

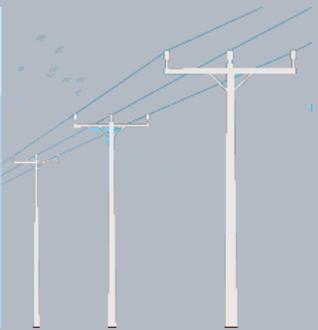


Promotion d'un Marché d'Electricité respectueux du climat dans la Région CEDEAO (ProCEM)

RAPPORT 2017

SUR LA REDUCTION DES
PERTES TECHNIQUES ET NON-
TECHNIQUES DANS LES
SOCIETES DE DISTRIBUTION
DES PAYS DE LA CEDEAO

Juin 2020



Contexte de l'Etude

Le programme ProCEM se focalise sur l'assistance technique aux États membres de la CEDEAO et sur l'appui aux promoteurs de projets d'énergies renouvelables raccordés au réseau ; au niveau de la distribution d'électricité, où l'enjeu est d'élaborer des bonnes pratiques et des approches visant à réduire les pertes techniques et non-techniques dans les sociétés de distribution d'électricité. Au niveau du marché régional de l'électricité, les efforts se concentrent sur le soutien à la conception d'instruments et dispositifs techniques de régulation essentiels au bon fonctionnement des échanges d'électricité transfrontaliers. Des mesures de renforcement des capacités approfondies et adaptées doivent venir conforter les acteurs clés du marché dans l'accomplissement de leur mission.

La coopération WAPP-GIZ sur la réduction des pertes de distribution dans le cadre de ProCEM au cours de la période 2018-2020 est une continuation de certaines des activités du projet financé par le BMZ «Promotion d'un système électrique interconnecté respectueux du climat en Afrique de l'Ouest» mis en œuvre entre le 11 / 2013 au 12/2017, qui comprenait également une composante sur la réduction des pertes de distribution dans les réseaux des services publics membres de l'EEEOA. Au cours de cette période, l'EEEOA en coopération avec la GIZ a mené une étude approfondie sur les pertes techniques et commerciales de distribution.

Les objectifs du présent projet sont la mise à disposition des acteurs responsables de l'espace CEDEAO d'ap-

proches régionales pour améliorer l'efficacité énergétique des équipements électriques et du réseau de distribution

Les indicateurs suivants ont été définis:

- Indicateur de résultat 2 - Réduction des pertes

Huit Sociétés de Distribution de la Région CEDEAO ont réduit leurs pertes techniques, non-techniques et de collecte dans leur réseau de distribution de 5% depuis 2017.

- Indicateur de résultat 4 - Participation aux cours

70% (dont 5% de femmes) des 100 participants interrogés à des cours nouveaux ou améliorés sur les énergies renouvelables, le marché régional de l'électricité et l'efficacité énergétique soutenus par le projet confirment avoir bénéficié de la participation au cours en citant une amélioration concrète de leur travail.

- Indicateur de résultat B1 - Approches introduites

Dix (10) services publics de la région de la CEDEAO qui ont activement participé à une plateforme d'apprentissage et d'échange ont introduit 5 approches pour réduire les pertes techniques, non techniques et commerciales dans le réseau de distribution.

Le présent rapport donne les différentes statistiques des pertes techniques et non-techniques existantes jusqu'à 2017 dans la région et les principales stratégies de réduction de ces pertes et puis donne des analyses indicatives sur leur évolution.

CHAPITRE 1 - Réduction des Pertes (indicateur d'Objectif 2)

Le résultat attendu de est que 8 sociétés d'électricité de la région CEDEAO ont réduit leurs pertes d'électricité (techniques et commerciales) dans les réseaux de distribution de 5 points de pourcentage au total par rapport aux valeurs de référence de 2017.

Valeur de référence : 33% de pertes d'électricité (collecte de données en 2017).

Valeur cible : 8 sociétés d'électricité, réduction de pertes d'électricité de 5 points de pourcentage.

Interprétation:

A la fin de la période de référence du ProMERC (à priori 3 ans), le taux de pertes global de distribution devra être réduit de 5 points de pourcentage dans les installations électriques pour l'ensemble d'au moins 8 sociétés de distribution, membres du Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA). La GIZ appuiera des activités des partenaires EEEOA et AR-REC dont les résultats contribueront à la réduction du taux de pertes de 5 points.

La valeur de base à considérer est le taux de pertes global (calculé pour l'ensemble d'au moins 08 sociétés) enregistré sur ses installations de distribution au 31 décembre 2017.

En effet, il s'agira de collecter les différents taux pour 08 sociétés au moins et de calculer un taux moyen pour

l'ensemble desdites sociétés. Ce taux servira de valeur de référence. Ce même travail se fera à la fin du ProMERC et le taux de réduction sera ainsi déterminé.

