarr Manjang
Edrissa B Jarju
Sang Mendy
Monodou Alieu Bah

Deputy Managing Director
HR & Admin Director
Finance Director
Standards & Quality Control Manager
Operations Engineer, T&D
Geographic Information System Specialist

Billing Department

njuwara@nawec.gm
maijohn3@me.com
acham@nawec.gm
ousnjie@yahoo.com
babawe@hotmail.com
stanleysebja@yahoo.co.uk
stepierre69@hotmail.com
dembajallow@hotmail.com
jerrytouray1@gmail.com
mmanjang@nawec.gm
ebjarju@nawec.gm
mendysang@yahoo.co.uk
modalieu.bah@hotmail.com





Annexe n° 2.12

Mission report IBEDC







A first meeting with staff from IBEDC took place during a working session with distribution companies (DISCOs) from Nigeria in Ibadan in January 2016 (18.1. -20.1.). A questionnaire had been sent to IBEDC before the working session and the provided information was reviewed during the session.

The visit of IBEDC took place on September 15 and 16, 2016. Unfortunately, only little information was received. The focal point had apparently not informed the management of the planned visit and the issues which the consultants wanted to discuss. The focal point was on holidays when the consultants arrived. A colleague of the focal point, Mr. Oladimeji, first told the consultant that another date for the visit would have to be arranged as no information could be provided without the consent of the management. Mr. Oladimeji then agreed that the consultants try to inform the management of the purpose of the visit. The Managing Director was absent but the Deputy Managing Director (DMD), Eng. John Ayodele, agreed to receive the consultants. The meeting took place at around 11 am on September 15. The DMD, the Chief Revenue Optimization Officer, Mr. Ola Ayodeji, the Head of Commercial Operations, Mr. Ayo Adio, and another person participated in the meeting. The meeting lasted about 45 minutes. Some general information was provided. To obtain more information, a Confidentiality Agreement had to be signed first. The consultant's proposal to go through the questionnaire and to only provide information which is not confidential was not accepted. The consultants agreed to sign a Confidentiality Agreement. The Agreement was presented at about 5 pm.

The signature of the DMD was still outstanding and it was said that the DMD would be absent until about noon the next day. When the consultant returned to IBEDC on September 16 at about 1 pm, the Agreement was not yet signed by the DMD. At 2.30 pm, the consultants were informed that a letter from INTEC would also be needed which confirmed that the consultants were working for INTEC.

When the letter arrived an hour later, further demands were added. The consultants then left IBEDC.

The information provided during the meeting on September 15 was:

- IBEDC has about 1.2 1.3 million registered customers. The company estimates that when including non-registered customers, the total number served is about 2 million.
- Tariffs are not cost covering but a bigger problem is the poor collection efficiency; the monthly values are typically < 70% and sometimes < 60%.
- Many customers don't have a meter. Applying NERC's methodology in billing them is causing problems for the company.
- NERC wants to push the DISCO to install meters. An Article of July 1, 2015, says that NERC would
 put a cap on what DISCOs can charge customers who have not received a meter after four
 months. DISCOs would then not be able to charge such consumers beyond what would be
 prescribed according to the region or zone where the customer was based. Source: « Nigerians
 without meters will get lower bills NERC ». https://www.post-nigeria.com/nigerians-without-meters-will-get-lower-bills-nerc/
- An enumeration project is planned by IBEDC. The total costs of the project, comprising the
 enumeration of all customers and the distribution assets, are estimated at 3 billion Naira.
 Calculating with an exchange rate of 300 Naira per US\$¹, the costs translate into costs of 5 US\$
 per customer. Between 200 300 enumerators plus supervisors will be needed to execute the

At the time of the consultants' stay in Nigeria (13.9. – 20.9.), the exchange rate at Abuja Airport was 415 Naira per US\$. The rate of hotels and credit card companies was only about 300.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest





project in 18 – 24 months, A local company which has already worked with IBEDC will be hired to provide the enumerators. IBEDC personnel will act as supervisors.

- Cross checks of the readings of meter readers are rare.
- An ongoing project foresees the installation of about 3,000 AMR meter at MD (Maximum Demand)
 customers. The manufacturer of the meter is the Chinese Company HEXCELL. The meters
 comprise post-paid and prepaid meters. Some communication problems still remain to be solved.
- Detecting theft and illegal connections is among the tasks of the Protection, Control & Metering
 Unit. The unit employs 6 people at the headquarter, two people in each region (5 regions) and two
 people at each business hub (23 business hubs). The focus of the controls is on MD customers
 and other large customers. The meters of Small Power Users are checked by the company's
 marketers.

During the meeting in January 2016, the following information was obtained:

- In December 2015, ATC&C losses were 45%. Technical and non-technical losses, the TC component in ATC&C, stood at 22%.
- The main reasons for non-technical losses are theft in the form of meter tampering, by-passing, illegal connections (hooking to the line) and the billing of customers without meters (less billed than consumed).
- Measures taken to reduce non-technical losses include:
 - New billing software introduced after privatization.
 - Creation of Revenue Optimization & Protection Department.
 - Replacement of defect meters.
 - Installation of prepaid meters. The installation of split type prepaid meters had only recently started. It must be doubted that conventional prepaid meters reduced non-technical losses because it was also said that the by-passing of prepayment meters is a problem.
 - Training of personnel how to detect meter tampering.
 - Information campaigns: radios, TV, customer forums, community heads, factory owners.

When asked what the measures had achieved, it was mentioned that the collection efficiency had increased. Apart from the fact that collection losses are not non-technical losses, data on the collection efficiency which the consultant saw in September 2016 did not confirm that.

- Customers who committed fraud are charged the estimated loss of revenue and have to make penalty payments: 50,000 Naira for 3-phase customers, 25,000 for single phase. Most pay. The penalty is said to be higher compared to what fraudulent customers would have to pay in court. Taking them to court is a lengthy process which, for this reason, is seldom done.
- Payment policy: Bills have to be paid within 2 weeks. If not, customers are informed to pay the bill
 within 4 days or become disconnected. Disconnected customers have to pay the outstanding debt
 and a reconnection fee (2,000 Naira for residential customers). If the outstanding debt is high,
 IBEDC allows the payment in instalments.







Annexe n° 3

Diagnostic des pertes dans les réseaux de distribution





SBEE (Bénin)

Les taux de pertes d'énergie rapportée à l'énergie totales injectée dans le réseau de distribution ont évolué en légère hausse et sont passées de 21 % de 2009 à 22,6 % en 2014.

Société	Pays	Pertes en % de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SBEE	Bénin	Envoyée sur réseau.	21,0	18,9	21,8	21,7	22,4	22,6

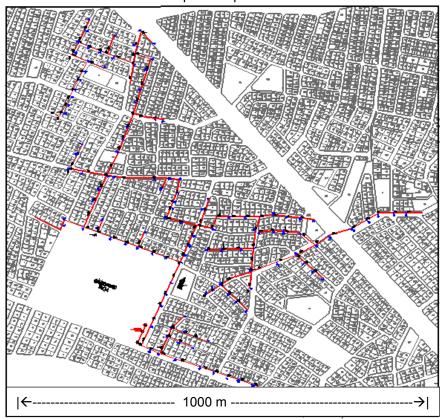
Les paragraphes suivants s'attachent à identifier la fraction attribuable aux pertes techniques de la valeur de 2014, en suivant la méthodologie applicable à la catégorie 3 décrite à l'annexe 1. Le calcul conduit à identifier un niveau de pertes globales nettement supérieur à Cotonou (41%) que dans l'ensemble du pays (22,6%).

1.1 Pertes techniques

Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Le schéma suivant représente le réseau BT du poste C173, pris comme représentatif du centre urbain de Cotonou. Selon la base de données NEPLAN fournie par SBEE, la pointe y est de 824 kW, 618 kVar, indiquant un facteur de puissance de 0,8. Il s'agit de la zone jouxtant le « cimetière PK14 », dans la partie ouest de la ville. La SBEE n'a pas indiqué le nombre de consommateurs BT du poste.









En attente de réponses de la part de la société de distribution, un modèle simplifié du réseau BT a été réalisé.

Sur la base du dernier rapport d'activité (2014), le Consultant a pour la région de Cotonou (Littoral 1 et Littoral 2), et en supposant que le ratio d'énergie consommée en MT soit le même à Cotonou que pour l'ensemble du pays, les chiffres suivants sont obtenus. Notons que la pointe de puissance injectée est décrite comme provenant du modèle réalisé par SBEE sur le logiciel NEPLAN (142MW).

	MW
Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	142,0
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	100,8
Pertes MT pte (MW)	7,6
Pointe conso MT et aval MT (MW)	134,4
Pointe Conso. MT (MW)	38,2
Livré aux transfos MT/BT (MW)	96,2
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	5,0
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,4
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	0,5
Pertes BT pte (MW)	4,1
Pointe Conso. BT (MW)	89,2

Quantification en énergie

Sur base du facteur de charge des pertes en BT, les pertes BT sont estimées à 31,1 GWh.

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les pertes dans les postes de distribution à la pointe de charge sont estimées aux valeurs suivantes :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

Le réseau MT de la capitale a été décrit sur le logiciel de calcul NEPLAN en respectant un fond de plan géographique.









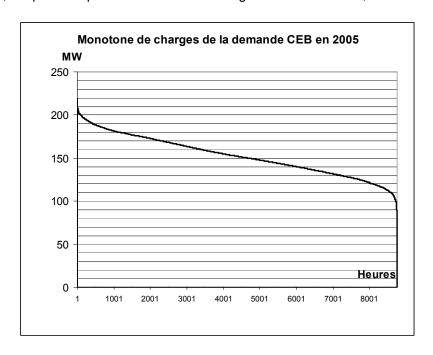
Le calcul indique une pointe de puissance injectée de 142 MW à comparer à la somme des pointes simultanées des charges (134,4 MW), et donc des pertes techniques MT situées à 7,6 MW, soit 5,4% à la pointe.

Quantification en énergie

Sur base d'un facteur de charge en MT estimé à 0,58, l'énergie injectée dans la distribution de la ville est de 714 GWh, et les pertes techniques MT sont estimées à 46,2 GWh (voir paragraphe suivant).

Estimation des pertes techniques totales en distribution

Sur base de la courbe monotone disponible pour la haute tension¹, le facteur de charge journalier en HT est de 0,73, ce qui correspond à un facteur de charge annuel estimé à 0,65.



DAO pour la Modernisation et Extension du Dispatching CEB, 2009



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest





Sur cette base, les hypothèses suivantes sont prises pour les facteurs de charge et facteurs de charge des pertes aux différents niveaux de tension.

Facteur de charge HT	0,65
Facteur de charge des pertes HT	
Facteur de charge MT	0,52
Facteur de charge des pertes MT	
Facteur de charge BT	0,42
Facteur de charge des pertes BT	0,34

A partir du modèle simplifié pour la BT et du modèle NEPLAN (reçu de la SBEE) pour la MT, les puissances suivantes sont évaluées pour Cotonou. Sur ces bases et tenant compte des facteurs de charge, l'énergie injectée serait de 721 GWh, ce qui est proche de la valeur 714 GWh qui peut être obtenue à partir d'un calcul simple².

Les résultats suivants sont relatifs aux énergies sur l'année entière et basés sur les chiffres du rapport d'activité 2014 :

Energie	
Injectée en Distr. MT+BT(GWh)	714
Consommée MT+BT(GWh)	667
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Consommée MT(GWh)	200
Consommée BT(GWh)	467
Vendue MT(GWh)	165,5
Vendue BT(GWh)	386,9

Utilisant les pertes à la pointe indiquées plus haut ainsi que les hypothèses de facteurs de charge, les pertes en énergie s'évaluent en GWh comme étant les suivantes.

Pertes techniques	GWh
MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	28,9
MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	3,4
MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	1,5
BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	12,4
Totales distribution (Gwh)	46,2

Ces chiffres conduisent alors aux pertes non techniques et aux pourcentages de pertes pour Cotonou.

L'énergie injectée pour l'ensemble de la SBEE en 2014 (1120 GWh) affectée du coefficient de 63,69% indiqué dans le rapport d'activités 2014 le ratio entre les ventes dans la capitale Cotonou et les ventes dans l'ensemble du pays.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest





Pertes totales dans la capitale GWh	161
Pertes techniques dans la capitale GWh	46
Pertes non techniques dans la capitale GWh	115
Pertes totales dans la capitale %	22,6
Pertes techniques dans la capitale %	6,5
Pertes non techniques dans la capitale %	16,1

Ce résultat de pertes globales à Cotonou (22,6%) est semblable à celui que SBEE affiche pour l'ensemble de la SBEE (22,6% ou 23,8% en 2014, selon les sources).

1.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

Sur l'ensemble du système, l'estimation des pertes techniques en 2014 laisse penser qu'environ 50% des pertes totales en 2014 étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques de 135 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2014 (≈ 105 FCFA/kWh), les pertes de 135 GWh coûtaient la SBEE environ 14 milliards de FCFA en 2014 (≈ 22 millions d'Euros).

Au niveau de la capitale par contre, il semblerait que les pertes non techniques s'élèvent à 33,1%, ce qui est beaucoup plus élevé que les pertes techniques en distribution, évaluées à 7,5%.

Cause des pertes non techniques

Plusieurs documents préparés par la SBEE décrivent les causes des pertes non techniques. Le Rapport Annuel 2014 de la SBEE mentionne, par exemple, sur les pages 32 et 33 :

- Les fraudes (branchements clandestins, pose de compteurs bloqués...) se font sur les réseaux en complicité avec nos agents.
- Le manque de suivi observé au niveau du contrôle des compteurs prépayés a favorisé le blocage desdits compteurs causant des pertes énormes de consommation d'énergie électrique.

Ces raisons étaient aussi parmi les raisons mentionnées durant les discussions que le consultant a eu avec les directeurs et agents de la SBEE.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

La Direction de Distribution est chargée de réduire les pertes techniques et l'Inspection Générale de réduire les pertes non techniques.

Peu d'actions ont été réalisées et pas de manière systématique pour réduire les pertes non techniques. Un rapport de 2015 résume bien la situation : « La gestion des anomalies et fraudes constitue une étape très importante dans la lutte pour la réduction des pertes non techniques. Malheureuse-







ment, cette gestion a été banalisée, voire négligée jusqu'à présent à la SBEE. Des négligences techniques et administratives sont constatées depuis la détection des anomalies et fraudes jusqu'à leur gestion. »³

Qu'une forte réduction des pertes soit possible suit des actions menées en 2011 ou 2012 dans le département de Mono-Couffo. Après quelques actions de la Cellule Réduction des Pertes dans le département, les pertes totales avaient baissé de 25,5% à 18,1%⁴. Les actions visaient notamment les fraudes sur les systèmes de comptage.

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Plusieurs mesures sont mentionnées dans des documents afin de réduire les pertes non techniques.

Les mesures principales sont :

- a) Augmentation du personnel de contrôle. Il faut que le personnel soit des techniciens.
- b) Multiplier le contrôle des compteurs prépayés.
- c) Campagne d'information des abonnés afin de changer leur comportement vis-à-vis la fraude.
- d) Campagne de détection des fraudes. La campagne pourrait commencer avec une opération « coup de poing » dans les régions de l'Atlantique, du Littoral et de l'Ouémé afin de détecter les fraudes massives organisées et entretenues par certains clients indélicats en complicité avec certains agents de la SBEE. Cette opération est proposée dans le Rapport Annuel 2014.
- e) Application des sanctions sévères contre les agents de la SBEE qui ont collaboré à des actes de fraude.
- f) Relever de manière systématique les compteurs d'éclairage public.
- g) Géo-référencement du réseau et des abonnés ensemble avec l'installation des compteurs dans les postes MT/BT. Cela permettrait d'identifier des zones où les pertes sont anormales ce qui devrait être suivi des contrôles sur le terrain afin d'identifier les raisons. Les éléments d'un projet pilote ne sont pas encore déterminés.

1.3 Pertes d'encaissement

Les pertes d'encaissement étaient élevées jusqu'en 2014. Le taux de recouvrement était entre 80% et 84% dans les années 2011 – 2014. En 2015, le taux s'est amélioré beaucoup, atteignant le niveau de presque 97%. Les raisons qui sont à l'origine de l'augmentation restent à être communiquées.

Source : Réduction des Pertes sur le Réseau de Distribution de la SBEE. Rapport préparé en 2011 ou 2012 par Camille Gbèdossi Kpogbemabou, Victor Langanfin Glélé, Roger Hounkanrin et Marjory Atindehou.



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

Rapport « Module de Formation sur le Thème : Réduction des Pertes Techniques et Non techniques d'Energie », page 30. Rapport préparé en mars 2015 par Gustave H. Allodji, Ingénieur Electrotechnicien.





1.4 Formation existante

Un programme extensif de formation a été élaboré en 2015 par M. Gustave H. Allodji de la SBEE⁵. Ce programme vise à fournir les outils et techniques nécessaires à la mise en œuvre des actions de réduction des pertes techniques et non techniques.

L'élaboration d'un programme de formation sur la réduction des pertes techniques et non techniques était en cours quand le consultant a visité la SBEE en janvier 2016. Le contenu du module n'était pas encore fixé. On peut s'attendre à ce que le module contienne des éléments proposés par M. Allodji mais vu que le budget de formation est faible - le budget pour 2015 était de l'ordre de 200 000 Euros - le module ne couvre certainement pas toutes les propositions faites dans le rapport préparé par M. Allodii.

Rapport « Module de Formation sur le Thème : Réduction des Pertes Techniques et Non techniques d'Energie », mars 2015. Rapport préparé par Gustave H. Allodji, Ingénieur Electrotechnicien.



Rapport Final





2. SONABEL (Burkina Faso)

Les pertes d'énergie totales sont relativement stables tout en laissant apparaître une légère hausse d'un niveau bas (11,4 % en 2010), vers 13,4 % en 2014.

Société	Pays	Pertes en % de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SONABEL	Burkina Fa- so	Livrée aux réseaux centres RI et isolés	12,5	11,4	11,8	12,4	13,0	13,4

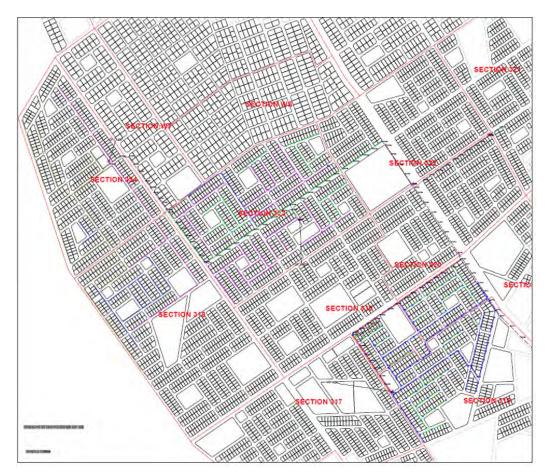
Les paragraphes suivants s'attachent à identifier la fraction « pertes techniques » de cette dernière valeur, en suivant la méthodologie (les données SONABEL étant de « catégorie 3 », voir plus haut en §4.1 la méthodologie correspondante). Le calcul conduit à identifier un niveau de pertes globales nettement supérieur à Ouagadougou (25%) que dans l'ensemble du pays (13,4%).

2.1 Pertes techniques

Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Un schéma a été proposé par SONABEL pour une zone de la ville qui représente 12 « sections ».