Dans le cadre de son objectif, le programme ProCEM a voulu créer une base de données statistiques sur les pertes techniques et non-techniques des sociétés de distribution de la région CEDEAO afin d'obtenir une vue générale et de soutenir les échanges de meilleurs procédés entre ces sociétés. Ledit programme apporte un appui également aux sociétés de distribution dans les actions de mise en œuvre de réduction des pertes. L'idée est de soutenir ces sociétés afin qu'elles soient un peu plus viable pour intégrer aisément le marché régional de l'électricité du Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain.

Le présent chapitre donne les statistiques des pertes dans les Sociétés de Distribution de la région CEDEAO durant les années 2015 à 2017 et propose des analyses indicatives sur leur évolution. Le chapitre est sectionné comme suit:

- A. Pertes totales
- B. Pertes techniques
- C. Pertes non-techniques
- D. Pertes de collecte

A. Pertes Totales

Les pertes totales représentent les pertes techniques et non-techniques des sociétés de distribution. Il s'agit donc du ratio entre le total de l'énergie achetée ou produite par la société de distribution divisée par l'énergie vendue

effectivement sur facture aux clients. Les pertes de collecte n'entrent pas dans les pertes totales.

Le tableau suivant récapitule les données statistiques des pertes totales des sociétés de distribution de la région CEDEAO sur les années de 2015 à 2017.

Tableau 1 : Développement des pertes totales en pourcent dans les sociétés de distribution des pays de la CEDEAO

	Country	Company	2015	2016	2017	Rank	Progress over 3 years	Results over 3
7	Niger	NIGELEC	10,6%	12,6%	12,5%	1		↓ -1,9%
21	Nigeria, Lagos	EKEDC	11,0%	9,8%	13,3%	2		↓ -2,4%
5	Togo	CEET	16,8%	16,3%	14,3%	3		↑ 2,6%
4	Burkina Faso	SONABEL	13,2%	13,5%	14,5%	4		↓ -1,3%
3	Ivory Coast	CIE	16,0%	15,0%	15,3%	5		↑ 0,7%
20	Nigeria, Kano	KEDCO	19,7%	18,8%	18,0%	6		↑ 1,7%
1	Senegal	SENELEC	18,6%	20,1%	18,9%	7		↓ -0,3%
2	Mali	EDM-SA	21,4%	20,3%	19,2%	8		↑ 2,2%
18	Nigeria, Abuja	AEDC	19,9%	21,5%	21,6%	9		↓ -1,7%
10	Gambia	NAWEC	22,9%	25,1%	23,0%	10		↓ -0,1%
6	Benin	SBEE	23,2%	23,9%	23,1%	11		↑ 0,1%
9	Guinea-Bissau	EAGB	27,2%	32,0%	23,2%	12		↑ 4,1%
15	Nigeria, Lagos North	IKEJA	17,0%	25,0%	24,0%	13		↓ -7,0%
12	Ghana	ECG	22,3%	23,7%	24,3%	14		↓ -2,0%
22	Nigeria, Port Harcourt	PHED	16,4%	15,7%	24,4%	15		↓ -8,1%
13	Sierra Leone	EDSA	52,9%	47,6%	34,0%	16		↑ 18,9%
16	Nigeria, Enugu	EEDC	37,2%	35,2%	28,8%	17		↑ 8,4%
17	Nigeria, Ibadan	IBEDC	24,8%	19,2%	29,8%	18		↓ -5,0%
19	Nigeria, Kaduna	KAEDCO	30,2%	28,9%	29,9%	19		↑ 0,3%
11	Ghana	NEDCO	23,1%	27,4%	30,2%	20		↓ -7,1%
23	Nigeria, Yola	YEDC	27,0%	27,7%	31,2%	21		↓ -4,3%
8	Guinea	EDG	32,1%	35,2%	36,0%	22		↓ -3,9%
14	Liberia	LEC	29,3%	46,0%	53,4%	23		↓ -24,1%
24	Nigeria	JEDPLC	69,5%	68,6%	72,7%	23		↓ -3,2%
	Average		25,1%	26,2%	26,5%			↓ -1,4%

Les pertes totales en MWh sont calculées comme : énergie injectée dans le réseau de distribution moins énergie facturée par les clients de la société de distribution (SD).

Les pertes totales en pourcentage montrées dans le Tableau 1 sont calculées comme : $1 - \text{pertes en MWh} / \text{MWh injectés}$. Le plus souvent, les ventes facturées sont utilisées pour refléter la consommation.

Il est évident que les ventes facturées n'incluent pas la consommation des fraudeurs. D'autres facteurs qui peuvent aussi conduire à la sous-estimation de la consommation sont mentionnés dans le paragraphe sur les pertes non-techniques.