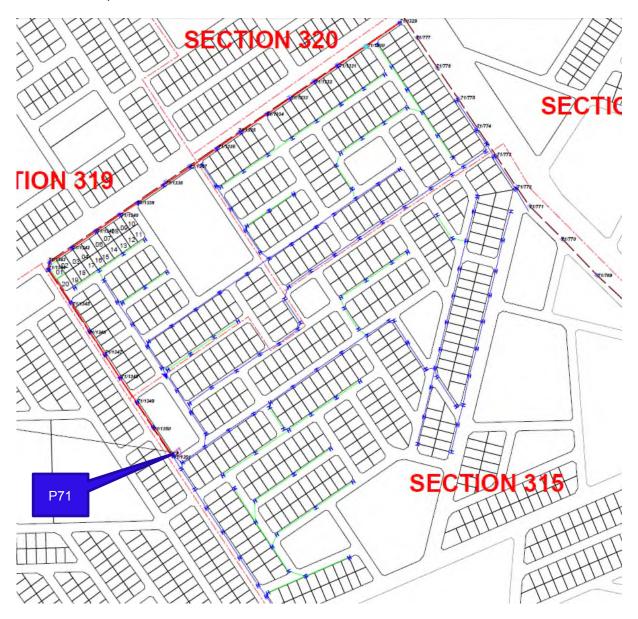








Le détail sur le poste P71 donne le schéma suivant :



Enfin, le projet Projet de renforcement des infrastructures électriques et d'électrification rurale (PRIE-LER) a conduit à la proposition du schéma générique suivant.







Quantification en puissance

En attente de réponses de la part de la société de distribution, un modèle simplifié du réseau BT a été réalisé et indique un pourcentage de pertes techniques en BT de 7,1%, considéré comme réaliste. Sur base du dernier rapport d'activité (2014), on a, pour la région de Ouagadougou, et en supposant que le ratio d'énergie consommée en MT soit de 0,3, les chiffres suivants sont obtenus. Notons que la pointe de puissance injectée est décrite au §4.3.1.3 comme provenant du modèle réalisé par SONA-BEL et ses consultants sur le logiciel NEPLAN (145,64 MW pour 2015), affectée d'un facteur 0,88 pour obtenir la pointe estimée de 2014 (136,7 MW), compte tenu des délestage qui ont probablement eu lieu.

	MW
Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	136,7
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	79,4
Pertes MT pte (MW)	9,7
Pointe conso MT et aval MT (MW)	127,0
Pointe Conso. MT (MW)	34,5
Livré aux transfos MT/BT (MW)	92,5
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	8,7
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,4
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	0,5
Pertes BT pte (MW)	7,9
Pointe Conso. BT (MW)	80,5







Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

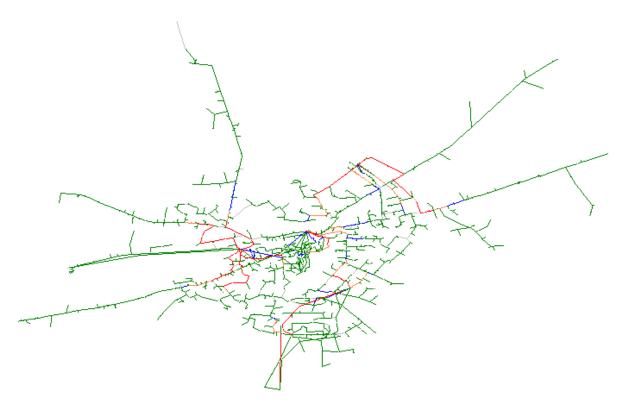
Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

Ces valeurs ont conduit aux pertes en puissance indiquées au paragraphe précédent et aux pertes en énergie correspondantes (voir §4.3.1.4).

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

Le réseau MT de la capitale a été décrit sur le logiciel de calcul NEPLAN en respectant un fond de plan géographique, comme le montre le schéma suivant.



Le calcul des pertes MT indique une pointe de puissance injectée dans le réseau MT située à 136,7 MW et présentant des pertes MT de 9,7 MW soit 7,1% à la pointe.

Quantification en énergie

Sur base d'un facteur de charge en MT estimé à 0,65, l'énergie injectée dans le réseau MT est de 778 GWh.







Estimation des pertes techniques totales en distribution

Les facteurs de charge sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension.

Facteur de charge HT	0,72
Facteur de charge des pertes HT	0,66
Facteur de charge MT	0,65
Facteur de charge des pertes MT	0,54
Facteur de charge BT	0,52
Facteur de charge des pertes BT	0,43

Sur ces bases et tenant compte des facteurs de charge, les résultats suivants sont relatifs aux énergies sur l'année, l'énergie injectée provenant de la pointe estimée pour 2015 (136,7 MW) affectée d'un facteur 88% afin de représenter la pointe probable de 2014 et de tenir compte du délestage qui était probablement présent pendant l'année 2014 :

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	778
En. Consommée MT+BT(GWh)	698
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	209
Estim. En. Consommée BT(GWh)	489
En. Vendue MT(GWh)	198
En. Vendue BT(GWh)	461

Utilisant les pertes à la pointe indiquées plus haut ainsi que les hypothèses de facteurs de charge, les pertes en énergie s'évaluent en GWh comme étant les suivantes.

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	45,5
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	3,2
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	1,8
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	29,6
Total pertes techniques distrib (Gwh)	80,1

Pertes totales dans la capitale GWh	119
Pertes techniques dans la capitale GWh	80
Pertes non techniques dans la capitale GWh	39
Pertes totales dans la capitale %	15,3%
Pertes techniques dans la capitale %	10,3%
Pertes non techniques dans la capitale %	5,0%

Les pertes non techniques apparaissent comme supérieures aux pertes techniques.







2.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

Sur l'ensemble du système, l'estimation des pertes techniques en 2014 laisse penser **que seul un quart des pertes totales en 2014 étaient des pertes non techniques.** Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 44 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2014 (≈ 108 FCFA/kWh), les pertes de 44 GWh coûtaient la SONABEL environ 4,7 milliards de FCFA en 2014 (≈ 7,2 millions d'Euros). Au niveau de la capitale par contre, les pertes non techniques, estimées à 15,7%, dépassent nettement les pertes techniques, estimées elles à 9,1%.

Causes des pertes non techniques

Le by-pass du compteur et la manipulation du compteur (blocage intentionnel etc.) sont les actes frauduleux les plus répandus.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

Il convient de noter qu'un facteur culturel a probablement beaucoup contribué aux faibles pertes non techniques de la SONABEL. Le mot Burkina signifie « homme intègre ». Quand le consultant a informé les sociétés dans les pays voisins des faibles pertes de la SONABEL, elles ont toutes confirmés que le comportement des Burkinabés correspond bien à ce qualificatif.

Signalons dans ce contexte que la SONABEL n'a pas encore fait de campagnes pour réduire la fraude. La SONABEL craint en fait qu'une campagne de sensibilisation risque au contraire de faire connaître la fraude comme possible et donc d'inciter à la fraude.

Les facteurs non-culturels qui ont contribué aux faibles pertes non techniques sont le bon contrôle et l'application stricte des sanctions en cas de fraude.

Il existe des structures de contrôle des branchements et des compteurs dans toutes grandes villes du Burkina. A Ouagadougou, il y a 4 équipes de contrôle composées chacune de 2 agents techniques et d'un chef. Des contrôles sont réalisés chaque jour par les agents techniques. Il y a deux types de contrôles :

- 1. Des contrôles basés sur des informations, soit des releveurs qui ont constaté des anomalies soit des personnes qui soupçonnent qu'un abonné ait commis un acte frauduleux ;
- 2. Des contrôles inopinés de consommateurs dont la probabilité est considérée élevée qu'ils aient opéré des actes frauduleux (probabilité comparativement à d'autres catégories de consommateurs). Ces consommateurs se trouvent notamment parmi les clients BT « professionnels » (secteur horeca, bureaux...) mais aussi des clients résidentiels qui ont beaucoup de climatiseurs.

Si l'équipe de contrôle constate un acte frauduleux, un huissier de justice est toujours appelé et il établit un procès-verbal accompagné des photos. L'appel à l'huissier évite que les fraudeurs contestent plus tard qu'ils ont commis une fraude. La facture de redressement est composée (i) d'un montant qui reflète l'estimation de la consommation non facturée, (ii) d'un montant pour les frais de constat de l'huissier de justice et (iii) d'une pénalité de l'ordre de 50 000 FCFA.







Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Le management de SONABEL peut être satisfait que sa politique ait conduit à un niveau relativement faible de pertes non techniques en termes globaux (le pays). Continuer les contrôles et l'application des sanctions en cas de fraude devrait donc donner aussi des bons résultats dans le futur. A la demande de savoir quelles autres mesures seraient utiles afin de réduire les pertes non techniques de plus, le management de SONABEL a indiqué les actions suivantes :

- a) Installer des compteurs aux postes MT/BT et déterminer pour chaque client à quel départ il est raccordé.
- b) Renforcer les équipes de contrôle en personnel.
- c) Former les agents de la SONABEL à la détection des fraudes et des types de fraude.
- d) Durcir la législation contre la fraude.

Signalons que l'installation des compteurs à prépaiement du type split n'est pas prévue : la raison invoquée est que les coûts pourraient surpasser les bénéfices.

2.3 Pertes d'encaissement

Le taux d'encaissement est en général bon. Sauf pour 2010 et 2011, il était entre 95% et presque 99%. Que le taux fût faible en 2010 (91%) et très faible en 2011 (83%) était due aux crises politiques (révoltes en 2011!) qui ont notamment conduit les administrations à ne pas payer leurs factures. En 2011, le taux d'encaissement des administrations n'était que de 61%.

2.4 Formation existante

Les informations sur la formation donnée au personnel impliqué dans la réduction des pertes techniques et non techniques sont encore à fournir par la SONABEL.







3. CIE (Côte d'Ivoire)

Les pertes d'énergie totales ont évolué en montrant une certaine réduction ces dernières années, comme le montre le tableau suivant.

Société	Pays	Pertes en % de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CIE (*)		Livrée aux réseaux de distribution	17,2	22,4	27,1	23,5	19,5	17,4

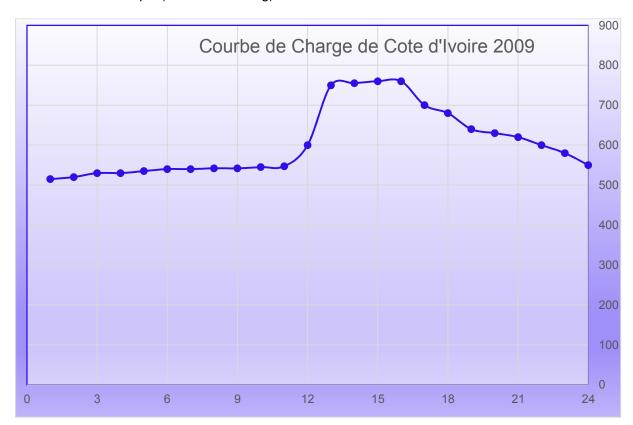
(*) Livraisons aux réseaux de distribution calculées comme consommation intérieure brute moins pertes de production et moins pertes de transport.

Les paragraphes suivants s'attachent à identifier la fraction « pertes techniques » de cette dernière valeur, en suivant la méthodologie (les données CEI étant de « catégorie 5 », voir plus haut en §4.1 la méthodologie correspondante), et ce pour la capitale, Abidjan. Le calcul conduit à identifier un niveau de pertes globales un peu supérieur à Abidjan (21%) que dans l'ensemble du pays (17,4%).

3.1 Pertes techniques

Courbe de charge, facteur de charge

La courbe de charge la plus récente obtenue dans le cadre de ce projet provient de l'étude tarifaire sur le secteur électrique (Macro Consulting).









Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

	MW
Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	728
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	38,6
Pointe conso MT et aval MT (MW)	689,4
Pointe Conso. MT (MW)	192,6
Livré aux transfos MT/BT (MW)	496,8
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	34,1
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	2,0
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	2,6
Pertes BT pte (MW)	29,5
Pointe Conso. BT (MW)	449,4

Ces chiffres sont des estimations où la puissance de pointe est issue d'une prévision faite en 2012 dans le cadre des études menées par le consortium AECOM-Sofreco dont un des trois volets avait trait au renforcement des postes source d'Abidjan. Cette prévision indiquait pour 2014

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

De ces valeurs ont conduit aux pertes en puissance indiquées au paragraphe précédent et les pertes en énergie correspondante (voir §4.4.1.4).

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

La CIE dispose du logiciel PRAO (développé par EDF), lequel permet notamment d'évaluer la fiabilité du service et d'optimiser la configuration des départs. Le niveau de pertes sur le réseau MT d'Abidjan n'a pas été communiqué au Consultant. Pour cette raison, ce niveau de pertes sera supposé égal au niveau moyen des pertes à la pointe (en %) observé pour les pays où ce calcul a été rendu possible, à savoir 5,3%.

Quantification en énergie

Sur base d'un facteur de charge en MT estimé à 0,57, l'énergie injectée dans la distribution de la ville est de 4149 GWh pour 2014.







Estimation des pertes techniques totales en distribution

La conversion des pertes en puissance évaluées plus haut vers les pertes en énergie nécessite l'utilisation des facteurs de charge. Ceux-ci sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension.

Facteur de charge HT	0,72
Facteur de charge des pertes HT	0,64
Facteur de charge MT	0,57
Facteur de charge des pertes MT	0,47
Facteur de charge BT	0,46
Facteur de charge des pertes BT	0,38

Sur ces bases, les résultats suivants sont relatifs aux énergies sur l'année :

En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	4149,5
En. Consommée MT+BT(GWh)	3866
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	1160
Estim. En. Consommée BT(GWh)	2706
En. Vendue MT(GWh)	1704,4
En. Vendue BT(GWh)	1574,4

Utilisant les pertes à la pointe indiquées plus haut ainsi que les hypothèses de facteurs de charge, les pertes en énergie s'évaluent en GWh comme étant les suivantes.

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	160,0
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	17,4
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	8,7
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	97,8
Total pertes techniques distrib (Gwh)	283,9

Ces chiffres conduisent aux résultats globaux de pertes, techniques et non techniques pour Abidjan, comme suit.

Pertes totales dans la capitale GWh	871
Pertes techniques dans la capitale GWh	284
Pertes non techniques dans la capitale GWh	587
Pertes totales dans la capitale %	21,0%
Pertes techniques dans la capitale %	6,8%
Pertes non techniques dans la capitale %	14,1%







3.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

Sur l'ensemble du système, l'estimation des pertes techniques en 2014 laisse penser que les pertes non techniques comptaient pour environ 50% des pertes totales. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 590 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2014 (≈ 76 FCFA/kWh), les pertes de 590 GWh coûtaient la CIE environ 45 milliards de FCFA en 2014 (≈ 68 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

La fraude se fait notamment sous forme de raccordements directs sur le réseau et des manipulations des compteurs. Elle est parfois faite avec la complicité des collaborateurs de la CIE.

Les méthodes de fraude deviennent de plus en plus sophistiquées. C'est souvent à la construction des bâtiments que les actes frauduleux sont intégrés. La CIE a aussi constaté que quelques spécialistes ont fait de la fraude leur business.

Signalons que **la CIE** ne donne pas d'incitations pécuniaires, ni à ses agents, ni à sa clientèle. Cela pour éviter le « revers de la médaille » à savoir le fait que des fraudes soient faites par des tiers pour des intérêts économiques. En effet, les comptages sont souvent posés à des endroits exposés au public, ce qui risquerait d'entrainer des actes frauduleux et certains ensuite informeraient la CIE pour encaisser la prime.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

La CIE a mené beaucoup d'actions pour réduire les pertes non techniques :

- Augmentation du nombre de contrôleurs. Le nombre de contrôleurs est passé de 15 avant 2011 à environ 145 actuellement. Cela a permet d'augmenter énormément le nombre de contrôles, de 2 647 en 2012 à 50 316 en 2015.
- Formation des équipes de contrôle aux nouvelles techniques de contrôle. Les équipes ont été dotées d'outils informatiques à l'analyse et à la sélection des clients à contrôler.
- Collaboration avec l'entreprise OKSA du Maroc qui a une grande expertise dans la lutte contre la fraude. OKSA a apporté à la CIE son concours dans les domaines de la formation et de l'acquisition d'outils (compteurs étalons, outils informatiques).
- Contrôle périodiques et réguliers des certains segments de clients : tous les clients HT, clients professionnels, clients à alimentation triphasée, clients déjà pris en flagrant délit de fraude.
- Sécurisation physique du système de comptage notamment au niveau des zones industrielles d'Abidjan. Les mesures qui visent à rendre les raccordements avant comptage et le comptage inaccessibles au client comprennent: pose de scellés numérotés, cadenas et serrures sur les portes d'accès, coffret de comptage, coffres pour les bornes BT des transformateurs, grillage de protection des transformateurs.
- Création d'une hotline de contrôle qui permet aux abonnés d'avoir un recours à la suite des contrôles (gestion des réclamations) et de signaler des fraudes soupçonnées.
- Création d'un inspectorat pour traiter en toute impartialité les recours des abonnés et veiller à l'éthique des contrôleurs.







• Normalisation des branchements dans les zones de conflits (Centre, Nord, Ouest). Il s'agit de la reprise sans frais pour les clients de tous les branchements y compris ceux en situation de fraudes. En septembre 2014, 40 000 branchements étaient déjà repris sur une cible d'environ 70 000.

Au niveau de la législation, la CIE est supportée par le nouveau code de l'électricité qui a été promulgué en 2014 et qui punit plus sévèrement les fraudes et actes de vandalisme.

Ces actions et mesures ont certainement contribué à la réduction des pertes totales que la CIE a constatée depuis 2013. Mais il est aussi vrai que le niveau des pertes non techniques est encore élevé, estimé à environ 9% de l'énergie injectée dans les réseaux de distribution en 2014.

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

La stratégie consiste à continuer les actions décrites plus haut afin de réduire les pertes non techniques.

Deux autres éléments sont : 1) le rattachement informatique des clients au départ qui alimente chaque client, et 2) l'installation des compteurs dans les postes MT/BT. Le rattachement informatique existe déjà pour les clients HT et est en cours dans la Direction Régionale d'Abidjan pour la BT. L'installation des compteurs dans les postes MT/BT a aussi déjà commencé dans certaines exploitations.

3.3 Pertes d'encaissement

Les pertes d'encaissement sont faibles. La CIE a informé le consultant que le taux d'encaissement varie entre 98% et 99%.

Le « Rapport Développement Durable 2014 » de la CIE donne une valeur moyenne de 98% pour les années 2012 – 2014 (encaissements divisés par ventes nationales). Les valeurs annuelles étaient de 86% en 2012, 105% en 2013 et 109% en 2014.

Il était mentionné dans ce contexte que les équipes dédiées à la facturation et au suivi des clients industriels ont été renforcées dans les Directions Régionales.

3.4 Formation existante

Le programme de formation des contrôleurs comprend :

- Un plan individuel de formation est élaboré chaque année pour les contrôleurs.
- Un module spécifique (contrôleur niveau 1 et niveau 2) a été élaboré et dispensé par des anciens contrôleurs en retour d'expérience. Le contenu est exécuté en deux étapes : initiation et adaptation
- Des formations ponctuelles sont dispensées selon les besoins de l'exploitation et les déploiements de nouveaux matériels ou outils.





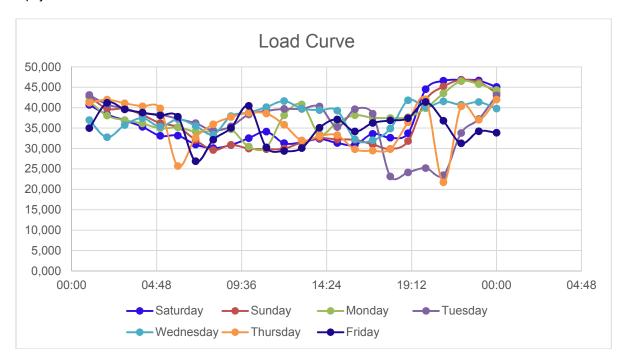


4. NAWEC (Gambie)

4.1 Pertes techniques

Courbe de charge, facteur de charge

La courbe de charge représentative a été fournie par NAWEC comme étant les suivantes, pour les sept jours de la semaine.



Le facteur de charge journalier sur le réseau 33 kV varie ainsi de 0,77 le samedi à 0,85 le jeudi.

Compte tenu des variations annuelles, le facteur de charge en MT est plus bas, et est estimé à 0,66.

Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	46,8
Pertes MT pte (MW)	2,4
Pointe conso MT et aval MT (MW)	44,4
Pointe Conso. MT (MW)	11,1
Livré aux transfos MT/BT (MW)	33,2
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	3,8
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,1
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	0,2
Pertes BT pte (MW)	3,4
Pointe Conso. BT (MW)	29,4







Ces chiffres clarifient ainsi les ordres de grandeurs pour les pertes à la pointe pour 2014 (en MW).