Source: Rapport d'Activités des sociétés et présentations faites par les sociétés durant le forum à Dakar en novembre 2018.

Vu que certaines sociétés de distribution de l'énergie électrique ont fourni déjà assez d'efforts pour réduire sensiblement leurs taux de pertes et sont à moins de 15%, il sera difficile d'obtenir de ces sociétés une amélioration significative¹.

Les statistiques montrent que les pertes totales varient énormément d'une Société de Distribution à l'autre, pour 2017 entre 12,5% au Niger et 53,4% au Libéria. En moyenne, les pertes totales dans les pays d'ECOWAS ont été presque constantes dans la période 2015 – 2017 ; environ 24% en moyenne. Dans les années entre 2015 et 2017.

Au niveau des Société de Distribution, il y a seulement 9 sociétés sur les 23 sociétés étudiées qui ont réussi à réduire les pertes totales sur les dernières années de 2016 à 2017.

Chez la CIE et la CEET, le facteur de réussite était notamment l'amélioration des contrôles des abonnés. La sécurisation des systèmes de comptage a été un autre facteur important. Chez EAGB, l'amélioration du système de facturation a été le facteur décisif.

Il reste à voir si les valeurs des pertes totales de l'EDSA en Sierra Leone et EEDC au Nigéria (Enugu) confirment que la forte réduction qui a été observée en 2017 soit un réel indicateur de tendance à la baisse ou seulement une valeur statistique aberrante.

Il y a aussi des Sociétés de Distribution où les pertes totales montrent une tendance à la hausse (donc négative) sur les trois années consécutives considérées. C'est le cas pour la SONABEL au Burkina, de AEDC et Yola au Nigeria, de ECG et NEDCO au Ghana, de EDG en Guinée et de LEC au Liberia.

Chez EDG, la mise en service de la centrale de Kaléta en 2015 a été le facteur décisif pour la hausse des pertes totale. La grande majorité des abonnés d'EDG sont des abonnés au forfait. Leur consommation est estimée quand ils deviennent abonnés mais rarement actualisée par la suite. L'ajout des appareils électriques n'est donc pas tenu en compte et non plus le raccordement clandestin des voisins par les abonnés. Avant la mise en service de Kaléta, l'approvisionnement des abonnés d'EDG était limité par le

manque de capacité de production. Quand cette contrainte n'était plus présente, la consommation a beaucoup augmenté mais, pour les raisons susmentionnées, les consommations n'ont pas été facturées en conséquence.

Valeur de référence 2017 de l'indicateur

Pour l'année 2017, une combinaison de huit sociétés a été choisie pour constater leur taux actuel de pertes. **Une moyenne de 33%** a été calculée et est retenue comme valeur de référence pour l'indicateur d'objectif de réduction des pertes.

Conclusion

On constate que dans l'ensemble, les Sociétés de Distribution se trouvent confrontés à des problèmes de pertes sur les dernières années assez similaires. Parmi les palmarès des types de pertes mentionnées, certaines Sociétés de Distribution se retrouvent plus souvent en haut du tableau (Sonabel, EDM, Niger par exemple) et d'autres plus souvent dans le bas du tableau (Sierra Leone, Liberia et Kaduna).

On constate également que les évolutions sur les années de l'étude sont très irrégulières et il est souvent difficile d'établir des tendances réelles car les valeurs changent fortement d'une année à l'autre. Cela est dû au fait que les données sont fortement impacté par les différentes mesures techniques et non-technique de réduction des pertes présent par les Société de Distribution et par leur succès qui peut parfois varier fortement d'une Société de Distribution à l'autre.

¹ Commentaire additionnel d'interprétation des indicateurs de la Matrice des Résultats (BMZ)

B. Pertes Techniques

Les pertes techniques en énergie est l'énergie perdue à cause des phénomènes physiques inhérents à son transport entre les points d'injection dans le réseau de distribution et les points de comptage au niveau des abonnés.

Tableau 2 : Estimations des pertes techniques dans quelques sociétés de distribution

	Country	Company	2015	2016	2017	Rank	Progress over 3 years	Results over 3
9	Guinea-Bissau	EAGB	4,1%	4,1%	4,1%	1		→ 0,0%
8	Guinea-Bissau	EDG	4,6%	4,6%	4,6%	2		→ 0,0%
7	Niger	NIGELEC	5,6%	5,6%	5,6%	3		→ 0,0%
3	Ivory Coast	CIE	7,0%	7,0%	7,0%	4		→ 0,0%
1	Senegal	SENELEC	7,1%	7,1%	7,1%	5		↓ 0,0%
2	Mali	EDM-SA	7,4%	7,4%	7,4%	6		→ 0,0%
18	Nigeria, Abuja	AEDC	9,1%	9,1%	9,1%	7		→ 0,0%
10	Gambia	NAWEC	10,0%	11,0%	10,0%	8		→ 0,0%
4	Burkina Faso	SONABEL	10,3%	10,3%	10,3%	9		→ 0,0%
6	Benin	SBEE	6,5%	10,7%	10,4%	10		↓ -3,9%
12	Ghana	ECG	10,6%	10,6%	10,6%	11		→ 0,0%
14	Liberia	LEC	12,5%	12,5%	12,5%	12		→ 0,0%
24	Nigeria	JEDPLC	28,4%	28,4%	28,4%	23		→ 0,0%
21	Nigeria, Lagos	EKEDC			ND			
5	Togo	CEET			ND			
20	Nigeria, Kano	KEDCO			ND			
15	Nigeria, Lagos North	IKEJA			ND			
22	Nigeria, Port Harcourt	PHED			ND			
13	Sierra Leone	EDSA			ND			
16	Nigeria, Enugu	EEDC			ND			
17	Nigeria, Ibadan	IBEDC			ND			
19	Nigeria, Kaduna	KAEDCO			ND			
11	Ghana	NEDCO			ND			
23	Nigeria, Yola	YEDC			ND			
	Average		9,5%	9,9%	9,8%			↓ -0,3%

L'estimation des pertes techniques en énergie est basée sur les mesures des pertes techniques en puissance ; à savoir les pertes instantanées occasionnées par la puissance transitée dans les câbles conducteurs des lignes MT et BT et dans les transformateurs MT/BT. A l'aide d'un logiciel de calcul de répartition des charges, les pertes en puissance sont converties en pertes techniques en énergie.

Les pertes techniques sont normalement calculées pour une section du réseau de distribution et une certaine période. La section est souvent le réseau dans la capitale ou dans une grande ville et la période est la période de la pointe annuelle. Les valeurs ne sont donc qu'estimation grossière de la valeur moyenne des pertes techniques dans le réseau de distribution dans l'année.

Source: Rapport d'Activités des sociétés et présentations faites par les sociétés durant le forum à Dakar en novembre 2018.

Le Tableau 2 montre que peu de SD ont communiqué des pertes techniques ; notamment aucune SD du Nigéria. Cela s'explique par le manque de connaissance comment calculer les pertes techniques à l'aide d'un logiciel. C'est pour cette raison qu'une formation en calcul des pertes techniques fait partie du présent projet.

Les valeurs du Tableau 2 laissent attendre que les pertes techniques en énergie soient entre 7% et 12%. La plupart des estimations grossières faites avec des données de 2015 par le consultant dans le cadre du projet précédent était aussi dans cette plage.

C. Pertes Non-Techniques

Les pertes non-techniques sont calculées comme : pertes totales moins pertes techniques. Elles sont donc seulement indiquées dans le Tableau 3 pour les Sociétés de Distribution qui ont reporté des pertes techniques.

Tableau 3 : Estimations des pertes non-techniques dans quelques sociétés de distribution

Pays	Société	2015	2016	2017	Rang	Evolution sur 3 ans	Evolution dernière année
Côte d'Ivoire	CIE	9,0%	8,0%	8,3%	1		↓
Sénégal	SENELEC	11,8%	11,8%	11,8%	2		↑
Bénin	SBEE	13,1%	13,1%	12,7%	3		↑
Gambie	NAWEC	14,1%	14,1%	13,0%	4		↑
Ghana	ECG	11,7%	13,2%	13,7%	5		↓
Liberia	LEC	17,3%	34,8%	40,9%	6		↓
Niger	NIGELEC			NN			
Nigeria, Lagos	EKEDC			NN			
Togo	CEET			NN			
Burkina	SONABEL			NN			
Nigeria, Kano	KEDCO			NN			
Mali	EDM-SA			NN			
Nigeria, Abuja	AEDC			NN			
Guinée-Bissau	EAGB			NN			
Nigeria, Lagos North	IKEJA			NN			
Nigeria, Port Harcourt	PHED			NN			
Sierra Leone	EDSA			NN			
Nigeria, Enugu	EEDC			NN			
Nigeria, Ibadan	IBEDC			NN			
Nigeria, Kaduna	KAEDCO			NN			
Ghana	NEDCO			NN			
Nigeria, Yola	YEDC			NN			
Guinée	EDG			NN			
Moyenne		12,8%	15,8%	16,7%			↓

* Les chiffres grisés ont été estimés à partir d'autres années

La fraude est normalement la raison principale des pertes non-techniques ; la fraude sous forme de manipulation du compteur par les abonnés, la fraude sous forme de branchements clandestins et la fraude sous forme de lectures volontairement incorrectes des indices des compteurs (parfois avec la complicité des agents des Société de Distribution).