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

Le calcul de répartition n'est pas effectué par NAWEC et seule la puissance de pointe est disponible : elle est égale à la production maximale lorsque tous les groupes sont disponibles : 46,8 MW en 2014.

Quantification en énergie

Comme indiqué plus haut, l'énergie injectée dans le réseau MT de Greater Banjul Area est en 2015 de 258,4 GWh selon les chiffres « Production figures » de NAWEC.

Estimation des pertes techniques totales en distribution

Les facteurs de charge sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension, le premier (0,73) étant issu de celui la courbe de charge journalière présentée plus haut, et d'un facteur (0,9) représentant les variations de la charge au long de l'année.

Facteur de charge HT	0,73
Facteur de charge des pertes HT	0,57
Facteur de charge MT	0,69
Facteur de charge des pertes MT	0,60
Facteur de charge BT	0,56
Facteur de charge des pertes BT	0,48

Sur ces bases, les résultats suivants sont relatifs aux énergies estimées pour l'année 2014 :

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	258,4
En. Consommée MT+BT(GWh)	205
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	62
Estim. En. Consommée BT(GWh)	144
En. Vendue MT(GWh)	40,6
En. Vendue BT(GWh)	162,2

Les ventes sont celles présentées dans le rapport de visite.







Les pertes techniques se décomposent alors comme suit :

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	11,7
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	1,2
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	1,0
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	13,0
Total pertes techniques distrib (Gwh)	26,8

Les résultats suivants sont alors obtenus en comparant l'énergie injectée dans la ville de Greater Banjul Area (258,4 GWh) à l'énergie vendue.

	GWh
Pertes totales dans la capitale GWh	56
Pertes techniques dans la capitale GWh	27
Pertes non techniques dans la capitale GWh	29
Pertes totales dans la capitale %	21,5%
Pertes techniques dans la capitale %	10,4%
Pertes non techniques dans la capitale %	11,1%

Le niveau de pertes techniques apparaît comme réaliste (10,4%), tandis que les pertes non techniques sont du même ordre (11,1 %).

4.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques présentées en haut laisse penser qu'environ la moitié des pertes totales en 2015 étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 34 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2015 (≈ 9,5 Dalasi/kWh), les pertes de 34 GWh coûtaient NAWEC environ 318 millions de Dalasi en 2015 (≈ 7 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

La fraude et les compteurs défectueux sont considérés par NAWEC les causes principales. Le consultant considère aussi les erreurs dans les statistiques et dans le calcul des pertes une source importante.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

L'installation des compteurs communicants chez 15 gros consommateurs a eu lieu en octobre 2015. Chez la plupart de ces clients, les kWh facturés ont ensuite augmenté beaucoup. Une partie de







l'augmentation est probablement due à l'augmentation des activités économiques des clients mais une grande partie sans doute à l'arrêt de fraude.

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

La stratégie de NAWEC compte sur :

- 1. L'installation des compteurs communicants chez les abonnés MT.
- 2. L'installation de compteurs dans les postes.
- 3. La calibration des compteurs existants et le replacement des compteurs défectueux.
- 4. L'augmentation du personnel de l'unité en charge des contrôles et la mise à disposition des moyens de transport.
- 5. La formation des contrôleurs sur les méthodes de fraude et les méthodes de détection.

4.3 Pertes d'encaissement

Les données reçues de NAWEC ne distinguent pas entre les montants encaissés pour l'eau, l'assainissement et l'électricité. NAWEC a cependant fourni au consultant les montants facturés pour ces trois catégories. Cela a permis de calculer le taux d'encaissement globale qui englobe les trois catégories. La valeur pour 2014 est de 88% et pour 2015 seulement de 64%.

4.4 Formation existante

Il n'y a pas de cours de formation pour le personnel de NAWEC sur les pertes non techniques.







5. ECG (Ghana)

The total losses in distribution have evolved as per the following table, showing a stabilization of the total loss level in distribution around 24%.

Société	Pays	Pertes en % de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ECG	Ghana		26,0	26,6	27,2	23,5	23,3	24,1

The following paragraphs aim at identifying the « technical losses » in percentage, by appplying the methodology (the data of ECG being of « category 4 », have a look in A8.4.1 for the related methodology). The following computations lead to identify a rate of losses higher for Accra (40% total distribution losses) than for the rest of ECG (24,1%): see §A8.4.1.5..

5.1 Technical Losses

ECG provided several documents dealing partly or totally with losses:

- i. Assessment of Technical Losses in some Ten selected Districts in the ECG Operational Areas (by ECG System Planning Division, December 2015)
- ii. National Techinical and Commercial Loss Study- ECG Main Report (Global Energy Consulting Engineers India, 2012)
- iii. Power Distribution System master Plan Study for Ghana (by Chubu Electric Power Co., under JICA funding, September 2008)

These documents allow for a good guess of the present level of technical losses in the distribution network of ECG. Among the 10 districts, the district of Kwabenya (Accra East) is selected here and is supposed to be representative of the whole capital.

As a breakdown, the document (i) identifies the technical losses in energy as being 10.42 % in average, half of it being on the LV network:

ECG Network Sections	ECG Global Percentage Energy Losses (%)	Share
33 kV feeders & 33/11 kV transformers	1,56	15,0%
11 kV feeders	2,74	26,3%
Distribution Transformers	1,13	10,8%
Low Voltage Network	4,99	47,9%
Global Network	10,42	100%

The following paragraphs will address successively:

- the LV losses,
- the MV/LV transformer losses,
- the MV losses (11 kV)
- the 33 kV and 33/11 kV transformer losses.





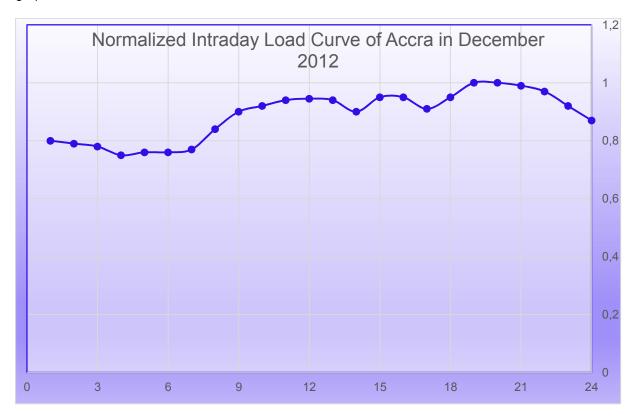


In the sub-annex A8.4.1A, each of the following paragraph will be structured as follows:

- Methodology adopted by ECG for the loss computation
- Quantifying losses at peak load and in energy
- Correlation of the loss level with other factors (as per the Distribution Master Plan)

5.1.1 Available load curves

The EGC System reliability Assessment of 2013 prepared by PSEC for ECG presents the following graphic⁶.



From this curve and supposing the seasonal load variations are negligible compared to the daily variations, the load factor in Accra is 0,889 and the loss load factor is 0,797. These values are pretty high and apply mainly to the HV network where the load curves are intrinsically smoothened by the statistical effect of the non-simultaneity, when compared to load curves in MV or LV.

5.1.2 Consultant Estimate of total Technical Losses in distribution in Accra

As indicated in the beginning of this chapter, the survey carried out by ECG in 2015 identifies the technical losses in energy as being 10.42 % in average for Accra. When focusing on Accra, and considering the sales as done in this study for the other capitals, the following figures identify a level of non-technical losses quite high, about 30%.

^{§ 3.2.1} Load Profile p.42









	MW
Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	694
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	60,0
Pointe conso MT et aval MT (MW)	634,0
Pointe Conso. MT (MW)	186,8
Livré aux transfos MT/BT (MW)	447,2
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	58,2
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	3,1
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	4,3
Pertes BT pte (MW)	50,8
Pointe Conso. BT (MW)	389,0
	2552
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	3663
En. Consommée MT+BT(GWh)	3286
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	986
Estim. En. Consommée BT(GWh)	2300
En. Vendue MT(GWh)	659
En. Vendue BT(GWh)	1537
	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	157,5
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	27,3
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	15,1
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	177,0
Total pertes techniques distrib (Gwh)	376,8
	,
Pertes totales dans la capitale GWh	1467
Pertes techniques dans la capitale GWh	377
Pertes non techniques dans la capitale GWh	1090
Pertes totales dans la capitale %	40,1%
Pertes techniques dans la capitale %	10,3%



29,8%

Pertes non techniques dans la capitale %





5.1.3 Additional information

5.1.3.1 LV Losses

Methodology adopted by ECG⁷ for LV losses estimates

In each of the 10 districts, a selection of 9 distribution transformers is identified, comprising:

- 3 transformers supplying high loads in terms of total LV load supplied
- 3 transformers supplying **medium** loads in terms of total LV load supplied
- 3 transformers supplying **low** loads in terms of total LV load supplied

These transformers are measured during measurement campaigns using power quality portable recorders. From these, the load factor (LF) and the loss load factor (LLF) as well as the power factor are obtained for each of the nine distribution substations.

Quantifying LV losses at peak load and in energy

The document (i) provides a sample of LV networks for each of the 10 districts. For example, the sample from the Ho District leads to the following table, showing for that district an average of 4,67% energy losses in LV.

	Туре с	of	Distr.	Leg	Po-		Peak	Peak	En.	En. Sup-	En.
	zone		S/S	ID	wer	Load	load	losses	Losses	plied	Losses
					fac-	fac-					
					tor	tor	kVA	kW	kWh	kWh	%
			AE08/1								
1	High load		9	В	0,81	0,66	32,38	0,69	2824	151270	1,87%
2	High load		T04/16	С	0,88	0,68	96,01	2,52	10899	502542	2,17%
3	High load		C16/36	В	0,9	0,7	102,51	3,85	17588	564475	3,12%
4	Medium		AK01	С	0,9	0,66	109,3	2,97	12175	567874	2,14%
			AE02/0								
5	Medium		1 AE09/2	В	0,89	0,65	116,7	8,48	36386	621962	5,85%
6	Medium		1	В	0,95	0,61	121	7,34	29360	613186	4,79%
			AE10/2								
7	Low load		2	D	0,92	0,68	155,79	13,86	49510	790855	6,26%
			AE11/0								
8	Low load		6	С	0,93	0,65	144,37	10,89	47225	791184	5,97%
9	Low load		AG05	D			147,41	15,73	62920	780597	8,06%
	Average		sample						268887	5383945	4,99%

Assessment: While this type of analysis of high interest and definitively necessary to assess losses in LV, the values used for the load factor are slightly too high because these come from the load curve measured at the distribution transformer rather than on each specific LV feeder of that transformer.

document (i): Assessment of Technical Losses in some Ten selected Districts in the ECG Operational Areas, ch. 2



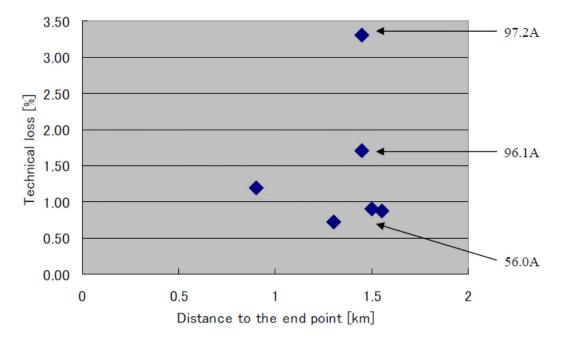




Correlation of LV losses with Voltage Drop

From an extract of document (ii) (the Distribution Master Plan of 2008), the following figure indicates the losses level of some LV feeders. As known by the theory, it clearly shows that lowly loaded feeders have loss levels dramatically lower than highly loaded feeders.

Correlation between technical loss and distance to the line terminal



ECG is conducting a project for input of data for its low-voltage distribution system on FACIPLUS, the software for distribution management.

A conclusion from that Distribution Master Plan is that:

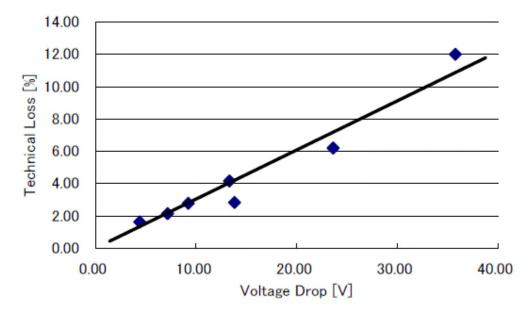
- proper management of voltage drop could reduce technical loss.
- modification of the low-voltage distribution system should be implemented at every opportunity of works, in accordance with the clear design standard.







Correlation between technical loss and the voltage drop



For example, if the voltage drop is managed to be within 6% instead of 17% (found at the time of that study), then the technical losses in LV would be reduced from 4% down to 2%.

5.1.3.2 MV/LV Losses

Methodology used by ECG for estimating the technical losses on MV/LV transformers

- The peak demand readings on each 11 kV & 33 kV distribution feeders are collected.
- The distribution transformers on these feeders with their installed capacities (**TX** capacity-i), No-Load (**P** NLL-i) & Full Load (**P** FLL-i) Power Losses are collected.
- The individual transformer maximum demands (PTX max-i) are estimated (11kV) feeder by (11 kV) feeder by breaking down the maximum feeder load proportionally to the ratings of the distribution transformers that are installed along the feeder.
- The Capacity Ratio for each transformer as CF = (PTX max-i)/ (TX capacity-i) is estimated (it is equal for all distribution transformers of a given 11 kV feeder)
- The average system wide Load Factors (**L.Fs-w**) & the corresponding Loss Load Factor (**L.L.Fs-w**) for the distribution transformers are estimated⁸.
- The Energy Losses for each transformer are estimated as
 E (L-TX@LV)i = [(P NLL-i) + (CF)² x (P FLL-i) x (L.L.Fs-w)] x 8760
- The energy supplied to individual distribution transformer is estimated⁹ as
 E supplied @DTX-i = (PTX max-i) x (L.Fs-w) x (8760)



Interconnexion électrique d'échange d'énergie respectueux du climat en Afrique de l'Ouest

from I² computations based on the load duration curve, itself providing the values I in percentage of Imax, where I represents the current

If the unit of PTX max-i is in kVA, then the feeder average power factor is applied get kW





Quantifying Losses in MV/LV transformers, as computed by ECG for the Kwabenya district

	Kwabenya District	Feeder	Av. Tfo	No-load	Tot. Load	Tot. En.	En. Supplied	En. Lost
		load kVA	loading %	losses kW	losses kW	%	kWh	kWh
	11 kV Feeder							
1	Dome-Pillar II (AE02)	6100	0,67	24,63	36,53	1,43	32702832	467650
2	Ashomang Estate (AE08)	6400	0,6	18,28	22,29	1,03	32433024	334060
3	Atomic Commission (AE10)	4600	0,93	8,39	22,19	1,12	22593967	253052
4	Kwabeyna Village (AE09)	6300	0,89	12,78	34,39	1,17	31788288	371923
5	Taifa Burkina (AE11)	4200	0,82	8,43	18,32	1,02	21939069	223779
6	Westlands	3000	0,59	8,45	10,85	0,95	15436872	146650
7	Pokuase-Amasaman (J01)	889	0,35	4,73	1,52	1,33	4111873	54688
8	Taifa-Burkina (J06)	1794	0,53	5,28	4,18	0,91	9091382	82732
9	Agbogba (T09)	8200	0,67	21,59	36,12	1,05	41554812	436326
10	Pantang (T11)	4800	0,27	30,72	7,99	1,29	25531545	329357
11	RedCo (T04)	2654	0,66	6,75	11,22	1,02	14158665	144418
12	Ritz (M12)	2753	0,55	8,14	10,05	0,95	14693153	139585
13	Abofu (C16)	3180	0,81	7,2	15,79	1,16	16611009	192688
	Average				231,44	1,12%	282646491	3176908

5.1.3.3 11 kV MV Losses

Methodology used by ECG for estimating the technical losses on MV feeders

Step 1: data collection

For each "primary station" (33/11 kV S/S), two heavily loaded and two lightly loaded 11 kV feeders per primary station are selected. Then a collection of validated values (measurements) for the following is carried out.

- 11 kV feeder Peak Demand loadings
- 11 kV feeders Average Power Factors
- Load Factors of the 11 kV feeders
- · Peak loads at MV/LV substations

Step 2: computations

Load flow computations at peak load for the 11 kV network.

For each 11 kV feeder:

Loss Load Factor (L.L.F) as = $\mathbf{a} \times (L.F) + \mathbf{b} \times (L.F)^2$ where a + b = 1 and $0.15 \le \mathbf{a} \le 0.3$

E11 kV Loss-i = [(PeakLosses11-i) x (L.L.Fi)] x 8760 **E supplied @ 11-i** = (P peak-11-i) x (L.Fi) x (8760)

E 11 kV loss-i [%] = E11 kV Loss-i x 100/ E supplied@11-i



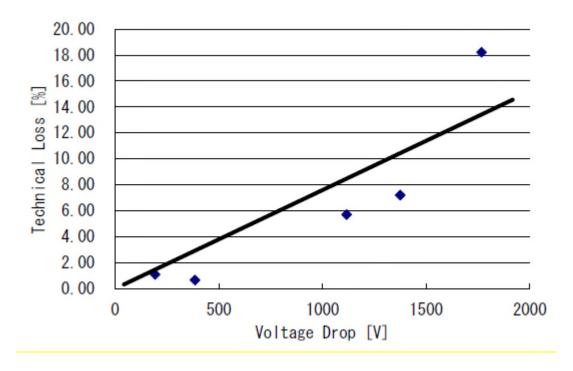




Quantifying Losses in MV computed by ECG

Kwabenya District				Peak	Peak	Energy	Energy	En
				Demand	Losses	Losses	Supplied	Loss
11 kV Feeder	Supplying S/S	power factor	load factor	kVA	kW	kWh	kWh	%
Dome-Pillar II (AE02) Ashomang Estate	Kwabenya (AE)	0,90	0,68	3100	181,55	787300	32702832	2,4%
(AE08) Atomic Commission	Kwabenya (AE)	0,89	0,65	6400	403	1612014	32433024	5,0%
(AE10)	Kwabenya (AE)	0,89	0,63	4600	142,36	538567	22593967	2,4%
Kwabeyna Village (AE09)	Kwabenya (AE)	0,90	0,64	6300	252,92	984071	31788288	3,1%
Taifa Burkina (AE11)	Kwabenya (AE)	0,89	0,67	4200	50,74	214269	21939069	1,0%
Westlands Pokuase-Amasaman	Kwabenya (AE)	0,89	0,66	3000	62,38	256426	15436872	1,7%
(J01)	Ofankor (J)	0,88	0,6	889	1,45	5029	4111873	0,1%
Taifa-Burkina (J06)	Ofankor (J)	0,89	0,65	1794	14,8	59200	9091382	0,7%
Agbogba (T09)	Adenta (T)	0,89	0,65	8200	485,3	1941216	41554812	4,7%
Pantang (T11)	Adenta (T)	0,88	0,69	4800	106,69	474951	25531545	1,9%
RedCo (T04)	Adenta (T)	0,87	0,7	2654	17,72	80950	14158665	0,6%
Ritz (M12)	Legon (M) Achimota Vil-	0,89	0,68	2753	37,24	163443	14693153	1,1%
Abofu (C16)	lage (C)	0,89	0,67	3180	148,6	627521	16611009	3,8%
Average						7744957	282646491	2,7%

Correlation between voltage drop and technical loss of MV line







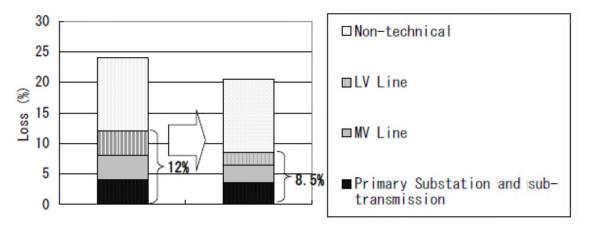


Management of the voltage drop: setting a standard for the maximum voltage drop to 7 percent would result in an average voltage drop of about 3.5 percent and may reduce the losses in MV to about 3 percent.

As a conclusion for the situation of 2008, distribution loss in Ghana is estimated at about 24 percent, and technical loss is thought to occupy about half (12 percentage points) of this.

Recommendations from the Distribution Master Plan:

- (a) Sub-transmission lines: possibility of reducing loss by about approximately 3.5 percent with an operating current of no more than 30 percent of the rated current
- (b) Medium-voltage distribution lines: possibility of reducing loss by approximately 3 percent by managing voltage drop to 7 percent (average voltage drop is 3.5 percent)
- (c) Low-voltage distribution lines (including service wires): possibility of reducing loss by approximately 2 percent by managing voltage drop to 6 percent (average voltage drop is 3 percent)



5.1.3.4 Technical Losses in 33 kV and MV/LV substations

Methodology adopted by ECG¹⁰ for 33 kV losses estimates

The methodology is based on an approximate distribution of peak loads among distribution transformers using assumed shares of the peak load measured as each 33 kV feeder head:

- Modeling of the 33 kV distribution networks (*Using ASPEN DistriView, PSS SINCAL or Cymdist Software*) with the loads represented as Spot Loads along the 33 kV distribution feeders.
- Maximum feeder loads in kVA are shared according to the distribution transformer capacities for the various load points along the feeder.
- Maximum loads at various load points are scaled to match the coincident peak load at the BSP serving the 33 kV distribution network.

document (i): Assessment of Technical Losses in some Ten selected Districts in the ECG Operational Areas , ch. 2







Methodology adopted by ECG¹¹ for 33 kV feeders and 33/11 kV transformer losses estimates

PP-L33 = losses at peak load on 33 kV feeders (in kW)

PP-T33= copper losses at peak load at 33/11 kV transformers (in kW)

Loss Load Factor (L.L.F) as = $\mathbf{a} \times (L.F) + \mathbf{b} \times (L.F)_2$ where $\mathbf{a} + \mathbf{b} = 1$ and $0.15 \le \mathbf{a} \le 0.3$ and $\mathbf{a} \& \mathbf{b}$ are the loss coefficients.

Total Peak Power Loss for 33/11 kV transformers as

P TPL-T33 = (PP-T33) + Σ (TX No-Load Losses) (in kW)

ESL-33= $[(PP-L33 + PP-T33) \times (L.L.F) + \Sigma (TX No-Load Losses)] \times 8760 (in kWh)$

Quantifying 33 kV feeder losses and 33/11 kV transformer losses at peak load and in energy

The computation results in identifying a share of 1.56% of the energy lost, which represents nearly 15% of the total distribution technical losses of that district (that total being 10.42 % in energy).

document (i): Assessment of Technical Losses in some Ten selected Districts in the ECG Operational Areas , ch. 2







5.2 Non-Technical Losses

Estimation of non-technical losses and associated loss of revenues

In the period 2009 – 2011, ECG's total losses had been in the order of 26% of purchased energy. Since 2012, total losses hovered around 24%. The required regulatory level is 21%

Theft and other illegal acts account for the bulk of the losses. According to a newspaper article of July 30, 2015, 20% of ECG's customers engage in power theft¹².

Based on the estimated technical losses in 2014, approximately two-third of the total losses were non-technical losses 13 . Applying that percentage to the 2013 data – 2013 is the most recent year for which ECG's statistics are available -, about 1320 GWh were lost in 2013 due to theft and other fraudulent measures. The losses translated into monetary losses of almost 370 million GHC (\approx 135 million Euros) when evaluating them with the average price paid in 2013 of about 0.28 GHC/kWh (price without levies).

Main acts causing non-technical losses

By-passing of meters, meter tampering and connections without meter are the main acts causing non-technical losses.

By-passing is said to be prominent with prepayment meters as these are not regularly monitored. In 2013, when approximately 800,000 prepayment meters had been installed, 9,537 cases of by-passing prepayments meters were detected.

Actions undertaken to reduce non-technical losses

ECG has undertaken several actions and implemented various measures to reduce non-technical losses:

- Setting-up of Loss Control Units; initially set up as ad-hoc units in 1999, they later became permanent units.
- **Installation of meter enclosures** to avoid tampering and bypassing.
- Deployment of consultants to monitor service connections of the 10,000 largest customers.
- A **nationwide audit of customers** began in August 2015. Until end of 2015, the audit produced revenues of GHC 31 million. In the first quarter of 2016, 8.7 million were raked in 14.
- Secondary Substation Metering has been deployed at substations in Accra and other regions of ECG. The metering will allow ECG to properly account for energy sold through each secondary substation and hence, to identify particular areas where energy theft occurs and to take remedial actions.
- Automatic Meter Reading (AMR) Technology was introduced in 2011 at ECG's industrial SLT customers (Special Load Tariff Customers). ECG can read the meters remotely and can download the client's consumption data which are stored in the system. Any attempt to tamper with the meter or any of its facilities sends a signal to ECG's monitoring servers for immediate attention.

A study done by ESBI (Electricity Supply Board International, Ireland) estimated ECB's non-technical losses in 1992 at 50% of system losses. Another study done of 2000 by PPA (Planned Power Associates, USA) estimated the non-technical losses in 2000 at 14,2%. Assuming that total system losses had in that year reached 23%, non-technical losses accounted for about 60% of system losses. Source: "Electricity Company of Ghana's Approach To Minimizing Non-Technical Losses" by Andrew Barfour.

Source: https://asokoinsight.com/news/electricity-company-of-ghana-recovers-10-million-in-10-months-as-fight-against-power-theft-yields-results



http://starrfmonline.com/1.5658235





- Many industrial customers who are not SLTs have received smart meters with GSM communication technology. The systems share most of the AMR features such as remote meter reading and sending signals in case of tampering.
- **Installation of a direct line to the police** for those who wish to report a theft.
- Establishment of a utility court in Accra in 2011.

Key elements of the strategy to reduce non-technical losses in the future

A June 2013 Report mentions two key elements: (i) the replacement of all meters with new split type smart prepayment meters installed in enclosures and (ii) the introduction of distribution transformer metering for energy accounting as key elements to reduce non-technical losses.

The ongoing audit of all customers can be considered another key element. Apart from direct benefits in the form of the monetary recovery of stolen energy, EGC could benefit from the publicity which the audit has received. Since the beginning of the audit, many articles which have been published in newspapers about customers who have been arrested or received heavy fines for theft of electricity or other illegal acts. The articles can be expected to serve as a deterrent to others.

5.3 **Collection Losses**

The collection efficiency leaves much to be desired. According to ECG's Annual Report 2013, the value of the ratio "Revenue Collection as % of Sales" was only about 90% in 2010, 2012 and 2013 (98% in 2011). The Regulator requires ECG to collect more than 95% of total billed electricity units.

5.4 **Existing Capacity Building Scheme**

Existing training programs offered by ECG's Training Center do not explicitly include programs to reduce technical or non-technical losses¹⁵. The majority of the offered training programs are technically oriented. These programs can be expected to also address the issue of technical losses but a training program dedicated to the issue could be more rewarding.



http://ecgonline.info/index.php/component/content/category/127-training-school-articles



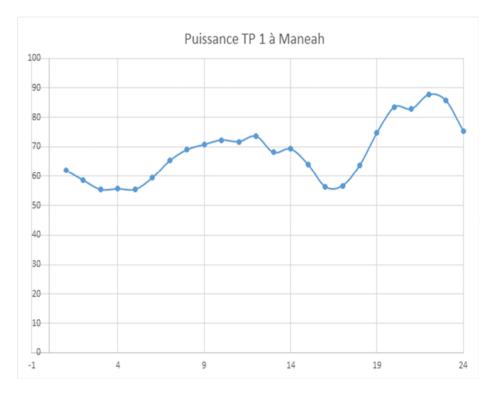


6. EDG (Guinée)

6.1 Pertes techniques

Courbe de charge en MW, facteur de charge

L'enregistrement de la courbe de charge montre à Maneah un maximum à 87,8 MW, et un facteur de charge journalier de 0,78.



Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	162,0
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	4,2
Pointe conso MT et aval MT (MW)	157,8
Pointe Conso. MT (MW)	32,9
Livré aux transfos MT/BT (MW)	124,9
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	5,2
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,6
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	0,9
Pertes BT pte (MW)	3,7
Pointe Conso. BT (MW)	119,7







Ces chiffres clarifient ainsi les ordres de grandeurs pour les pertes à la pointe pour 2014 (en MW).

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

Un calcul de répartition est disponible sur les plateformes logicielles PowerFactory et NAP.

Quantification en énergie

Comme indiqué plus haut, l'énergie injectée dans le réseau MT de Conakry est en 2014 estimée à 863,1 GWh (soit 77% de la production du pays pour le réseau interconnecté).

Estimation des pertes techniques totales en distribution

Les facteurs de charge sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension, le premier (0,70) étant issu de la courbe monotone présentée plus haut.

Facteur de charge HT	0,70
Facteur de charge des pertes HT	0,57
Facteur de charge MT	0,61
Facteur de charge des pertes MT	0,51
Facteur de charge BT	0,49
Facteur de charge des pertes BT	0,41

Sur ces bases, les résultats suivants sont relatifs aux énergies estimées pour l'année 2014 :

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	863,11
En. Consommée MT+BT(GWh)	584
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	175
Estim. En. Consommée BT(GWh)	409
En. Vendue MT(GWh)	159,8
En. Vendue BT(GWh)	432,7

Les ventes sont celles présentées dans le rapport annuel 2014.







Les pertes techniques se décomposent alors comme suit :

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	18,7
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	5,7
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	3,1
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	13,2
Total pertes techniques distrib (Gwh)	40,6

Les résultats suivants sont alors obtenus en comparant l'énergie injectée dans la ville de Conakry (863,1 GWh) à l'énergie vendue.

	GWh
Pertes totales dans la capitale GWh	271
Pertes techniques dans la capitale GWh	41
Pertes non techniques dans la capitale GWh	230
Pertes totales dans la capitale %	31,4%
Pertes techniques dans la capitale %	4,7%
Pertes non techniques dans la capitale %	26,6%

Le niveau de pertes techniques apparaît comme particulière bon (4,7%), tandis que les pertes non techniques sont beaucoup plus importantes (26,6 %).

6.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques présentées en haut laisse penser qu'au moins deux-tiers des pertes totales en 2015 étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 240 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2015 (\approx 685 GNF/kWh), les pertes de 240 GWh coûtaient l'EDG environ 164 milliards de GNF en 2015 (\approx 20 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

Les causes des pertes non techniques sont :

L'absence de compteurs.
 Environ 95% des abonnés à la fin de 2015 n'ont pas eu un compteur. Ils ont facturé au forfait.
 Les kWh consommés sont dits d'être en général plus élevés que les kWh facturés. C'est normalement seul à la date d'enregistrement que la consommation est estimée basée sur les ap-







pareils installés. Si l'abonné ajoute des appareils plus tard, il continue de payer les kWh estimés au début. La redistribution faite par les abonnés au forfait est aussi un facteur important ; beaucoup d'abonnés au forfait alimentent des voisins en électricité.

- Manipulation du compteur.
 EDG constate souvent que le compteur n'est pas plombé ou que le sceau est coupé.
- Compteurs défectueux à cause de l'âge.
- La base de données de la clientèle ne reflète pas la situation réelle.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

L'installation des compteurs à prépaiement dont la plupart sont de type split n'a commencé qu'en décembre 2015.

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Les éléments principaux de la stratégie sont :

- 1. Installation des compteurs à prépaiement chez les abonnés BT, notamment des compteurs split.
- 2. L'installation des compteurs communicants chez les abonnés MT.
- 3. L'installation des systèmes de comptage dans les postes de départ.
- 4. Rattachement des clients au poste de départ.
- 5. Renforcement du Projet « Lutte Contre la Fraude » (personnel, véhicules, formation, outils)

6.3 Pertes d'encaissement

Le taux d'encaissement a toujours été faible ; en 2014 de 75% et en 2015 de 66%.

6.4 Formation existante

Les contrôleurs d'EDG ont besoin de plus de formation. La formation de nouveaux contrôleurs se limite à un jour de formation en classe réalisée par le Chef du Projet « Lutte contre la fraude ». Toute autre formation est sous forme de l'assistance que les contrôleurs expérimentés donnent durant les contrôles.





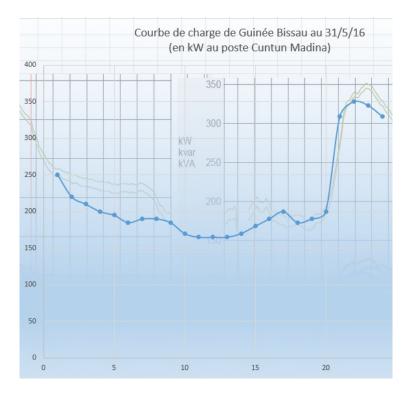


7. EAGB (Guinée Bissau)

7.1 Pertes techniques

Courbe de charge, facteur de charge

La mesure au poste de Cuntun Madina founit la coube suivante, laquelle représente un facteuur de charge de 0,61.



Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	12,0
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	0,4
Pointe conso MT et aval MT (MW)	11,6
Pointe Conso. MT (MW)	0,8
Livré aux transfos MT/BT (MW)	10,7
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	0,1
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,0
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	0,1
Pertes BT pte (MW)	0,0
Pointe Conso. BT (MW)	10,6







Ces chiffres clarifient ainsi les ordres de grandeurs pour les pertes à la pointe pour 2014 (en MW).

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

Calcul de répartition...

Quantification en énergie

Comme indiqué plus haut, l'énergie injectée dans le réseau MT de Bissau est en 2014 de 63,7 GWh.

Estimation des pertes techniques totales en distribution

Les facteurs de charge sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension, le premier (0,70) étant issu de la courbe monotone présentée plus haut.

Facteur de charge HT	0,66
Facteur de charge des pertes HT	0,41
Facteur de charge MT	0,61
Facteur de charge des pertes MT	0,50
Facteur de charge BT	0,48
Facteur de charge des pertes BT	0,40

Sur ces bases, les résultats suivants sont relatifs aux énergies estimées pour l'année 2014 :

	GWh
Energie injectée en distribution MT+BT (GWh) = FC*Pointe*8,76	63,7
En. Consommée MT+BT (GWh)	15,7
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	4,4
Estim. En. Consommée BT(GWh)	17,6
En. Vendue MT(GWh)	8,5
En. Vendue BT(GWh)	34,1

Les ventes sont celles présentées dans le rapport annuel 2015.

Les pertes techniques se décomposent alors comme suit :







	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	1,9
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	0,4
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	0,2
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	0,1
Total pertes techniques distrib (Gwh)	2,6

Les résultats suivants sont alors obtenus en comparant l'énergie injectée dans la ville de Bissau (63,7 GWh) à l'énergie vendue.

	GWh
Pertes totales dans la capitale GWh	21
Pertes techniques dans la capitale GWh	3
Pertes non techniques dans la capitale GWh	18
Pertes totales dans la capitale %	33,1%
Pertes techniques dans la capitale %	4,1%
Pertes non techniques dans la capitale %	29,0%

Le niveau de pertes techniques apparaît comme particulièrement bas (4,1 %), ce qui est lié à la carence de production (12 MW disponibles à comparer aux 30 MW de demande estimée à la pointe). Par contre les pertes non techniques sont très élevées (29 %).

7.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques présentée en haut laisse penser qu'au moins deux-tiers des pertes totales en 2015 étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 14 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2015 (≈ 193 FCFA/kWh), les pertes de 14 GWh coûtaient l'EAGB environ 2,7 milliards de FCFA en 2015 (≈ 4,1 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

Les causes des pertes non techniques sont :

- Les faiblesses du logiciel SECURE utilisé pour la facturation des clients au post-paiement.
 Il est arrivé que quelques abonnés n'ont pas obtenu de factures et d'autres avec beaucoup de délai. Cela a pour conséquence que pas tous kWh relevés entrent dans les statistiques de consommation.
- La base de données de la clientèle ne reflète pas la situation réelle.







Il se peut qu'EAGB sert beaucoup de branchements clandestins. Un recensement de la clientèle est nécessaire.

La consommation pour l'éclairage publique n'est pas mesurée mais estimée.
 EAGB pense que la consommation soit fortement sous-estimée.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

L'installation des compteurs à prépaiement a commencé à grande échelle en 2013. La plupart des compteurs à prépaiement sont de type split ; en octobre 2016, environ 78%

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Les éléments principaux de la stratégie sont :

- 6. Remplacement du logiciel SECURE.
- 7. Recensement complet de la clientèle.
- 8. Continuation de la politique d'installation des compteurs à prépaiement split
- 9. Rattachement des clients au poste de départ BT et l'installation des compteurs dans les postes.

7.3 Pertes d'encaissement

Les statistiques d'encaissement que le consultant a obtenu d'EAGB ne permettent pas de distinguer les encaissements liés à l'eau de ceux liés à l'électricité. Une estimation du taux d'encaissement est obtenue en divisant le montant total encaissé (eau et électricité) par le montant total facturé (eau ¹⁶ et électricité). Cela donne pour 2015 un taux d'encaissement de 90%.

Un rapport de SEURECA de 2014 mentionne que le taux de recouvrement était en 2013 de 73%. Le taux de l'Etat était de 44% et celui des privés 98%¹⁷. Le faible taux était donc dû au fait que l'Etat n'avait réglé que 44% de ses factures. EAGB a informé le consultant que le paiement par l'Etat s'est amélioré ce qui explique que le taux global a été nettement plus élevé en 2015 (90%).

7.4 Formation existante

Il n'y a pas encore eu de cours de formation pour former les agents à la détection des diverses méthodes de fraude pour qu'ils puissent les détecter.

Une telle formation est jugée importante par EAGB. Elle devrait être tenue en langue portugaise

. .



En 2015, les factures pour la consommation d'eau comptaient pour 9% du montant total facturé pour eau et électricité.

¹⁷ Source: SEURECA, Rapport d'avancement trimestriel n° 2, Juin 2014, p.35.





8. EDM-SA (Mali)

Au niveau du système de distribution dans son ensemble, les pertes d'énergie totales ont montré globalement une baisse depuis 2010, de 19 % vers des valeurs de l'ordre de 16%, mais une légère hausse vers le niveau 17,4 % en 2014.

Société	Pays	Pertes en % de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EDM-SA (1)	Mali	Injectée 15 kV	19,0	19,1	16,0	18,9	16,5	17,4

Au niveau du système de distribution de la capitale, il semble que les pertes totales soient du même ordre, à savoir 18% (voir A8.5.1.5).

Les paragraphes suivants s'attachent à identifier la fraction « pertes techniques » de cette dernière valeur, en suivant la méthodologie (les données EDM-SA étant de « catégorie 5 », voir dans le texte en §.4.1 la méthodologie correspondante).

8.1 Pertes techniques

La pointe de Bamako est supposée être de 218,2 MW, ce qui correspond, avec le facteur de charge 0,56, à l'énergie livrée 1074,6 GWh obtenue sur base de l'énergie livrée au RI moins l'estimation de l'énergie livrée aux autres centres alimentés par le RI¹⁸ dans le rapport annuel de 2014. Cette valeur 224 MW est compatible avec la pointe de 245 MW indiquée p.21 du rapport annuel 2014 pour le RI entier (lequel couvre plus que Bamako). Le facteur de charge en HT est lui relatif à la courbe monotone : sa version¹⁹ de 2013 est fournie ci-dessous et est supposée valide pour représenter la situation de 2014.

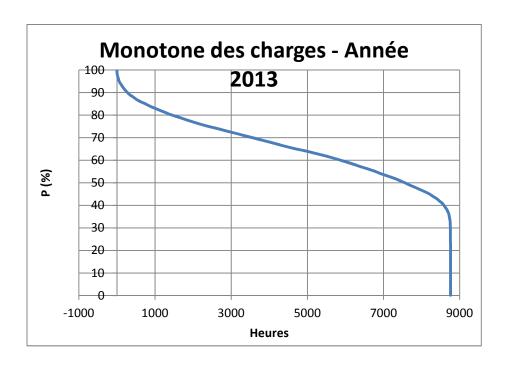
Courbe monotone de la puissance livrée au RI, fournie dans le cadre de l'étude de faisabilité de l'interconnexion à la Guinée.