D'autres facteurs qui produisent des pertes non-techniques sont la sous-estimation de la consommation des abonnés au forfait (abonnés sans compteur), les abonnés qui sont déjà branchés mais pas encore dans la statistique de ventes, les compteurs défectueux, la consommation à l'interne de la Société de Distribution qui n'est pas facturée. Ces facteurs sont présents dans toutes les Sociétés de Distribution.



La comparaison des pertes techniques avec les pertes non-techniques indique que les dernières comptent pour la plus grande partie des pertes totales. Les montants perdus à cause des pertes non-techniques sont énormes. Les estimations faites dans le projet précédent ont eu comme résultat que chaque SD a perdu plusieurs millions d'Euros en 2015 à cause des pertes non-techniques. Pour la plupart des SD, les montants n'ont certainement pas baissés depuis mais augmenté.

La réduction des pertes non-techniques demande avant tout l'engagement du management de la SD. Les coûts d'investissement sont faibles par rapport à la réduction des pertes techniques. Les données reçues de quelques SD montrent que les investissements se rentabilisent à court terme. Cela recommande de donner la priorité à la réduction des pertes non-techniques.

D. Pertes de Collecte

Les pertes de collecte sont calculées comme : $1 - \text{montant facturé} / \text{montant encaissé}$.

Le montant collecté ou encaissé inclut les arriérés et parfois aussi les paiements des fraudeurs, y compris une pénalité. Il se peut donc que les pertes de collecte soient négatives comme c'était, par exemple, le cas chez la SONABEL (Burkina Faso) et l'ECG (Ghana) en 2017.

Tableau 4 : Développement des pertes de collecte dans les sociétés de distribution des pays d'ECOWAS

	Country	Company	2015	2016	2017	Rank	Progress over 3 years	Results over 3
12	Ghana	ECG	11,7%	17,8%	-5,0%	1		↑ 16,8%
4	Burkina Faso	SONABEL	2,5%	3,9%	-1,3%	2		↑ 3,7%
2	Mali	EDM-SA	1,3%	1,0%	0,6%	3		↑ 0,7%
7	Niger	NIGELEC	8,8%	3,3%	2,9%	4		↑ 5,9%
1	Senegal	SENELEC	7,0%	7,0%	5,0%	5		↑ 2,0%
5	Togo	CEET	13,2%	14,3%	9,1%	6		↑ 4,1%
8	Guinea	EDG	34,0%	21,0%	16,6%	7		↑ 17,4%
15	Nigeria, Lagos North	IKEJA	31,0%	32,0%	19,0%	8		↑ 12,0%
6	Benin	SBEE	18,8%	6,0%	20,0%	9		↓ -1,2%
21	Nigeria, Lagos	EKEDC	27,4%	26,8%	22,4%	10		↑ 5,0%
14	Liberia	LEC	-3,0%	9,2%	22,6%	11		↓ -25,6%
11	Ghana	NEDCO	28,7%	38,8%	31,1%	12		↓ -2,4%
18	Nigeria, Abuja	AEDC	37,8%	38,8%	34,0%	13		↑ 3,8%
17	Nigeria, Ibadan	IBEDC	33,0%	38,0%	35,0%	14		↓ -2,0%
10	Gambia	NAWEC	35,8%	35,8%	35,8%	15		→ 0,0%
22	Nigeria, Port Harcourt	PHED	39,5%	48,0%	41,2%	16		↓ -1,7%
19	Nigeria, Kaduna	KAEDCO	49,0%	46,6%	41,8%	17		↑ 7,2%
16	Nigeria, Enugu	EEDC	37,3%	42,8%	42,4%	18		↓ -5,1%
13	Sierra Leone	EDSA	11,0%	44,0%	47,0%	19		↓ -36,0%
20	Nigeria, Kano	KEDCO	34,4%	32,3%	51,7%	20		↓ -17,3%
24	Nigeria	JEDPLC	59,0%	62,6%	61,9%	23		↓ -2,9%
3	Ivory Coast	CIE			ND			
9	Guinea-Bissau	EAGB			ND			
23	Nigeria, Yola	YEDC			ND			
	Average		24,7%	27,1%	25,4%			↓ -0,7%

Le Tableau 4 montre qu'un pourcentage élevé des montants facturés n'est souvent pas collecté. Les montants non-payés s'élèvent pour la plupart des Sociétés de Distribution à plusieurs millions d'Euros par an.

La situation est précaire au Nigéria où les pertes de collecte variaient en 2017 entre 19% et presque 52% des montants facturés. Dans les pays en dehors du Nigéria, les pertes de collecte sont plus faibles pour la plupart des Sociétés. Trois Sociétés, EDM-SA (Mali), la SONABEL (Burkina Faso) et la NIGELEC (Niger) ont presque toujours eu des pertes de collecte de moins de 5%.