Déduction : énergie livrée à Bamako = énergie livrée au RI- 1,20*ventes aux centres RI (hors Bamako) où le facteur 1,20 prend en compte l'ensemble des pertes de distribution (techniques et non techniques) pour les centres RI hors Bamako.







Estimation des pertes techniques en BT

A défaut de disposer d'un modèle du réseau MT, les pertes MT à la pointe seront supposées être égales à la moyenne de celles trouvées pour les capitales où elles ont été calculables : 6,2%.

Quantification en puissance

Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	218,2
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	11,6
Pointe conso MT et aval MT (MW)	206,6
Pointe Conso. MT (MW)	60,6
Livré aux transfos MT/BT (MW)	146,0
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	8,5
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,9
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	1,2
Pertes BT pte (MW)	6,5
Pointe Conso. BT (MW)	137,5

Ces chiffres clarifient ainsi les ordres de grandeurs pour les pertes à la pointe pour 2014 (en MW).

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%







De ces valeurs seront déduites les pertes en puissance et pertes en énergie correspondante (voir §4.6.1.4).

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

EDM utilise le logiciel CYME pour la haute tension (le transport). Pour la MT, une formation sur CYMdist est établie pour début juin 2016.

Toutefois des analyses ont déjà été faites par calculs sur Excel, ce qui est rendu possible de proche en proche compte tenu de la structure radiale des réseaux de distribution.

Pour la zone de Bamako Sud, les départs MT suivants ont été analysés par EDM et les pertes suivantes ont été identifiées, présentant un niveau de pertes à la pointe²⁰ de 11,8 %.

	P tête départ	Pertes	Pertes
	kW	kW	%
Badala Est	5563,8	559,9	10,1%
Badala Ouest	4200,4	259,8	6,2%
CRES	1295,8	72,3	5,6%
Kalaban Cour	1720,0	3,3	0,2%
Torokoro	1634,0	2,6	0,2%
Kalaban Coro	6865,4	1621,3	23,6%
Total	21279,3	2519,1	11,8%

Cependant, ces six départs MT ont été sélectionnés pour une étude particulière, non pas en vue d'analyser leurs pertes ou parce qu'ils seraient « représentatifs » de l'ensemble des départs MT, mais parce qu'ils sont les plus chargés et conduisent à des chutes de tension élevées. Comme indiqué plus haut, c'est la moyenne des pertes MT identifiées dans les autres capitales qui sera prise : 6,2%.

Quantification en énergie

Comme indiqué plus haut, l'énergie injectée dans le réseau MT de Bamako est en 2014 de 1074,6 GWh.



moyenne des taux de pertes selon fichier Chute de tension MT Bko Sud.xls





Estimation des pertes techniques totales en distribution

Les facteurs de charge sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension, le premier (0,70) étant issu de la courbe monotone présentée plus haut.

Facteur de charge HT	0,63
Facteur de charge des pertes HT	0,51
Facteur de charge MT	0,56
Facteur de charge des pertes MT	0,46
Facteur de charge BT	0,45
Facteur de charge des pertes BT	0,37

Sur ces bases, les résultats suivants sont relatifs aux énergies estimées pour l'année 2014 :

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	1074,6
En. Consommée MT+BT(GWh)	995
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	298
Estim. En. Consommée BT(GWh)	696
En. Vendue MT(GWh)	311
En. Vendue BT(GWh)	572

Les ventes sont celles présentées dans le rapport annuel 2014. Les pertes techniques se décomposent alors comme suit :

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	47,1
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	7,6
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	3,8
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	21,1
Total pertes techniques distrib (Gwh)	79,6







Les résultats suivants sont alors obtenus en comparant l'énergie injectée dans la ville de Bamako (1074 GWh) à l'énergie vendue.

	GWh
Pertes totales dans la capitale GWh	191
Pertes techniques dans la capitale GWh	80
Pertes non techniques dans la capitale GWh	112
Pertes totales dans la capitale %	17,8%
Pertes techniques dans la capitale %	7,4%
Pertes non techniques dans la capitale %	10,4%

Le niveau de pertes techniques apparaît comme réaliste (7,4%), tandis que les pertes non techniques sont un peu supérieures (10,4% également).

8.2 A8.5.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques en 2014 laisse penser qu'environ 50% des pertes totales dans le réseau interconnecté d'EDM-SA (17,4% de l'énergie injectée dans le RI) étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques de 120 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2014 (≈ 97 FCFA/kWh), les pertes de 120 GWh coûtaient EDM-SA environ 12 milliards de FCFA en 2014 (≈ 18 millions d'Euros).

Cause des pertes non techniques

La fraude est la raison la plus importante. Selon l'expérience d'EDM-SA, les actes frauduleux souvent commis par des abonnés qui ont des climatiseurs. La consommation des climatiseurs entraine des factures élevées ce qui incite quelques abonnés de réaliser des actes frauduleux (by-pass, etc.).

Les anomalies sur les compteurs, les compteurs non relevés, les compteurs en panne (estimation d'énergie facturable) et des faiblesses de la Base de Données Clientèle (saisie des valeurs incorrectes, suppression des valeurs) contribuent aussi aux pertes non techniques.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

Un département de la Direction Commerciale est chargé du contrôle des abonnés. Le département a environ 40 personnes. Environ 10 équipes font les contrôles. Les équipes sont basées à Bamako. Elles font des missions dans d'autres localités. Le personnel ne suffit pas pour faire ce qui serait souhaitable. Il manque notamment de personnel avec des compétences pour contrôler les abonnés MT et il manque des outils. Par exemple, il faudrait avoir des pinces ampère-métriques pour voir si le compteur mesure ce que la pince ampère-métrique indique.







En 2014, une contre-relève a été organisée pour tous les clients d'EDM-SA à Bamako.

La contre-relève était réalisée par une société externe au coût de 100 FCFA par relève. La société a pris des photos des index des compteurs. S'il y avait un écart incompréhensible entre l'index montré sur la photo et l'index de la dernière relève, EDM-SA a informé le client de venir à l'agence pour payer la différence.

Les releveurs communiquent l'index et les circonstances de relève. Concernant les circonstances, il y a plusieurs catégories prédéfinies et le releveur coche la ou les catégories qui sont valables. Exemples des catégories : rien à signaler, client absent, compteur défectueux, soupçon de fraude. Le Contrôle d'Abonnés est informé s'il a coché « soupçon de fraude « et le laboratoire s'il a coché « compteur défectueux ».

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

La politique de réduction des pertes est basée sur deux axes :

- A moyen terme, le rattachement des clients aux postes de distribution publiques (postes MT/BT) et installation de systèmes de comptage dans les postes. Cela permettra de comparer l'énergie injectée par les postes à l'énergie facturée aux clients rattachés aux postes, de cette manière détecter des anomalies (hautes pertes) et leurs raisons et de réaliser ensuite des mesures de réduction. Le projet est en cours. La réalisation se limite jusqu'à maintenant à peu de postes.
- A long terme, l'utilisation des compteurs communicants (compteurs conventionnels et compteurs à prépaiement du type split) est prévue. Cela permettra de détecter à distance des anomalies comme le blocage du compteur ou des actes frauduleux (détérioration). La phase pilote a commencé à petite échelle.

Il faut que la consommation des abonnés qui reçoivent un compteur communicant ne soit pas faible pour que l'installation se rentabilise. Il était mentionné dans ce contexte que le montant de la facture hors taxes devrait dépasser 10 000 FCFA. Environ 80% des abonnés d'EDM-SA ont actuellement des factures plus faibles.

8.3 Pertes d'encaissement

EDM-SA n'a pas encore fourni de données qui permettent l'estimation du taux de recouvrement. L'objectif est que le taux soit de 98,5%.

8.4 Formation existante

Les informations sur la formation donnée au personnel impliqué dans la réduction des pertes techniques et non techniques doivent encore être fournies par EDM-SA.







9. NIGELEC (Niger)

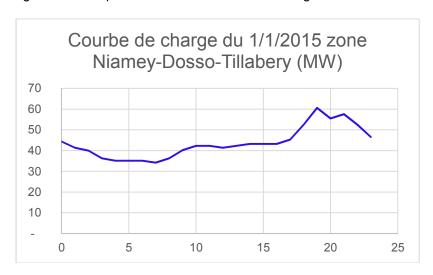
Au niveau du système interconnecté dans son ensemble et sur base des rapports annuels, les pertes d'énergie totales ont évolué comme suit.

Société	Pays	Pertes en % de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
NIGELEC	Niger	Energie Livrée			11,7	10,5	11,0	10,6

Au niveau de la capiale, Niamey, les pertes totales seraient nettement plus élevées : 22 % (voir §A8.6.1.5 plus bas). Les paragraphes suivants s'attachent à identifier la fraction « pertes techniques » de cette dernière valeur, en suivant la méthodologie (les données NIGELEC étant de « catégorie 2 », voir plus haut en §4.1 la méthodologie correspondante). La courbe de charge suivante a permis d'établir le facteur de charge HT comme étant de 0,72.

9.1 Pertes techniques

La courbe de charge suivante a permis d'établir le facteur de charge HT comme étant de 0,72.



L'importance de Niamey au sein du Réseau Interconnecté Sud (RI Sud) est de 83 % comme le montrent les chiffres de l'énergie livrée en 2014 (issus du fichier STATISTIQUES MENSUELLES 2015corrigéDR.xls) :

	kWh	GWh	Fraction
Niamey	663.700.412	664	83%
Reste du RI Sud	136.544.024	137	17%
Total RI Sud 2014		800	100%







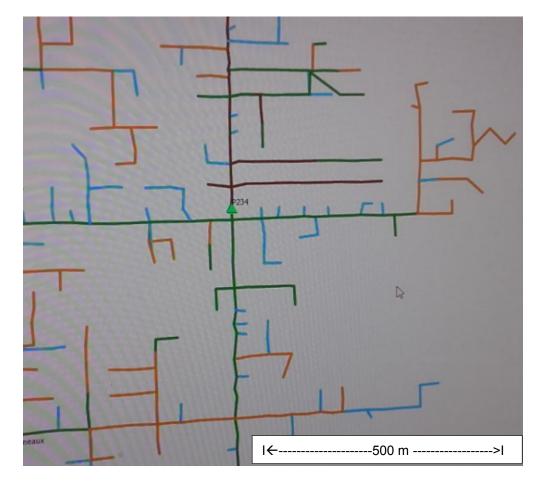
9.1.1 Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Le réseau BT proposé par Nigelec comme représentatif est celui du poste P234, représenté sur le SIG Manifold comme suit. Pour ces schémas, la légende est la suivante :

- tronçons en vert : conducteurs 70 mm² torsadé, âme en aluminium
- tronçons en orange : conducteurs 50 mm² torsadé, âme en aluminium
- tronçons en bleu : conducteurs 25 mm² torsadé, âme en aluminium
- tronçons en brun : conducteurs 16 mm² torsadé, âme en aluminium, en voir de remplacement par une section plus grande

Réseau BT du poste « P234 » :

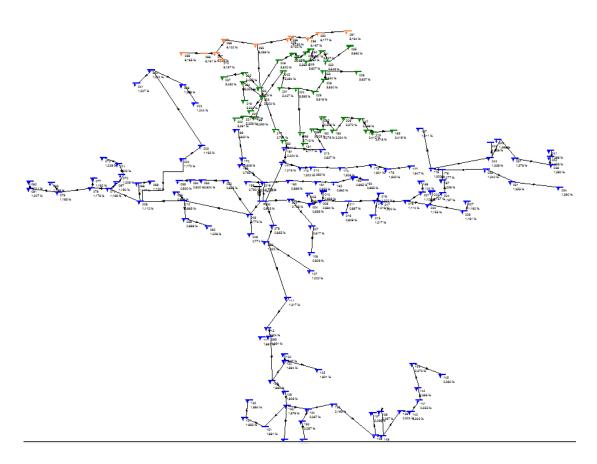








Sur cette base, la définition du réseau BT du poste P234 a été importée dans le logiciel NAP, ce qui conduit à la représentation suivante, laquelle montre des chutes de tension importantes, bien que tout juste acceptables dans la partie nord de ce réseau BT :



La légende pour la couleur des nœuds est la suivante, basée sur la chute de tension :

	Champ : Chute de tension (%)		
	Couleur	Valeur	
		0,000	
	2	3,000	
	3	6,000	
	4	10,000	
Plus de 10%	5	0,000	

Un fichier résultat de la campagne de mesures de 2015 a été mis à disposition et a identifié pour un échantillon de quatre postes les pointes de puissance suivantes.

Nom du poste	Date mesure	Snom (kVA)	S (kVA)	P (kW)
N°234 "NIAMEY 2000 1"	05-05-15	250	218,7	196,8
N°237 "HAMDALLAYE"	06-05-15	100	77,1	69,4
N°244 "RECASEMENT YANTALA 8"	09-05-15	400	378,3	340,5
N°246 "SAGA GOROU 1"	16-05-15	50	35,6	32,0







Le quartier étant résidentiel, on supposera un facteur de charge individuel de 0,33, tandis que l'on trouverait au niveau du poste de distribution une courbe de charge plus lisse (d'un facteur de charge probablement de l'ordre de 0,5). Au niveau du poste source, le facteur de charge est celui identifié par Nigelec est très élevé, à savoir 0,79 et 0,82 d'après les courbes de charges reçues de Nigelec²¹ : il est probable que ces valeurs élevées soient liées à un délestage pendant la pointe de charge).

Deux scénarios sont envisagés quant à l'interprétation des données reçues :

- 0 : les énergies consommées sont des consommations annuelles, le résultat est 2.19 % de pertes BT à la pointe
- 1 : les énergies consommées sont des consommations pour deux mois, 11.3 % de pertes BT à la pointe

Pour le scénario 0, les consommations sont supposées annuelles mais la somme des puissance (issues de l'hypothèse du facteur de charge indiqué plus haut) est de 26 kW, soit une valeur bien en deçà de la mesure faite au poste (196,8 kW le 5/5/2015). Pour ce scénario, le niveau de charge maximal sur les tronçons est de 25 %, et la chute de tension maximale est de 6.2 %.

Pour le scénario 1, la somme des puissances individuelles est identique à celle mesurée (196 kW), la charge maximale est de 105 %, ce qui peut être acceptable temporairement²², la chute de tension maximale est de 22 % (ce qui est une valeur trop élevée, le seuil étant habituellement à 10%).

Une autre estimation provient du modèle simplifié, lequel conduit à établir :

Vente d'électricité BT (GWh) en 2014	501
Hyp. Nb consom. BT Niamey en 2014	137000
Hyp. Longueur MT totale (km)	481
Hyp. Longueur BT totale (km)	1820
postes MT/BT publics: nombre	692
postes MT/BT publics: Snom installée (kVA)	226868

En comptant une moyenne de 5 départs BT par poste MT/BT, on a 878 postes fois 5 départs, soit ces chiffres conduisent à évaluer qu'en moyenne chaque départ ne dessert qu'une charge de 215 W.

Le tableau suivant indique les pertes en BT appliquées à la puissance de pointe qui est injectée dans la BT, ainsi que les autres variables qui pont permis cette analyse : pointe de charge, pertes MT, consommations MT, pertes dans les transformateurs de distribution.

En rappelant que Niamey représente 83 % du RI Sud (voir plus haut) et que la pointe de charge du RI Sud est de 127 MW (comme indiqué dans le fichier « Courbes de charge réalisées et corrigées en zone Ouest (fleuve) Niamey Dosso Tillabery.xls »), la pointe de charge de Niamey est évaluée à 105 MW.

environ 30 à 60 minutes selon les standards utilisés par Nigelec et les données d'environnement





[«] Courbes de charge réalisées au Niger Centre Est.xls » et « Courbes de charge réalisées et corrigées en zone Ouest (fleuve) Niamey Dosso Tillabery.xls »





	MW
Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	105,41
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	6,0
Pointe conso MT et aval MT (MW)	99,4
Pointe Conso. MT (MW)	39,1
Livré aux transfos MT/BT (MW)	60,3
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	3,4
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	0,4
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	0,6
Pertes BT pte (MW)	2,4
Pointe Conso. BT (MW)	56,9

Les pertes techniques BT (évaluées sur le réseau du poste P234) en puissance indiquent 0,8 %.

Cette valeur est obtenue sur base de :

- Des consommations (supposées bi-mensuelles dans le SIG car les relevés étaient faits tous les 2 mois jusqu'en 2015) des clients raccordés aux différents poteaux
- Un modèle de réseau BT simple, réalisé sur le logiciel de calcul de réseau NAP

Quantification en énergie

Sur base d'un échantillon qui est limité au poste P234, les pertes techniques BT de Niamey représentent 0,8% soit 2,7 GWh (voir le paragraphe 4.7.1.4 plus loin). Toutefois, tout porte à croire que le taux de 0,8% est particulier à ce poste et qu'en moyenne les pertes BT doivent être nettement supérieures, en l'occurrence 1,9% selon le modèle simplifié ici utilisé, lequel indique des pertes techniques BT en énergie 13 GWh.

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

De ces valeurs seront déduites les pertes en puissance et pertes en énergie correspondante (voir §4.7.1.4).







Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

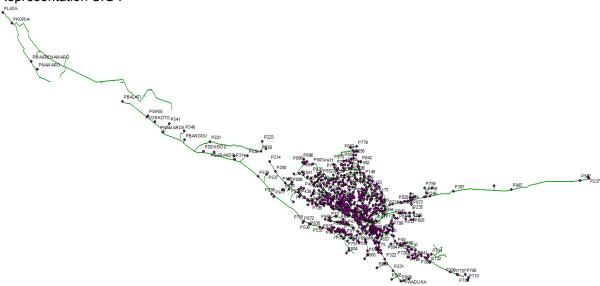
En termes de réseau MT, à la date de la mission sur site (avril 2016), il n'y avait pas encore de modèle de calcul du réseau MT. Il n'y a dès lors pas d'estimation disponible pour les pertes techniques sur le réseau MT.

Deux types de représentations cartographiques sont par contre disponibles, l'un sur Google Earth, l'autre sur SIG²³.

Représentation Google Earth :



Représentation SIG:



Ces deux représentations n'indiquent par contre pas les sections des conducteurs ni les points d'ouverture (sectionneurs ou interrupteurs « NO », c'est à dire « normalement ouverts »). Les charges des transformateurs sont quant à elles disponibles sur base des campagnes de mesures ef-



le SIG Manifold est utilisé par Nigelec et permet l'exportation des fichiers shapefile shp.





fectuées annuellement²⁴ ., tandis que les positions des points « NO » sont indiquées dans le schéma d'exploitation²⁵.

Quantification en énergie

Les pertes techniques MT sont évaluées à 30,4 GWh, comme indiqué dans le paragraphe suivant.

Estimation des pertes techniques totales en distribution

La conversion des pertes en puissance évaluées plus haut vers les pertes en énergie nécessite l'utilisation des facteurs de charge. Ceux-ci sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension.

Facteur de charge HT	0,65
Facteur de charge des pertes HT	0,53
Facteur de charge MT	0,52
Facteur de charge des pertes MT	0,43
Facteur de charge BT	0,41
Facteur de charge des pertes BT	0,34

Les énergies sont alors rassemblées dans le tableau suivant.

Selon le Rapport d'activité de NIGELEC 2014 le RI Sud utilise une énergie injectée de 841 GWh.

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	627
En. Consommée MT+BT(GWh)	592
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	177
Estim. En. Consommée BT(GWh)	414
En. Vendue MT(GWh)	154
En. Vendue BT(GWh)	398

Schéma de manoeuvre reseau 20 kV.pdf





par exemple le fichier « resultat mesure de charge 2015.xls »





	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	22,7
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	3,7
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	1,7
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	7,1
Total pertes techniques distrib (Gwh)	35,1

Tenant compte de l'énergie injectée en distribution à Niamey²⁶ et des énergies vendues à Niamey en MT et en BT, ces chiffres conduisent à évaluer les pertes totales en distribution à Niamey, à savoir 151 GWh. De celles-ci, les pertes techniques identifiées plus haut (35,1 GWh) sont déduites pour trouver les pertes non techniques (151 GWh).

Ces valeurs sont ensuite traduites en pourcentage de l'énergie injectée en distribution, conduisant au tableau suivant.

Pertes totales dans la capitale GWh	75
Pertes techniques dans la capitale GWh	35
Pertes non techniques dans la capitale GWh	40
Pertes totales dans la capitale %	12,0%
Pertes techniques dans la capitale %	5,6%
Pertes non techniques dans la capitale %	6,4%

⁶²⁷ GWh sur base de la valeur globale pour le Niger p.19 du Rapport d'activité NIGELEC 2014, soit 847 GWh, et un coefficient de 74% représentant Niamey dans le RI



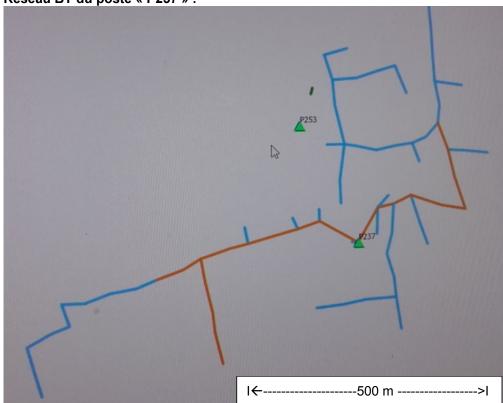
2





9.1.2 Informations supplémentaires

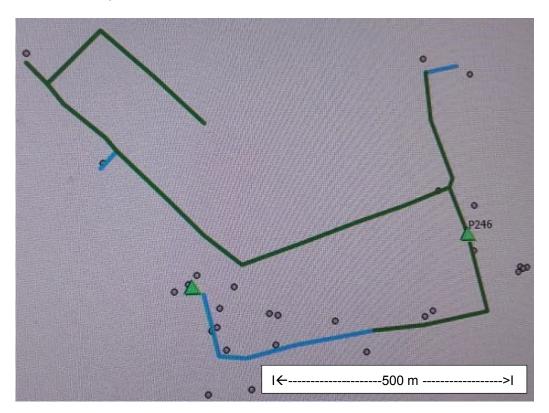
Réseau BT du poste « P237 » :



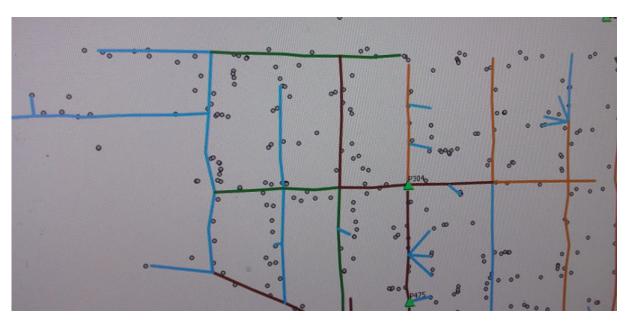




Réseau BT du poste « P246 » :



Réseau BT du poste « P304 » :



Comme ces schémas cartographiques le montrent, les réseaux BT sont assez diversifiés en termes de structure et densité de consommateurs. C'est une des raisons pour préconiser le géoréférencement des réseaux BT existants, et de la coupler avec un logiciel de calculs de répartition (load flow), afin de permettre une estimation des pertes en lignes, et sur base des consommations relevées, une estimation des pertes totales. La différence entre pertes totales et pertes techniques procure alors l'estimation des pertes non techniques. Il semble que NIGELEC soit pionnière sur ce sujet.







9.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques en 2014 laisse penser qu'environ 50% des pertes totales en 2014 étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 45 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2014 (≈ 82 FCFA/kWh), les pertes de 45 GWh coûtaient la NIGELEC environ 3,7 milliards de FCFA en 2014 (≈ 5.6 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

Les causes de fraude les plus répandues sont :

- La prise directe : Le client raccorde les grosses consommations en amont du compteur. Seules les faibles consommations sont enregistrées pour quand même avoir une consommation mesurée
- 2. Modification du compteur pour qu'il tourne plus lentement.
- 3. Faire tourner le compteur à l'envers.
- 4. Consommation Après Résiliation : L'abonné est coupé mais se raccorde après en by-pass.
- 5. Blocage du compteur en perçant le capot. Ce cas est de moins en moins observé car il a été beaucoup combattu.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

La politique de la NIGELEC vise notamment aux contrôles. Deux types de contrôles méritent d'être soulignés :

Chaque année, la NIGELEC réalise l'opération « contrôle relève « qui dure environ 10 jours. Durant cette période, les index des compteurs sont relevés et l'état physique des compteurs est examiné. Les releveurs sont chacun accompagné d'un agent électricien qui note l'index. Il n'y a pas de collusion possible car le releveur ne sait pas quel agent électricien fera avec lui le binôme.

Des opérations de Lutte Contre la Fraude (LCF) sont conduits de temps en temps. Une telle opération s'est, par exemple, déroulée entre le 2 juin et 15 août 2014 à Niamey. Il était prévu qu'au total, 4 445 abonnés seront visités : 332 moulins, 137 bars, restaurants, salles de jeux et buvettes, 560 menuiseries, garages ateliers, 12 hôtels, 568 anciens fraudeurs à factures de rappel > 200 000 FCFA et 2 827 autres points de livraison triphasés à consommation inférieur à 300 kWh/mois. Le nombre total de visites était de 5 447, donc 22% de plus par rapport au nombre prévu. Au total, 1120 d'anomalies étaient constatées dont la plupart étaient des cache-fils non plombés (753) et le dépassement de la puissance souscrite (253). Au total, 103 cas conduisaient à des factures de redressement au montant total de 12,2 millions de FCFA, y compris des pénalités de 3,1 millions de FCFA²⁷.

Le rapport de l'ACG « Rapport de mission de LCF – DR/NY du 2 juin au 18 août 2014 » présente tous les détails de l'opération.



-





Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Il est prévu d'établir une banque de données qui contiendra pour chaque abonné ses coordonnés géographiques et le départ (poste MT/BT) qui le desservi. Combiné avec l'installation des compteurs dans les postes MT/BT cela permettra à travers la comparaison de l'énergie injectée par le poste et l'énergie facturée aux clients desservis par le poste d'identifier des anomalies (hautes pertes). Les visites de terrain pour identifier les raisons des anomalies pourront conduire à la découverte des pertes non techniques.

Le projet de géo-référencement du réseau de Niamey a été réalisé entre octobre 2014 et avril 2016. L'objectif était d'avoir un SIG (Système d'Information Géographique) du réseau électrique et des abonnés de Niamey.

Le géo-référencement du réseau MT a été réalisé par 4 électriciens, celui du réseau BT par 5 électriciens et celui des abonnés par les releveurs. Dans le cadre de ce projet, les poteaux ont été numérotés et la banque de données contient les caractéristiques des armements et les sections de conducteurs.

Lorsqu'un nouvel abonné se présente, le GPS est programmé pour introduire la position, le numéro du poteau et le numéro du poste de transformation qui alimente le départ BT.

Le géo-référencement n'a pas encore réduit les pertes non techniques à Niamey parce qu'il n'y a pas encore le comptage d'énergie en tête de départ MT

9.3 Pertes d'encaissement

Selon les chiffres reçus de la NIGELEC, le taux d'encaissement a été très bon dans la période 2010 – 2014, variant entre 99% et 105%. (La méthode de calcul est encore à fournir par NIGELEC)

L'opération « coup de poing » est à mentionner dans ce contexte. L'opération se déroule comme suit :

- Tous les abonnés qui ont 5 000 FCFA ou plus de facture moyenne sont identifiés et qui ont au moins deux factures d'arriérés. (Dès qu'un abonné a deux factures impayées, la NIGELEC a le droit de le couper.)
- Parmi ces abonnés, on choisit environ 2000 abonnés dont les factures d'arriérés sont les plus élevées.
- Dans une journée, 15 équipes de 2 personnes chacune visitent au total environ 800 abonnés. Les équipes coupent la fourniture d'électricité chez les abonnés visités. La coupure est faite sur un potelet qui est à l'extérieur. Quand l'abonné a payé ses arriérés, il est reconnecté. Le plus généralement, le client s'arrange pour payer le soir même ou le lendemain.

L'opération « coup de poing » est réalisée en cas de besoin.







9.4 Formation existante

Le consultant n'a pas encore reçu des informations sur la formation existante sur la réduction des pertes techniques ou non techniques.

Les rapports qui décrivent les opérations réalisées de « Lutte Contre la Fraude » mentionnent :

- que les releveurs demandent des formations car ils sont un profil administratif,
- que la formation des releveurs et électriciens doit insister sur la reconnaissance du bon état des plombs de compteurs et les types de fraudes, leurs traitements et les conséquences.

Voir p.13 de Rap activ. NIGELEC 2014 v. 02 Juin 2015 déf :





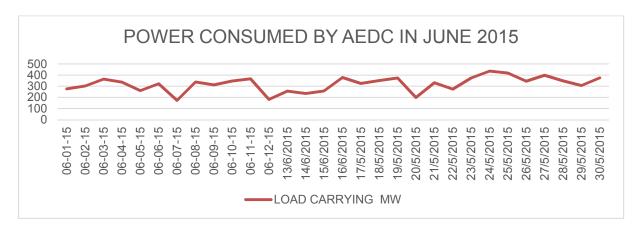


10. AEDC (Abuja, Nigeria)

10.1 Pertes techniques

Courbe de charge, facteur de charge

La courbe de charge disponible n'est pas journalière mais mensuelle, et montre des variations importantes probablement dues aux limitations survenant selon les incidents en production.



Estimation des pertes techniques en BT

Quantification en puissance

Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	657
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	
Pertes MT pte (MW)	34,9
Pointe conso MT et aval MT (MW)	413,9
Pointe Conso. MT (MW)	374,0
Livré aux transfos MT/BT (MW)	248,1
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	47,2
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	2,6
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	3,5
Pertes BT pte (MW)	41,0
Pointe Conso. BT (MW)	201,0

Ces chiffres clarifient ainsi les ordres de grandeurs pour les pertes à la pointe pour 2015 (en MW).







Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

AEDC ne fait pas de calcul de répartition mais la pointe de puissance extraite du réseau de transport en 2015 est de 657 MW, selon les documents fournis par AEDC.

Quantification en énergie

Les transparents founis par AEDC sont la base pour estimer que l'énergie injectée dans le réseau MT d'Abuja est en 2015 de 3453 GWh.

Estimation des pertes techniques totales en distribution

Les facteurs de charge sont estimés comme suit pour les différents niveaux de tension, le premier (0,70) étant issu de la courbe monotone présentée plus haut.

Facteur de charge HT	0,71
Facteur de charge des pertes HT	0,64
Facteur de charge MT	0,56
Facteur de charge des pertes MT	0,47
Facteur de charge BT	0,45
Facteur de charge des pertes BT	0,38

Sur ces bases, les résultats suivants sont relatifs aux énergies estimées pour l'année 2015 :

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	3453
En. Consommée MT+BT(GWh)	3140
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,4
Estim. En. Consommée MT(GWh)	1255,8
Estim. En. Consommée BT(GWh)	1884
En. Vendue MT(GWh)	759,4
En. Vendue BT(GWh)	1139,0







Les ventes sont celles présentées dans les transparents fournis par AEDC pour la présentation à Ibadan. Les pertes techniques se décomposent alors comme suit :

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	143,7
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	23,0
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	11,5
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	135,4
Total pertes techniques distrib (Gwh)	313,6

Les résultats suivants sont alors obtenus en comparant l'énergie injectée dans la ville d'Abuja (3453 GWh) à l'énergie vendue.

	GWh
Pertes totales dans la capitale GWh	1555
Pertes techniques dans la capitale GWh	314
Pertes non techniques dans la capitale GWh	1241
Pertes totales dans la capitale %	45,0%
Pertes techniques dans la capitale %	9,1%
Pertes non techniques dans la capitale %	35,9%

Le niveau de pertes techniques apparaît comme réaliste (9,1%), tandis que les pertes non techniques sont beaucoup plus élevées (35 ;9 %).

10.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques en 2015 laisse penser qu'au moins deux-tiers des pertes totales en 2015 étaient des pertes non techniques. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 476 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2015 (≈ 22 Naira/kWh), les pertes de 476 GWh coûtaient l'AEDC environ 10 billions de Naira en 2015 (≈ 48 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

Les causes des pertes non techniques sont :

- L'absence de compteurs. A la fin de 2015, 55% des abonnés enregistrés n'ont pas eu un compteur. L'absence se traduit dans la sous-estimation de la consommation.
- Les branchements clandestins. L'estimation d'AEDC est que le nombre de consommateurs est d'environ 20% plus élevé que le nombre d'abonnés enregistrés.







- Manipulation de compteurs.
- Erreurs de relève et de traitement des données.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

L'installation des compteurs à prépaiement chez les abonnés sans compteur a été l'action principale de l'AEDC depuis le démarrage des opérations en novembre 2013.

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

Les trois éléments principaux de la stratégie sont :

- L'installation des compteurs split.
 Environ 100 000 compteurs sont prévus d'être installés par an ; la plupart d'en des compteurs split.
- Recensement des clients.
 Un projet pilote vient de terminer (octobre 2016). Le démarrage du projet qui couvre tout le territoire de service d'AEDC est prévu pour 2017. La durée est estimée à 18 mois si jusqu'à 250 groupes sont utilisés pour le recensement.
- Le rattachement des clients au poste de départ BT et l'installation des compteurs dans les postes.
 Ensemble avec l'intégration des données dans la base de données de la clientèle, cela permettra l'identification de petites zones où les pertes sont anormalement élevées. Les visites de terrain vont ensuite identifier les causes et les mesures de réduction. La numérotation des poteaux qui est nécessaire pour le rattachement est déjà en cours.

10.3 Pertes d'encaissement

Les pertes d'encaissement constituent un problème majeur pour AEDC; un problème même plus grave que les hautes pertes techniques et non techniques. En 2014, le taux d'encaissement était seu-lement de 65% et en 2015 de 62%. C'est notamment le secteur public qui ne respecte pas les conditions de paiement.

10.4 Formation existante

Deux cours de formations pour les releveurs ont eu lieu en 2016. Les fabricants de compteurs et des contrôleurs expérimentés d'AEDC ont formé les releveurs sur les méthodes de manipulation des compteurs et comment les détecter.







11. SENELEC Sénégal

Au niveau du système dans son ensemble (réseau interconnecté), les pertes d'énergie totales ont évolué comme suit, montrant une certaine hausse depuis le niveau plutôt bas de 2009 (14,9 %) jusqu'au niveau de 18,3 atteint en 2014.

Société	Pays	Pertes en	% de	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SENELEC	Sénégal	Reçue sources RI	postes	14,9	13,5	18,1	17,6	18,4	18,3

Au niveau de Dakar, les pertes totales seraient nettement plus élevées, probablement de l'ordre de 34% (voir A8.7.1.5). Cependant cette valeur n'est qu'une estimation car Senelec n'a pas encore indiqué l'énergie injectée dans le réseau de Dakar en 2014 ou en 2015.

Les paragraphes suivants s'attachent à identifier la fraction « pertes techniques » de cette dernière valeur, en suivant la méthodologie (les données SENELEC étant de « catégorie 3 », voir plus haut en §4.1 la méthodologie correspondante).

11.1 Pertes techniques

Estimation des pertes techniques en BT

Aucune estimation spécifique n'est disponible si ce n'est les estimations fournies par les rapports de stage suivants :

- thèse Maxime Guymard_2012 (KTH Electrical Engineering, Sweden) Prof Lennart Söder
- Rapport Final TFE pertes techniques Thies TALLA FAYE_2014
- Rapport mémoire d'ingénieur Pertes Dakar Issa NIANG_2008

Quantification en puissance

	MW
Pointe 2014 (MW) Inj. Distr. modèle de calcul	358,2
Pointe 2014 (MVar) Inj. Distr. modèle de calcul	173,5
Pertes MT pte (MW)	16,1
Pointe conso MT et aval MT (MW)	342,1
Pointe Conso. MT (MW)	84,8
Livré aux transfos MT/BT (MW)	257,2
Pertes BT et MT/BT pte (MW)	10,7
Pertes MT/BT Fe pte (MW)	1,4
Pertes MT/BT Cu pte (MW)	1,9
Pertes BT pte (MW)	7,4
Pointe Conso. BT (MW)	246,5







Quantification en énergie

Sur base des calculs présentés plus loin (§4.8.1.4), les pertes techniques BT en énergie seraient de 30,1 GWh en 2014.

Estimation des pertes techniques dans les postes MT/BT

Les postes de distribution sont supposés avoir les niveaux de pertes suivants à la pointe de charge :

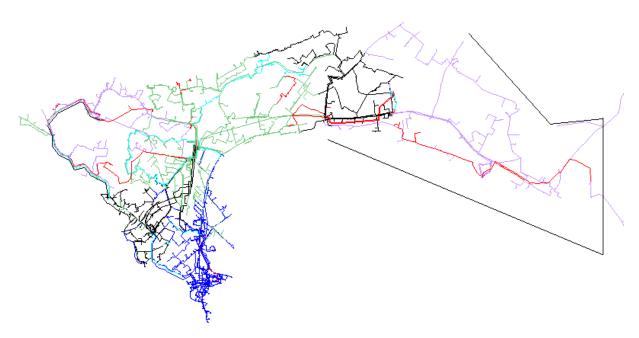
Pertes MT/BT% Fe pte	0,4%
Pertes MT/BT% Cu pte	0,5%

De ces valeurs seront déduites les pertes en puissance et pertes en énergie correspondante (voir §4.8.1.4).

Estimation des pertes techniques en MT

Quantification en puissance

Dans le cadre d'une étude de planification réalisée par un bureau d'études, Le réseau MT de la capitale a été décrit sur le logiciel de calcul NEPLAN en respectant un fond de plan géographique.



Le calcul de répartition indique des pertes techniques MT de 16,1 MW.

Quantification en énergie

Ces pertes techniques MT représentent en énergie 73,5 GWh.







Estimation des pertes techniques totales en distribution

L'énergie injectée dans la distribution pour l'ensemble de la Senelec est estimée à 2200 GWh sur base de la pointe 358 MW indiquée dans le fichier Neplan pour Dakar et d'un facteur de charge de 0,63 supposé valable pour la courbe de charge moyenne en MT. Ensuite un facteur 0,85 est utilisé pour représenter qu'une partie des charges du fichier Neplan sont probablement en dehors de Dakar.

Une estimation de l'énergie injectée de 1685 GWh est alors obtenue.

	GWh
En.Injectée en Distr. MT+BT(GWh)= FC*Pointe*8,76	1685
En. Consommée MT+BT(GWh)	1565
Fraction MT de l'énergie consommée MT (hyp.)	0,3
Estim. En. Consommée MT(GWh)	469
Estim. En. Consommée BT(GWh)	1095
En. Vendue MT(GWh)	369
En. Vendue BT(GWh)	861

L'énergie vendue a été identifiée dans le document « Tableau de bord DG résumé Juin 2015.doc « de la Direction de la Distribution de Dakar. Les ventes ont ensuite été étalées en MT et BT selon une clé de répartition de 30% et 70 %, arbitraire mais jugée réaliste compte tenu de l'expérience acquise dans les autres pays de la région.

	GWh
En pertes MT (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	73,5
En pertes MT/BT Fe (GWh)= PertesMTPte Fe*8,76	12,5
En pertes MT/BT Cu (GWh)= FCP*PertesMTPte*8,76	6,9
En pertes BT (GWh)= FCP*PertesBT Pte*8,76	27,0
Total pertes techniques distrib (Gwh)	119,9

Pertes totales dans la capitale GWh	454
Pertes techniques dans la capitale GWh	120
Pertes non techniques dans la capitale GWh	334
Pertes totales dans la capitale %	27,0%
Pertes techniques dans la capitale %	7,1%
Pertes non techniques dans la capitale %	19,8%

Les pertes techniques apparaissent comme modérée (7,1%) tandis que les pertes non techniques apparaissent comme nettement plus importantes (19,8%).