Il est encourageant que les pertes de collecte de quelques Sociétés de Distribution montrent une tendance à la baisse (SENELEC, CEET, EDG) mais il y a aussi des Sociétés où le contraire est vrai (NEDCo, EDSA). En moyenne, les pertes de collecte ne montrent ni une tendance à la baisse, ni à la hausse.

Les données des SD qui permettent de distinguer entre les pertes de collecte des abonnés publics et privés indiquent que les abonnés publics sont presque toujours les pires payeurs.

Source: Rapport d'Activités des sociétés et présentations faites par les sociétés durant le forum à Dakar en novembre 2018.

Les données disponibles ne permettent pas encore de tester l'hypothèse que plus le pourcentage des abonnés qui ont un compteur à prépaiement est élevé, plus le pourcentage des pertes de collecte est faible. Ce qui est déjà évident est que l'utilisation des compteurs à pré-

paiement n'est pas le facteur décisif dans tous les pays. Chez la NIGELEC dont les pertes de collecte sont faibles (2,9% en 2017), très peu d'abonnés ont des compteurs à prépaiement.

CHAPITRE 2 - Bénéfices de la formation (Indicateur d'Objectif 4)

Le résultat attendu est, qu'interrogés, 70 % (dont 5 % de femmes) des 100 participants aux formations nouvellement développées ou améliorées avec l'appui du programme sur les EnR, l'EE ou le marché régional d'électricité, confirment avoir bénéficié de la formation en mentionnant de concrètes améliorations dans leur contexte de travail.

Valeur de référence : 0 (encore aucun participant aux cours nouvellement développés ou améliorés).

Valeur cible : 70 % des 100 participants interrogés (dont 5 % de femmes), une amélioration chacun(e).

Interprétation:

70 personnes sur 100 participants - dont 5 femmes - seront interrogées après un cours de formation, qui a été amélioré ou nouvellement développé par la GIZ, sur les énergies renouvelables, le marché régional de l'électricité et l'efficacité énergétique, pour confirmer qu'elles ont bénéficié de la formation et citer une amélioration concrète sur leur lieu de travail.

Les formations tenues ont été les suivantes:

• Du 17 au 21 juin 2019 au CME à Bingerville (Côte d'Ivoire)

Titre de la formation: Formation de Formateurs - Calcul des pertes techniques MT/BT dans les réseaux de distribution - Application du logiciel NEPLAN

Formateurs: Daniel d'Hoop (Power System Planning Expert) et Gérard Dangla (Technical Training Expert)

Nombre de participants: 18

• Du 24 au 28 Juin 2019 à la VRA Academy à Accra (Ghana)

Titre de la formation: Formation de Formateurs - Distribution Loss Computation (GIZ)

Formateur: Daniel d'HOOP

Nombre de participants: 7

• Du 15 au 19 Juillet 2019 au CME à Bingerville (Côte d'Ivoire)

Titre de la formation: Formation de SD - Distribution Loss Computation (GIZ)

Formateur: Daniel d'HOOP

Participants: Sociétés de Distribution

Nombre de participants: 7

• Du 22 au 26 Juillet 2019 à la VRA Academy à Accra (Ghana)

Titre de la formation: Formation de SD - Reduction of Losses for Distribution Utilities Programme

Formateur: Daniel d'HOOP

Participants: Sociétés de Distribution

Nombre de participants: 18

Valeur de référence 2017 de l'indicateur

Le présent rapport par d'une valeur de référence de zéro participants en 2017 avant le démarrage des activités du projet.

CHAPITRE 3 - Approches pour la réduction des pertes (Indicateur d'Objectif B1)

Le résultat attendu est que dans le cadre d'une plateforme de dialogue et d'échange 10 sociétés d'électricité de la région CEDEAO ont introduits 5 approches pour la réduction des pertes techniques et commerciales dans les réseaux de distribution.

Valeur de référence : 0 approches, la plateforme de dialogue et d'échange n'existe pas encore ;

Valeur cible : 5 approches introduites.

Interprétation:

Dans le cadre d'une plateforme de dialogue et d'apprentissage, 10 sociétés d'électricité de la région CE-DEAO ont introduits 5 approches pour la réduction des pertes techniques et commerciales dans les réseaux de distribution.

Il est vrai que chaque société a entrepris la mise en œuvre des solutions et approches pour réduire ses taux

de pertes. Néanmoins, compte tenu de ces actions non concertées et non harmonisées au sein de l'espace CE-DEAO, il est nécessaire de définir 05 approches pertinentes qui ont véritablement un impact sur la réduction des pertes et applicables par les sociétés de distribution.

Ces 05 approches devront être adoptées par les sociétés qui les introduiront dans leur plan stratégique de réduction des pertes aux termes du ProMERC.