11.2 Pertes non techniques

Estimation des pertes non techniques en énergie et en monnaie

L'estimation des pertes techniques en 2014 laisse penser que les pertes non techniques comptaient pour environ deux-tiers des pertes totales. Cela se traduit en pertes non techniques d'environ 365 GWh. En appliquant le prix moyen hors taxes payés par les abonnés en 2014 (≈ 117 FCFA/kWh), les pertes de 365 GWh coûtaient la SENELEC environ 43 milliards de FCFA en 2014 (≈ 65 millions d'Euros).

Causes des pertes non techniques

La SENELEC estime qu'environ 10% des abonnés sont des fraudeurs. Les méthodes principales de fraude sont le by-passing et la manipulation des compteurs. Ces actes sont facilités par plusieurs faiblesses : accessibilité au compteur par les clients, absence de dispositif anti-fraude pour la plupart des compteurs électromécaniques, non-couverture des câbles sortie des transformateurs, manque de contrôle des compteurs à prépaiement, etc.

Actions menées pour réduire les pertes non techniques

La SENELEC a réalisé plusieurs actions, notamment depuis 2014 quand la campagne nationale de lutte contre les pertes non techniques a été lancée. Les actions comprennent :

- Campagne de sensibilisation des autorités politiques, religieuses, judiciaires, des forces de sécurité sur les conséquences du vol d'électricité.
- Vaste campagne de sensibilisation à l'endroit du personnel, de la clientèle et des organisations de consommateurs.
- Formation du personnel sur les techniques de détection, les procédures et pratiques de traitement de la fraude
- Renforcement des structures et des outils de lutte contre le vol d'électricité.
- Sécurisation des compteurs des clients industriels, généraux et grande puissance
- Remplacement des tableaux de comptages par des coffrets sécurisés avec cadenas numériques numérisés.
- Installation des compteurs à prépaiement du type split.

De plus, le cadre juridique a été renforcé en 2014. Des peines variant entre un an et cinq ans de prison peuvent être infligées aux auteurs des pratiques consistant à détraquer les compteurs d'électricité ou à opérer des branchements frauduleux.

Stratégie de réduction des pertes non techniques dans le futur

La réduction des pertes non techniques est devenue un objectif prioritaire de la SENELEC. La stratégie compte notamment sur l'installation des compteurs à prépaiement du type split. Tous nouveaux clients dont la puissance raccordée ne dépasse pas 15 A reçoivent un compteur à prépaiement du type split.

La SENELEC envisage aussi de remplacer les compteurs traditionnels des clients ≤ 15 A par les compteurs split. L'objectif est que 65% de tous clients soient équipés d'un compteur à prépaiement du type split jusqu'à fin 2017. L'objectif est très ambitieux vue qu'à la fin de 2015 seul 7% de tous clients avaient un compteur à prépaiement.







D'autres mesures sont prévues pour les clients qui ne recevront pas de compteurs à prépaiement. Ces mesures sont (i) de sortir les compteurs des maisons pour les mettre dans des coffres fixés sur les parties extérieures des murs et (ii) l'installation des compteurs qui envoient un message à des contrôleurs de la SENELEC dès que quelqu'un essaie de les violer.

11.3 Pertes d'encaissement

Les données permettant l'estimation de l'évolution des pertes d'encaissement n'ont pas encore été fournies au Consultant.

Le taux d'encaissement était en décembre 2015 de 100,4% sans compter les administrations et de 103,3% avec les administrations. Le taux est calculé en divisant le chiffre d'affaires encaissable par le montant d'encaissement de factures.

11.4 Formation existante

Les informations sur la formation donnée au personnel impliqué dans la réduction des pertes techniques et non techniques sont encore à fournir par la SENELEC.

Les rapports annuels de la SENELEC donnent le nombre total de personnel formé dans l'année mais pas de détails sur les cours de formation. La grande majorité des cours se déroulent au Centre de Formation et de Perfectionnement de la SENELEC à Rufisque.







Annexe n° 4

Calcul de rentabilité des actions techniques







Installation de bancs de condensateurs 1.

Années	0	1		20
Scénario de référence				
Pointe poste source en MW		155,34		155,34
Pertes MT pointe %		6,24		6,24
Pertes en charge pointe MW		9,7		9,7
Pertes MT en GWh sur l'année		45,5		45,5
Scénario avec installation de condensateurs				
Investissements k€	100			
Pertes MT pointe %		6,17		6,17
Pertes MT pointe MW		9,58		9,58
Pertes MT en GWh sur l'année		44,9		44,9
Réductions de pertes MT en GWh sur l'année		0,56		0,56
Coût des combustibles évités en Gen en k€/GWh		188,3		188,3
Gains sur Combustibles évités en k€		106		106
Seulement avec les coûts de combustibles évités:				
Gains totaux en k€	-100	106	••••	106
Taux d'actualisation %	8			
Cash flows actualisés	-100	98,0		22,7
Balance Cash flows k€	-100	-2,0		939,4
VAN (milliers d'Euros)	939			
TRI (%)	106			
Temps de Retour Simple (années)	1.0			

VAN (milliers d'Euros)	939
TRI (%)	106
Temps de Retour Simple (années)	1,0

Avec combustibles et puissance installée évités:

Annuité de l'invest. évité en G&T k€/MW pointe		121,7	 121,7
Réduction des pertes MT en MW à la pointe		0,12	 0,12
Gains sur invest. évités en k€		14,6	 14,6
Gains totaux en k€	-100	120,5	 120,5
Taux d'actualisation(%)	8		
Cash flows actualisés	-100,0	111,5	 25,8
Cash flows k€	-100	11,5	 1082,8

VAN (milliers d'Euros)	1.083
TRI (%)	120
Temps de Retour Simple (années)	0,9







2. Remplacement de conducteurs

2.1 Analyse du coût d'investissement

L'analyse porte sur les tronçons dont le conducteur est remplacé (dans l'exemple pris pour Ouagadougou). Ces tronçons sont numérotés de 1 à 10 dans le tableau ci-dessous.

								Coût
	Ancienne section	Nlle section de	Code Base de	lon-			Tron-	tronçons
	conducteur	conducteur	Données	gueur	ID	Nœud	çon	complets
	mm²	mm²		km				Euros
1	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	015OHL120_1_AAC	0,0677	103111	165	L875	1151
2	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	0150HL120_1_AAC	0,9589	103323	165	L876	16301
3	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	015OHL120_1_AAC	0,6127	102474	ND253	L878	10416
4	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	0150HL120_1_AAC	0,2111	102470	ND253	L883	3589
5	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	015OHL120_1_AAC	0,4029	99400	ND255	L887	6849
6	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	015OHL120_1_AAC	0,5708	102458	ND256	L890	9704
7	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	0150HL120_1_AAC	0,4415	104678	ND769	L2281	7506
8	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	0150HL120_1_AAC	0,2558	102998	ND601	L496	4349
9	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	0150HL120_1_AAC	0,3818	104681	ND601	L499	6491
10	15-la-alm-54,6	15-la-alm-120	0150HL120_1_AAC	0,197	104745	ND111	L502	3349
	Total			4,1002				69703

Le montant total avoisine 70 000 euros. Avec un facteur de coûts de contingences de 30 %, cela donne un investissement de 90 600 Euros.







2.2 Analyse économique

Sur base du taux d'actualisation de 8 %, l'analyse économique est la suivante.

Années	0	1		20
Scénario Référence				
Pointe poste source en MW		155,34		155,34
Pertes MT pointe %		6,24		6,24
Pertes MT pointe		9,700		9,700
Pertes MT en GWh sur l'année		45,5		45,5
Scénario Action 2				
Investissements k€	90,6			
Pertes MT pointe %		6,18		6,18
Pertes MT pointe MW		9,605		9,605
Pertes MT en GWh sur l'année		45,0		45,0
Réductions de pertes MT en GWh sur l'année		0,45		0,45
Coût des combustibles évités en Gen en k€/GWh		188,3		188,3
Gains sur Combustibles évités en k€		84		84
Avec seulement les coûts de combustibles évités:				
Gains totaux en k€	-90,6	84	••••	84
Taux d'actualisation	8%			
Cash flows actualisés	-90,6	77,6	••••	18,0
Balance Cash flows k€	-90,6	-13,0		732,7

VAN (milliers d'Euros)	733
TRI (%)	93
Temps de Retour Simple (années)	1,2







Années	0	1	 20
Avec combustibles et puissance installée évités:			
Annuité de l'invest. évité en G&T k€/MW pointe		121,7	 121,7
Reduction des pertes MT en MW à la pointe		0,095	 0,095
Gains sur invest. évités en k€		11,6	 11,6
Gains totaux en k€	-90,6	95	 95
Taux d'actualisation	8%		
Cash flows actualisés	-90,6	88,4	 20,5
Balance Cash flows k€	-90,6	-2,3	846,3

VAN (milliers d'Euros)	10.242
TRI (%)	105
Temps de Retour Simple (années)	1,0

L'analyse des flux de trésorerie donne ainsi un tableau, où la réduction de pertes est valorisée d'une part sur l'économie de combustible seule, et d'autre part sur l'économie de combustible et de coûts fixes liés à la puissance perdue à la pointe de charge.

Les résultats donnent respectivement des temps de retour de 1,2 année et de 1,0 année et sont donc assez proches, de même que les taux de rendement internes lesquels sont proches (93 % et 105 % respectivement).

Autre facteur de sécurité pris en compte : dans ce tableau, la réduction de pertes après renforcement est supposée n'être que de 60% de celle calculée (1,6 MW), et donc être 0,095 MW : dans le modèle d'analyse économique, les pertes passent ainsi de 9,700 MW à 9,605 MW à la pointe.







3. Restructuration du réseau MT

3.1 Analyse du coût d'investissement

Les coûts des tronçons à construire sont évalués ci-après.

Section conducteur à installer (mm²)	Longueurs (km)	Mise en parallèle avec le tronçon	Coût lignes complètes (Euros)
15-la-alm-120	0,441	L2281	7.506
15-la-alm-120	0,255	L496	4.349
15-la-alm-120	0,381	L499	6.491
15-la-alm-120	0,053	L500	911
15-la-alm-120	0,197	L502	3.349
15-la-alm-120	1,329	ND112 à P516	22.593
15-la-alm-120	0,700	P516 à ND268	11.900
Total	3,3587		57.098

Après affectation d'un facteur de contingences urbaines de 150 % représentant les droits de passage et compensations, un montant de 86 k€ est obtenu.

3.2 Analyse économique

Sur base des coûts analysés ci-dessus et des résultats des pertes observés par calcul de répartition, l'analyse économique conduit au tableau suivant.

Années 0 1 20

Scénario Référence

Pointe poste source en MW	155,34	 155,34
Pertes MT pointe %	1,37	 1,37
Pertes MT pointe	2,13	 2,13
Pertes MT en GWh sur l'année	10,0	 10,0

Scénario Action de restructuration du réseau MT

Investissements k€	85,6		
Pertes MT pointe %		1,26	1,26
Pertes MT pointe MW		1,96	 1,96
Pertes MT en GWh sur l'année		9,2	 9,2
Reductions de pertes MT en GWh sur l'année		0,81	 0,81
Coût des combustibles évités en Gen en k€/GWh		188,3	 188,3
Gains sur Combustibles évités en k€		153	153







Avec seulement les coûts de combustibles évités:

Gains totaux en k€	-85,6	153		153
Taux d'actualisation %	8			
Cash flows actualisés	-86	141,3		32,7
Balance Cash flows k€	-85,6	55,7	1380,1	1412,8

VAN (milliers d'Euros)	1.413
TRI (%)	178
Temps de Retour Simple (années)	0,6

Années	0	1		20				
Avec combustibles et puissance installée évités:								
Annuité de l'invest. évité en G&T k€/MW pointe		121,7		121,7				
Réduction des pertes MT en MW à la pointe		0,17300		0,17300				
Gains sur invest. évités en k€		21,1		21,1				
Gains totaux en k€	-85,6	174		174				
Taux d'actualisation %	8							
Cash flows actualisés	-85,6	160,8		37,3				
Balance Cash flows k€	-85,6	75,2		1619,5				

VAN (milliers d'Euros)	1.620
TRI (%)	203
Temps de Retour Simple (années)	0,5

Dans le cas présent, le projet est fort rentable : ceci peut se comprendre car c'est le départ le plus chargé qui a été renforcé, ou plus exactement soulagé par la création d'un nouveau départ.







4. Installation de nouveaux postes de distribution

4.1 Analyse du coût d'investissement

Le coût des petits transformateurs de distribution peut être évalué comme suit sur base de la référence « 20T_Reduction of losses in Distribution Systems using HVDS with Real Time Application ¹ ».

Leur exemple montre 8 transformateurs dont 3 de 25 kVA et 5 de 16 kVA, représentant un total de 524000 INR, soit 7081 Euros pour 8 transformateurs ou 885 euros par transformateur, en moyenne.

	Pay Back Period						
Circle	: Bhilwara						
Divisi	on : D-II Bhilwara						
Sub-D	Division : Bijoliya						
Sub-S	tation : Bijoliya						
Feede	r Name : Makredi						
01	Annual Energy Lost per Annum in existin	ig System					
			kWH	LU			
	Annual Energy Served			3425184.00	34.25		
	Reported Losses	50%		1712592.00	17.38		
				LU	%		
	Tech. HT line Losses in Exit. System :-			5.49	0.16		
	Tech. LT line Losses in Exit. System :-			0.04	0.00		
	Tech. Transformer Losses in Exit. System :-			0.45	0.01		
	Total Tech. Losses in Exit. System :-			5.973	0.17		
	Total comm. Losses in Exit. System :-			11.15	0.33		
	Total losses			17.38			

Poste concerné: P234	Puiss. Nom.	250	kVA
Câbles			
Câbles 11 kV 16 mm² triphasé sortie usine	prix par km	18.000	Euro
Câbles 11 kV 16 mm² triphasé livré (hypothèse)	prix par km	21.600	Euro
Câbles BT 50 mm² alu	prix par km	12.141	Euro
Différentiel	prix par km	9.459	Euro
Pour le réseau du poste P234 de Niamey: long.		2,63	km

International Journal of Advanced Research in Electrical,
Electronics and Instrumentation Engineering (An ISO 3297: 2007 Certified Organization)
p. 6 dans Vol. 3, Issue 9, September 2014







investissement en câbles 11 kV		24,88	kEur
Transformateurs			
Transformateurs 11 kV/BT	nombre	105	
	coût moy. par tfo:	885	Eur
	P moy par transfo:	19	kVA
	Coût tot. Tfo:	92,9	kEUr
	Ptransfo totale	2.034	kVA
Investissement total (kEur)	117,8		

4.2 Analyse économique

Années	0	1		20					
Scénario Référence									
Pointe poste source en MW		0,2		0,2					
Pertes BT pointe %		7,30		7,30					
Pertes BT pointe		0,0146		0,0146					
Pertes BT en GWh sur l'année		0,051		0,051					
Scénario Action 4									
Investissements k€	117,8								
Pertes BT pointe %		2,00		2,00					
Pertes BT pointe MW		0,004		0,004					
Pertes MT en GWh sur l'année		0,019		0,019					
Reductions de pertes MT en GWh sur l'année		0,03		0,03					
Coût des combustibles évités en Gen en k€/GWh		188,3		188,3					
Gains sur Combustibles évités en k€		6,1		6,1					
Avec seulement les coûts de combustibles évités:									
Gains totaux en k€	-117,8	6,1		6,1					
Taux d'actualisation	8%								
Cash flows actualisés	-117,8	5,7	••••	1,3					
Balance Cash flows k€	-117,8	-112,2		-57,8					

	Economies de combustible	Idem plus économie de puis-
	seulement	sance installée
VAN (milliers d'Euros)	-57,83	30
TRI (%)	0	2
Temps de Retour Simple (années)	20,8	15,9







Avec combustibles et puissance installée évités:				
Annuité de l'invest. évité en G&T k€/MW pointe		121,7	••••	121,7
Reduction des pertes MT en MW à la pointe		0,0106		0,0106
Gains sur invest. évités en k€		1,29		1,29
Gains totaux en k€	-117,8	7,4		7,4
Taux d'actualisation %	8			
Cash flows actualisés	-117,8	7,4		7,4
Balance Cash flows k€	-117,8	-110,4	••••	30,2

VAN (milliers d'Euros)	30
TRI (%)	2
Temps de Retour Simple (années)	15,9







5. Transformateurs à haut rendement

5.1 Pertes dans les transformateurs de distribution standardisés

Le tableau suivant donne les pertes standardisées dans les transformateurs de distribution. Il est issu du document « Application Note Transformers in Power Distribution Networks, p.40, Stefan Fassbinder March 2012, Leonardo Energy/ European Copper Institute)

			Load losses						
Power	rel. short-		(Oil-imme	rsed tran	nsformer			Cast resin
rating	circuit	List D _K	List D _K List C _K List B _K List A _K					HD538	
	volt.	≤24kV	≤24kV	≤36kV	≤24kV	≤36kV	≤24kV	≤36kV	≤12kV
SN	u _k	PK	Pĸ	Pĸ	Pĸ	Pĸ	Pĸ	Pĸ	Pĸ
50kVA	4%	1350W	1100W	1450W	875W	1250W	750W	1050W	
100kVA	4%	2150W	1750W	2350W	1475W	1950W	1250W	1650W	2000V
160kVA	4%	3100W	2350W	3350W	2000W	2550W	1700W	2150W	2700W
250kVA	4%	4200W	3250W	4250W	2750W	3500W	2350W	3000W	3500W
315kVA	4%	5000W	3900W		3250W		2800W		
400kVA	4%	6000W	4600W	6200W	3850W	4900W	3250W	4150W	4900W
500kVA	4%	7200W	5500W		4600W		3900W		
630kVA	4%	8400W	6500W	8800W	5400W	6500W	4600W	5500W	7300V
630kVA	6%	8700W	6750W		5600W	- Augustus	4800W		7600V
800kVA	6%	10500W	8400W	10500W	7000W	8400W	6000W	7000W	
1000kVA	6%	13000W	10500W	13000W	9000W	10500W	7600W	8900W	10000V
1250kVA	6%	16000W	13500W	16000W	11000W	13500W	9500W	11500W	
1600kVA	6%	20000W	17000W	19200W	14000W	17000W	12000W	14500W	14000V
2000kVA	6%	26000W	21000W	24000W	18000W	21000W	15000W	18000W	
2500kVA		32000W	26500W	29400W	22000W	26500W	18500W	22500W	21000V







5.2 Coûts et pertes dans les transformateurs de distribution France Transfo

Pour des transformateurs à niveau d'isolement 24 kV et dont les enroulements sont en aluminium, les chiffres suivants ont été trouvés dans le catalogue du fournisseur, pour les gammes standard (std), Faibles Pertes (FP) et Haute Performance (HP).

Details catalogue	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
Prix catalogue std (Eur)	5.065	6.291	7.222	9.154
Prix catalogue FP (Eur)	6.465	7.655	9.135	12.435
Prix catalogue HP (Eur)	7.839	9.194	11.049	15.000
Pertes à vide std (W)	650	930	1.300	1.400
Pertes à vide FP (W)	425	610	860	1.100
Pertes à vide HP (W)	300	430	600	770
Pertes en charge std (W)	3.250	4.600	6.500	13.000
Pertes en charge FP (W)	2.750	3.850	5.400	9.000
Pertes en charge HP (W)	2.350	3.250	4.600	7.600

Ces données permettent d'établir des coûts et pertes relativement à la puissance du transformateur, comme suit.

Valeurs catalogue relatives	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1.000 kVA	Valeur moyenne relative %
Prix catalogue par kVA - std (Eur/kVA)	20,3	15,7	11,5	9,2	100
Prix catalogue par kVA - FP (Eur/kVA)	25,9	19,1	14,5	12,4	127
Prix catalogue par kVA - HP (Eur/kVA)	31,4	23,0	17,5	15,0	153
Pertes à vide std (%)	0,26	0,23	0,21	0,14	100
Pertes à vide FP (%)	0,17	0,15	0,14	0,11	68
Pertes à vide HP (%)	0,12	0,11	0,10	0,08	48
Pertes en charge std (%)	1,30	1,15	1,03	1,30	100
Pertes en charge FP (%)	1,10	0,96	0,86	0,90	80
Pertes en charge HP (%)	0,94	0,81	0,73	0,76	68







5.3 Analyse économique pour des transformateurs 250 kVA à faible pertes versus transformateurs « standard »

Années	0	1	 20
Scénario Référence			
Pertes en charge pointe MW		0,065	 0,065
Pertes en charge en GWh sur l'année		0,24	 0,24
Pertes à vide en GWh sur l'année		0,57	 0,57

Scénario d'utilisation des transformateurs à faibles pertes

	J. 100				
Investissements k€ (diff. Haute performance-Std)	140				
Pertes MT pointe MW		0,043		0,043	
Pertes en charge en GWh sur l'année		0,16		0,16	
Pertes à vide en GWh sur l'année		0,37		0,37	
Reductions de pertes MT en GWh sur l'année		0,28	•••	0,28	
Coût des combustibles évités en Gen en k€/GWh		188,3		188,3	
Gains sur Combustibles évités en k€		53,0		53,0	
Avec seulement les coûts de combustibles évités					
Gains totaux en k€	-140	53,0	•••	53,0	
Taux d'actualisation %	8				

	Economies de combustible seulement	Idem plus économie de puissance installée
VAN (milliers d'Euros)	380	407
TRI (%)	38	40
Temps de Retour Simple (années)	2,9	2,7

-140,0

-140

-90,9



380,2

Cash flows actualisés

Balance Cash flows k€





Années	0	1	 20
Avec combustibles et puissance installée évités:			
Annuité de l'invest. évité en G&T k€/MW pointe		121,7	 121,7
Reduction des pertes MT en MW à la pointe		0,0225	 0,0225
Gains sur invest. évités en k€		2,7	 2,7
Gains totaux en k€	-140	55,7	 55,7
Taux d'actualisation %	8		
Cash flows actualisés	-140,0	51,6	 12,0
Cash flows k€	-140	-88,4	407,1

VAN (milliers d'Euros)	407
TRI (%)	40
Temps de Retour Simple (années)	2,7

Pour les détails relatifs aux autres puissances de transformateurs (400 kVA, 630 kVA, 1000 kVA), se référer à la feuille de calcul fournie avec ce rapport aux sociétés de distribution bénéficiaires. B5.4 Analyse économique pour des transformateurs 250 kVA à haute performance versus transformateurs « standard »

Années	0	1	•••	20		
Scénario Référence						
Pertes en charge pointe MW		0,065		0,065		
Pertes en charge en GWh sur l'année		0,24		0,24		
Pertes à vide en GWh sur l'année		0,57		0,57		
Scénario Action d'utilisation des transformateurs	à Haute Perfo	ormance				
Investissements k€ (diff. Haute performance-Std)	277,4					
Pertes MT pointe MW		0,030		0,030		
Pertes en charge en GWh sur l'année		0,11		0,11		
Pertes à vide en GWh sur l'année		0,26		0,26		
Réductions de pertes MT en GWh sur l'année		0,44		0,44		
Coût des combustibles évités en Gen en k€/GWh		188,3		188,3		
Gains sur Combustibles évités en k€		82		82		
Avec seulement les coûts de combustibles évités:						
Gains totaux en k€	-277,4	82,4	•••	82,4		
Taux d'actualisation	8%					
Cash flows actualisés	-277,4	76,3		17,7		
Cash flows k€	-277,4	-201,1		531,9		

	Economies de combustible seulement
VAN (milliers d'Euros)	532
TRI (%)	30
Temps de Retour Simple (années)	0,0







Avec combustibles et puissance installée évités						
Annuité de l'invest. évité en G&T k€/MW pointe		121,7		121,7		
Réduction des pertes MT en MW à la pointe		0,035		0,035		
Gains sur investissement. évités en k€		4,3		4,3		
Gains totaux en k€	-277,4	87		87		
Taux d'actualisation %	8					
Cash flows actualisés	-277,4	80,3		18,6		
Cash flows k€	-277,4	-197,1		573,7		

VAN (milliers d'Euros)	574
TRI (%)	31
Temps de Retour Simple (années)	3,5

Pour les détails relatifs aux autres puissances de transformateurs (400 kVA, 630 kVA, 1000 kVA), se référer à la feuille de calcul fournie avec ce rapport aux sociétés de distribution bénéficiaires. B5.5 Transformateurs amorphes : Tableau des pertes à vide

La référence 7 de la section B5 (transformateurs ABB à haut rendement) indique en sa section « Amorphous metal » le tableau suivant.

	No-Load	No-Load	
	Losses (W)	Losses	
Rating	Regular Grain	Amorphous	Loss
(kVA)	Oriented	Metal	Reduction
Single-phase			
15	55	20	64%
25	65	30	54%
50	105	35	67%
75	155	55	65%
100	200	75	63%
167	235	95	60%
Three-phase			
300	505	200	60%
500	725	220	70%
750	1,125	355	68%
1500	2170	725	67%
2500	2,,750	745	73%
Comparison v	vith lowest no-load loss	specifications (A _o) i	n
IEC EN50464-	1 with some three phase	AM designs	
100	145	75	48%
250	300	110	63%
400	430	170	60%
800	650	330	49

Bien qu'il ne mentionne pas les différences de prix entre transformateurs classiques et transformateurs amorphes, ce tableau montre clairement la très forte réduction des pertes à vides obtenue dans les transformateurs amorphes.







6. Maîtrise de la Demande d'Electricité

6.1 Expérience acquise dans les pays concernés, et le cas échéant dans la société de distribution

Bénin : quelques compléments ont été fournis concernant la MDE au Bénin, comme suit.

En 2014, le Projet d'accès aux services électriques (PASEL) a été lancé dans le pays. Celui-ci prévoit dans la composante maitrise de l'énergie, des actions d'économie d'énergie portant sur l'information, la sensibilisation, le renforcement de capacité des acteurs, l'acquisition et la pose d'équipement d'éclairage à haute efficacité énergétique. Les actions de remplacement des équipements gros consommateurs dans l'éclairage pourrait générer 20% d'économie d'énergie.

Etiquetage:

« Au niveau communautaire, **l'Union Economique et Monétaire Ouest Africain UEMOA** à travers l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable (IRED) a lancé une série d'activités visant à améliorer l'efficacité énergétique dans le résidentiel, l'industrie et les services. C'est dans ce sens que le projet d'étiquetage énergétique des appareils électroménagers a été lancé en mai 2012 pour une durée de deux (02) ans.

Le but visé est de baisser la consommation électrique anormalement élevée de ces équipements. Les appareils concernés par le projet sont : les climatiseurs, les ventilateurs, les lampes électriques, les réfrigérateurs, les congélateurs, les téléviseurs. Le projet est actuellement à la phase de finalisation de la directive UEMOA sur la consommation des appareils domestiques en énergie et sur les étiquettes énergie. La deuxième phase du projet concerne son implantation au niveau national sous la supervision d'un sous-comité national chargé de suivre et de participer à l'exécution du projet ».

Audits énergétiques :

« L'UEMOA a aussi lancé en mars 2013 à Ouagadougou un nouveau projet régional de code d'efficacité énergétique dans le bâtiment. Près de 35% d'énergie pourraient être économisés en appliquant des technologies d'efficacité énergétique et les meilleures pratiques en construction adaptée aux conditions locales. Ce code sera élaboré par **ECONOLER**, une firme canadienne de conseil et servira de modèle pour chaque pays de l'UEMOA qui pourra l'adapter à son propre contexte. Ce nouveau projet impliquera le ministère de l'habitat et de l'urbanisme, le ministère en charge de l'énergie, l'ordre des architectes, et l'agence de normalisation.

Cette même firme est chargée d'élaborer un plan national d'action de maitrise de l'énergie au Burkina dans le résidentiel et dans les services sur financement de la Banque Mondiale. Ce plan permettra d'évaluer les projets d'économie d'énergie les plus efficients, de planifier leur exécution et de proposer un avant-projet de texte de loi régissant la maîtrise de l'énergie électrique au Burkina Faso.

Cette loi devra être un instrument pratique de développement d'une culture d'économie d'énergie au Burkina Faso, un outil de promotion et d'encadrement des actions d'efficacité énergétique et de la recherche scientifique dans ce domaine. Elle fera obligation pour une certaine catégorie d'agents économiques publics et privés de procéder régulièrement à un audit énergétique de ses actifs et d'utiliser du matériel électrique répondant à une norme donnée. »







6.2 Analyse économique

Pour cette partie de l'analyse, l'investissement par la société de distribution sera d'une part le rabais accordé au client sur la vente (il s'agit ici de 10000 climatiseurs), et d'autre part le travail d'organisation d'une campagne de sensibilisation au sein de la population, travail selon le tableau présenté plus haut (10 jours de travail dans cet exemple)..

Les flux se composeront :

- d'une part du gain engendré par la diminution des coûts d'achat d'énergie au réseau de transport par l'utilisation de climatiseurs plus efficaces, ce gain est estimé à 0.18€/ kWh/ par jour et par climatiseur et
- d'autre part par les recettes liées à la vente d'énergie aux clients. Ces recettes seront moindres car il y a moins d'électricité vendue, en plus elles sont estimées à 70% des coûts, à savoir 0.126€/kWh/jour.

Comme la réduction des coûts d'achat des kWh au transport est plus grande que le manque à gagner sur l'électricité vendue, au final les flux engendrés seront positifs comme le montre le tableau final cidessous.

Années	0	1	 20
Dépenses (€)	506.000		

Revenus de l'action MDE		
A. Réduction des coûts d'achat d'électricité au trans-		
port (€)	180.768,	 180.768
B. Réduction des recettes liées à la réduction des		
ventes de kWh (€)	126.537,	 126.537,6

Revenus de l'action MDE "rabais sur clim. EE"= A-B (€)

54.230

54.230

Analyse financière pour la société de distribution

Flux financier (cash flow)= Revenus -Dépenses (€)	-506.000,	180.768,	54.230,4
			11.635,03
Valeurs Actuelles (Euros)	-506.000,	167.377,	51

VAN (milliers d'Euros)	133,0
TRI (%)	12
Temps de Retour Simple (années)	9,3







7. Valeur des pertes techniques évitées

7.1 Approches d'évaluation du coût des pertes techniques sur le réseau de distribution

Deux approches sont communément utilisées: l'approche classique et l'approche distinguant les coûts des combustibles des coûts d'investissement. Ces deux approches sont détaillées ci-dessous.

7.1.1 Approche classique

Cette approche consiste à affecter un coût au kWh, il s'agit du kWh marginal, c'est-à-dire que les kWh de pertes viennent s'additionner aux kWh de la charge. Sur la courbe de charge² ils sont représentés "à la marge" et nécessitent donc la production (ou l'importation) de kWh produits par les centrales les plus coûteuses à l'exploitation, parmi celles qui sont en service aux heures considérées.

La séquence de calcul est alors la suivante:

- Identification des pertes "p" en MW à la pointe par un calcul de répartition de puissance
- Conversion de "p" en "l'énergie "e" (GWh) via un facteur de charge
- Affectation du coût du kWh à l'énergie perdue "e" afin de lui attribuer une valeur

L'avantage de cette approche est sa simplicité: utilisation d'un coût du kWh disponible (il s'agit normalement du coût du kWh marginal associé à une courbe de charge annuelle moyenne, représentant donc le "consommateur moyen", et ce coût est sensé comporter une composante liée aux investissements marginaux nécessaires à produire et acheminer lesdits kWh à leur lieu de consommation (le réseau de distribution).

Les inconvénients de cette approche sont les suivants :

- Elle ne tient pas compte de la courbe de charge des pertes comme étant une courbe en r*l² issue de la courbe de charge
- Il n'est pas toujours possible d'obtenir auprès de la société de distribution la valeur du kWh marginal au sens indiqué ci-dessus.

7.1.2 Approche distinguant les frais de combustibles évités de l'investissement évité

Cette approche consiste à séparer les coûts de combustibles et les coûts des investissements nécessaires à produire et acheminer les kWh des pertes.

Le combustible concerné est en général facile à identifier dès le moment où le parc de production et les rendements des centrales sont connus. Dans plusieurs pays de la région, il s'agit de HFO alimentant des groups Diesel lents, tandis que dans certains pays comme la Côte d'Ivoire, il s'agit de centrales à gaz.

Courbe de charge chronologique ou courbe de charge monotone









Les investissements concernés dépendent du contexte local et du plan directeur production s'il existe. Comme les plans directeurs production ne sont en général pas disponibles dans le contexte de la présente étude, les plans de production élaborés dans le cadre panfricain de PIDA³ (Programme for Infrastructure Development in Africa) ont été considérés.

Cette approche est celle retenue ici et a permis de rassembler les estimations suivantes, en considérant un coût moyen des investissements en transport estimé à 20 % du coût des investissements en production.

Note: compte tenu de son parc de production très largement dominé par l'hydraulique, les coûts de combustible associés au kWh marginal en Guinée pour le futur sont supposés nuls.

Source: PIDA Source: PIDA

		Source: PIDA		Source: PIDA		
Pays	Compagnie electrique	Coût de l'invest. évité en Pro- duction k€/MW pointe	Annuité du Coût de l'invest. évité en Production k€/(MW.an)	Coût des com- bustibles évités en Prod. en k€/GWh	Annuité du Coût de l'invest. évité en Transport k€/(MW.an)	Annuité du Coût de l'invest. évité en Prod.&Transp. k€/(MW.an)
					20%	
Benin	SBEE	1200	101,4	188,3	20	122
Burkina	SONABEL	1200	101,4	188,3	20	122
Côte d'Iv.	CIE	860	72,7	60,5	15	87
Gambia	NAWEC	2007	169,6	188,3	34	204
Ghana	ECG	890	75,2	60,5	15	90
Guinée	EDG	1200	101,4	0,0	20	122
G. Bissau	EAGB	1200	101,4	188,3	20	122
Mali	EDM	1200	101,4	188,3	20	122
Niger	NIGELEC	1200	101,4	188,3	20	122
Nigeria	AEDC	667	56,3	104,3	11	68
Sénégal	SENELEC	1200	101,4	188,3	20	122

PIDA : projet exécuté en 2012 à la demande de l'Union Africaine, supervisé par la Banque Africaine de Développement et dont la partie Energie.







Annexe n° 5

Liste de normes de planification et de conception







Normes de planification des réseaux de distribution :

NFC 11-201 Réseaux de distribution publique d'énergie électrique

EN 50 341 Ligne électriques aériennes dépassant 1 kV

Les principales recommandations CEI prises en considération sont les suivantes :

CEI 60044	Transformateurs de mesure
CEI 60051	Appareils de mesure électriques
CEI 60056	Disjoncteurs HT
CEI 60060	Technique des essais à haute tension
CEI 60071	Coordination de l'isolement
CEI 60076	Transformateurs de puissance
CEI 60086	Piles électriques
CEI 60099	Parafoudres
CEI 60137	Traversées isolées pour tensions alternatives supérieures à 1000 V
CEI 60144	Degré de protection basse tension
CEI 60182	Conducteurs en cuivre
CEI 60183	Guide pour le choix des câbles HT
CEI 60185	Transformateurs d'intensité
CEI 60186	Transformateurs de potentiel
CEI 60208	remplacé par CEI 61089 : Conducteurs pour lignes aériennes à brins circu-
	laires, câblés en couches concentriques
CEI 60209	remplacé par CEI 61089
CEI 60228	Ames des câbles isolés
CEI 60230	Essai de choc pour des câbles et leurs accessoires
CEI 60255	Relais électriques
CEI 60273	Caractéristiques des isolateurs extérieurs et intérieurs
CEI 60282	Fusibles HT
CEI 60287	Calculs du courant admissible en permanence dans des câbles
CEI 60296	Huile isolante pour transformateurs
CEI 60298	remplacé par CEI 62671 : Appareillage HT sous enveloppe métallique
CEI 60305	Isolateurs pour lignes aériennes de tension nominale supérieure à 1000 V.
	Eléments d'isolateurs en matière céramique ou en verre pour systèmes à cou-
	rant alternatif. Caractéristiques des éléments d'isolateurs du type capot et tige
CEI 60364	Installations électriques des bâtiments
CEI 60383-1	Eléments d'isolateurs. Définitions, méthodes d'essai et critère d'acceptation
CEI 60383-2	Idem pour chaînes d'isolateurs
CEI 60420	Combinés interrupteurs - fusibles à haute tension pour courant alternatif
CEI 60437	Essais de perturbations radioélectriques des isolateurs pour HT
CEI 60439	Ensembles d'appareillage à basse tension
CEI 60445	Identification des conducteurs par des couleurs ou des repères numériques
CEI 60502	Câbles d'énergie à isolant extrudé et leurs accessoires pour des tensions assi-
051 00500	gnées de 1kV (Um= 1,2 kV) à 30 kV (Um= 36 kV)
CEI 60529	Degrés de protection procurés par les enveloppes (codes IP)
CEI 60575	Essai d'endurance thermomécanique et essai d'endurance mécanique des
CEL COCEO	éléments de chaînes d'isolateurs
CEI 60652	Essais mécaniques des pylônes de lignes aériennes de haute tension
CEI 60815	Guide pour le choix des isolateurs sous pollution
CEI 60826	Charges et résistances des lignes aériennes de transport câblées en couches







	concentriques
CEI 60885	Méthodes d'essais électriques pour les câbles électriques
CEI 60947	Appareillage à basse tension
CEI 60986	Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tension assignée de 6 kV (Um = 7,2kV) à 30kV (Um = 36kV)
CEI 61089	Conducteurs pour lignes aériennes à brins circulaires, câblés en couches concentriques
CEI 61109	Isolateurs composites destinés aux lignes aériennes à courant alternatif de tension nominale supérieure à 1000 V. Définitions, méthodes d'essai et critères d'acceptation
CEI 61238	Raccords sertis et à serrage mécanique pour câbles d'énergie de tensions assignées inférieures ou égales à 30 kV (Um = 36 kV)
CEI 61284	Lignes aériennes. Exigences et essais pour le matériel d'équipement.
CEI 61442	Méthodes d'essais des accessoires de câbles d'énergie de tensions assignées de 6kV (Um = 7,2kV) à 30kV (Um = 36kV)
CEI 62052-11	Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions générales, essais et conditions d'essais - Equipement de comptage
CEI 62053-11	Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Compteurs électromécaniques d'énergie active (classes 0,5, 1 et 2)
CEI 62053-21	Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Compteurs statiques d'énergie active (classes 1 et 2)
CEI 62053-22	Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Compteurs statiques d'énergie active (classes 0,2S et 0,5S)
CEI 62271	Appareillage HT sous enveloppe métallique

Les principales normes applicables pour la conception des assemblages métalliques sont les suivants :

NF 45 001	Caractéristiques géométriques et mécaniques
NF 35 501	Caractéristiques mécaniques des aciers
NF 25 005	Caractéristiques mécaniques des boulons d'assemblage
NF 66 400	Galvanisation des pièces et métaux ferreux
NF 91 121	Galvanisation - Propriété - Caractéristiques et méthodes d'essais
NF 91 122	Galvanisation - Spécification du revêtement de zinc et recommandation de fa- brications des produits à galvaniser
NF 34 125	Câbles - essais

Pour les calculs des charpentes en acier, on peut aussi se reporter aux règlements suivants:

ISO 630 Aciers de construction métallique

CECM Convention Européenne de la Construction Métallique

EURONORM 25 Aciers de construction d'usage général

EURONORM 10025 Produits laminés à chaud en acier de construction non allié

Note: La liste ci-dessus est donnée à titre indicatif. Elle n'a aucune prétention d'exhaustivité et n'exclut aucune autre norme, réglementation ou recommandation similaire pour autant qu'elle soit de réputation internationale.