Approches

La phase 1 du présent projet a listé les principales approches de réduction des pertes techniques et non-technique existantes. Ces approches sont résumées ci-dessous en:

- Approches de réduction des pertes techniques (10 types d'actions)
- Approches de réduction des pertes non-techniques (12 types d'actions)

Tableau 5 : Approches de réduction des pertes techniques (10 types d'actions)

Nr.	Titre	Description de l'Objectif et de l'Approche
1	Installation de bancs de condensateurs	Objectif: Réduire la composante réactive des pertes techniques Approche: Introduction de condensateurs
2	Remplacement de conducteurs	Objectif: Optimiser le choix des conducteurs ou de leur remplacement Approche: 1) Standardisation interne, 2) Identification des conducteurs surchargés, 3) Analyse économique du remplacement
3	Restructuration du réseau MT	Objectif: Soulager les départs existants surchargés en modifiant la structure du réseau Approche: Reconfigurer les départs en reportant des charges sur des départs existants proches peu chargés ou sur des nouveaux départs à créer.
4	Installation de nouveaux postes (source ou de distribution)	Objectif: Installer des postes de distribution MT/BT de très petite taille le plus près possible des abonnés BT. Approche: Etendre le réseau MT plus loin et donc d'augmenter le nombre de transformateur MT/BT et ainsi de réduire les longueurs BT.
5	Utilisation de transformateurs à haut rendement	Objectif: Identifier si une gamme de transformateurs à haut rendement permet une sélection plus rentable de transformateurs à installer Approche: Sur base d'analyses économiques, la gamme de transformateur optimale sera identifiée
6	Rééquilibrage des phases sur les départs BT	Objectif: Réduire le déséquilibre des courants entre phase causés par les clients monophasés Approche: 1) Identification de clients monophasés gros consommateurs, 2) Installation d'interrupteurs ou reconnexion de consommateurs sur une autre phase
7	Optimisation des points de séparation	Objectif: Optimiser la configuration des départs qui rejoignent des points dits "NO" (Normalement Ouverts) afin de choisir la configuration à moindre perte. Approche: 1) Acquisition du logiciel et introduction des données, 2) Recherche des tronçons les plus chargés et 3) Recouplement et vérification de la compatibilité.
8	Maîtrise de la Demande d'Electricité	Objectif: Réduction de la demande d'électricité et réduction des pertes techniques Approche: Les types d'actions sur la Demande sont: 1. Normes d'efficacité énergétiques, 2. Labels d'efficacité énergétique, 3. Rabais pour des équipements à haute efficacité, 4. Achats groupés, 5. Accords volontaires avec les fabricants, 6. Actions de sensibilisation.
9	Gestion de la Charge	Objectif: Réduction de la demande d'électricité au moment de la pointe Approche: Adapter la consommation d'électricité en fonction des besoins du système électrique, soit diminuer (arrêt d'un processus de fabrication, arrêt d'un climatiseur...) soit augmenter (démarrer des processus de fabrication ou autres appareils...) la consommation.
10	Planification optimale du réseau	Objectif: Optimisation de la planification Approche: Réalisation d'études sur les 1) approches de planification, 2. le Système d'informations géographiques, 3. les Prévision de la demande d'électricité, 4. les Etude technique des réseaux de distribution, 5. la Structure des réseaux de distribution MT. 6. la Structure des réseaux de distribution BT, 7. les Etude d'écoulement de puissance et 8. la Comparaison technico économique



Les pertes non-techniques entraînent des pertes monétaires élevées, soit plusieurs millions d'Euros par an, même lorsque les pertes sont relativement faibles. 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 sont toutes des sources de pertes non-techniques. Vu cette diversité, il n'est pas étonnant que plusieurs actions soient toujours nécessaires pour réduire les pertes non-techniques.

Les propositions d'approches mentionnées dans le tableau suivant sont toutes liées à la réduction des pertes non-techniques. Les approches de 1 à 5 sont des approches pour lesquels une analyse de rentabilité peut souvent être réalisée et donc un rendement de l'approche peut être confirmé.

Pour les propositions d'approche de 6 à 12, il s'agit de mesures d'accompagnement qui ne représentent pas des projets rentables individuellement. Il s'agit de mesures qui ont bien pour effet de réduire les pertes non-techniques mais leurs impacts sur les revenus de la société de distribution ne sont pas entièrement quantifiables. Il s'agit de mesures comme la formation par exemple.

Tableau 6 : Approches de réduction des pertes Non-techniques (12 types d'actions)

Nr.	Titre	Description de l'Objectif et de l'Approche
1	Connaissance/Recensement de la clientèle	Objectif: Détection des branchements illégaux, des compteurs non facturés et anomalies (prises de terre coupés, isolateurs cassés, armements tordus, etc.) Approche: Mettre à jour et nettoyer la base de données de la clientèle qui reflète la situation réelle au travers visites, recensements et inspections.
2	Rattachement des clients au poste de départ équipés de systèmes de comptage	Objectif: Comparer l'énergie injectée par les postes avec l'énergie facturée aux clients desservis par les postes Approche: Numérotation des postes MTBT et élargissement de la base de données de la clientèle avec l'information de leur rattachement aux postes correspondants.
3	Contrôle des clients	Objectif: Augmentation des contrôles et formation des contrôleurs Approche: Etablir une équipe de contrôleurs indépendante bien formée sur les méthodes de détection de la fraude et assurer la facturation de pénalités et de redressements des fraudeurs.
4	Rendre la fraude difficile.	Objectif: Sécurisation des installations de comptage (rendre les raccordements inaccessibles) Approche: Installation de 1) systèmes de sécurité (scellés numérotés, serrures, coffrets, grillages, etc.), 2) de compteurs de type split (prépaiement) et 3) compteurs communicants chez les grands consommateurs.
5	Remplacement des compteurs défectueux	Objectif: Remplacer des compteurs défectueux (non-fraudés) Approche: Identification et vérifier les compteurs les plus âgés. Identifier d'autres compteurs défectueux et les remplacer ou bien, si des compteurs ne sont pas disponibles en stock, passer la facturation de l'abonné en mode forfait.
6	Créer une culture qui ne tolère pas la fraude (mesure d'accompagnement)	Objectif: Communiquer au niveau national que la fraude n'est pas tolérée Approche: Messages du Gouvernement à la population les informant que la fraude n'est plus tolérée, que des sanctions sévères seront appliquées contre les fraudeurs, etc.
7	Engagement du management de la société dans la lutte contre les pertes (mesure d'accompagnement)	Objectif: Le plus haut niveau de la hiérarchie s'engage dans la lutte Approche: Etablissement de statistiques permettant le calcul des pertes et responsabilisation et incitation des chefs de régions dans ce sens.
8	Campagne de sensibilisation (mesure d'accompagnement)	Objectif: Communication de la Société de Distribution à la population/clientèle Approche: Lance régulièrement de campagnes sous forme de spots à la télévision et à la radio. Information aux groupements d'influence comme les leaders religieux, les chefs de communes et les associations de consommateurs.
9	Pénalités et sanction (mesures d'accompagnement)	Objectif: Strict application des pénalités et sanctions Approche: Etablissement de tribunaux d'électricité ou autre institutions permettant l'application légale de pénalités et de sanctions de façon plus rapide et plus adaptées aux circonstances.
10	Programme de formations (mesures d'accompagnement)	Objectif: Augmenter les compétences du personnel de la société de Distribution sur la réduction des pertes non-techniques Approche: Formations sur 1) le calcul des différents types de pertes (globales,

Nr.	Titre	Description de l'Objectif et de l'Approche
		non-techniques, statistiques, etc.), 2) le contrôle des abonnés et 3) planification du réseau (cartographie SIG, estimation de la demande, conception et simulations, analyse économique et financière)
11	Système de monitoring (mesure d'accompagnement)	Objectif: Appréciation des performances de la société de distribution concernant la réduction des pertes de distribution Approche: Analyse de l'évolution des pertes basée sur les statistiques (i) de consommation et (ii) de l'énergie injectée dans le réseau de distribution.
12	Création d'un club "Réduction des Pertes dans les Réseaux de Distribution"	Objectif: Copier des actions de réduction des pertes qui ont fonctionnés pour d'autres Sociétés de Distribution Approche: Etablissement de réunions d'échange d'expérience sur la réduction des pertes avec d'autres Sociétés de Distribution dans le pays ou la région.

Le présent rapport 2017 liste les approches existantes comme proposées dans la phase 1 du programme. L'avancement du projet fera l'analyse des approches mise en place par les Sociétés de Distribution

Valeur de référence 2017 de l'indicateur

Le présent rapport par d'une valeur de référence de zéro approches mises en place par les Sociétés de Distribution en 2017 avant le démarrage des activités du projet.

Conclusions

On constate que dans l'ensemble, les Sociétés de Distribution se trouvent confrontés à des problèmes de pertes sur les dernières années assez similaires. Parmi les palmarès des types de pertes mentionnées, certaines Sociétés de Distribution se retrouvent plus souvent en haut du tableau (Sonabel, EDM, Niger par exemple) et d'autres plus souvent dans le bas du tableau (Sierra Leone, Liberia et Kaduna).

On constate également que les évolutions sur les années de l'étude sont très irrégulières et il est souvent difficile

d'établir des tendances réelles car les valeurs changent fortement d'une année à l'autre. Cela est dû au fait que les données sont fortement impacté par les différentes mesures techniques et non-technique de réduction des pertes prisent par les Société de Distribution et par leur succès qui peut parfois varier fortement d'une Société de Distribution à l'autre.