



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur
et de la Recherche scientifique
Université Echahid Hamma Lakhdhar D'El-Oued



Faculté des Technologies

Mémoire de Fin d'Étude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Électrique

Spécialité : Réseaux Électrique

Thème

***Amélioration du taux des pertes pour une unité de
distribution d'énergie électrique***

Devant le jury composé de :

Merazga Izzeddine

Bougouffa Lazhar

Mida dris

Président

Examineur

Encadreur

Réalisé par :

- Azeb Chikh Tahar

- Founas Fethi

Soutenu le 03/06/2018

Remerciements

Avant tous nous remercions ALLAH, le tout puissant de nous avoir donné, le courage et la volonté pour accomplir ce travail.

*Nous remercions également notre encadreur, monsieur **Mida Dris**, pour son aide immense d'avoir dirigé ce travail.*

Nos remerciements de toutes nos gratitude à nos enseignants, aux responsables de département de génie électrique de l'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, à l'ensemble des responsables de la Direction de Distribution d'Electricité et du Gaz d'El Oued, et à tous nos amis qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Nos vifs remerciements sont destinés aux membres de jury de nous avoir fait l'honneur d'évaluer et d'enrichir ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos plus grandes reconnaissances à toutes nos familles pour leurs encouragements et leurs soutiens.

Dédicaces

Nous dédions ce travail

*A nos parents, nos petites familles, nos frères et nos sœurs qui
nous ont toujours aidés pour réaliser ce travail.*

*A nos femmes qui nous a constamment encouragées et soutenus
durant cette année, ainsi qu'à nos enfants*

*A tous nos amis et nos collègues de travail de la direction de
distribution d'El Oued*

*A tous les enseignants et les étudiants de la promotion 2018
deuxième année Master en réseaux électrique*

Sommaire

Table des matières.....	i
Liste des tableaux.....	iii
Listes des figures.....	iv
Abréviations.....	v
Introduction Générale.....	01
Chapitre I : Définitions et notions techniques	
1.1 Introduction.....	04
1-2 Achat et vente d'énergie électrique	04
1-3 Pertes d'énergie électriques.....	04
1-4 Pertes techniques (PT).....	08
1-5 Pertes non techniques (PNT).....	12
1-6 Taux de pertes.....	15
1-7 Responsabilité de pointe.....	16
1-8 Mesures synchrones.....	17
1-9 Conclusion.....	20
Chapitre II : Distribution d'énergie électrique	
2-1 Introduction.....	21
2-2 Réseau de transport d'énergie Electrique.....	21
2-2-1 Les différents composants du réseau public de transports.....	22
2-2-2 Le dispatching	26
2-3 Le réseau de répartition.....	26
2-4 Les réseaux de distribution d'énergie Electrique.....	27
2-4-1 Les différents composants du réseau de distribution.....	29
2-5 Conclusion.....	34
Chapitre III : Décomposition des pertes techniques du réseau de distribution	
3-1 Introduction.....	35
3-2 Hypothèses de Calcul.....	35
3-3 Supports utilisés.....	35
3-4 Répartition de la charge.....	36
3-5 Pertes dans le réseau HTA.....	37
3-6 Pertes dans les transformateurs HTA/BT	39
3-7 Pertes dans le réseau BT.....	40
3-8 Conclusion.....	41

Chapitre IV : Etude du cas

4-1 Introduction.....	42
4-2 Présentation de la direction de distribution d'El-oued.....	42
4-3 Historique des appels des charges.....	43
4-4 Historique des achats et ventes Electricité.....	47
4-5 Achats électricité en GWh par mois et par poste HTB/HTA, 2017.....	49
4-6 Simulation des pertes techniques.....	50
4-7 Méthodologie de calcul des pertes techniques.....	50
4-8 Caractéristiques des réseaux de distribution HTA/BT.....	51
4-9 Caractéristiques des réseaux par poste HTB/HTA arrêté fin 2017.....	51
4-10 Valeurs du courant enregistré aux têtes des départs HTA 30 kV.....	51
4-11 Résultats de calcul.....	52
4-11-1 Répartition de perte par année et par catégorie.....	52
4-11-2 Présentation graphique des pertes.....	52
4-11-3 Répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage.....	53
4-11-4 Apport des pertes techniques des ouvrages.....	53
4-11-5 Répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA.....	54
4-11-6 Répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage et PS _{HTB/HTA}	54
4-11-7 Pertes techniques dans le réseau HTA par poste HTB/HTA.....	56
4-11-8 Pertes techniques dans les transformateurs par poste HTB/HTA.....	57
4-11-9 Pertes techniques dans le réseau BT par poste HTB/HTA.....	59
4-11-10 Pertes techniques par départs HTA et par nature d'ouvrage, 2017.....	60
4-12 Facteurs d'améliorations	66
4-13 Application des facteurs d'amélioration dans le réseau HTA.....	68
4-14 Conclusion.....	68
Conclusion Générale et perspective.....	69
Bibliographie.....	71
Annexe n° 01 : Les relevés des charges des postes HTB/HTA, Eté 2017	I
Annexe n° 02 : Les relevés des charges des postes HTB/HTA, Hiver 2017	VI
Annexe n° 03 : Les relevés des charges des postes HTB/HTA, Eté 2016	XI
Annexe n° 04 : Les relevés des charges des postes HTB/HTA, Hiver 2016	XVI
Annexe n° 05 : Les relevés des charges des postes HTB/HTA, Eté 2015	XXI
Annexe n° 06 : Les relevés des charges des postes HTB/HTA, Hiver 2015	XXVI
Annexe n° 07 : Caractéristiques électriques des transformateurs E.I	XXXI

Liste des tableaux

Tableau I.1	:	Les pertes d'électricité de transport et de la distribution en (%) de la production
Tableau I.2	:	Le taux des pertes par secteur des pays arabe
Tableau IV.1	:	Les postes sources HTB/HTA desservant de la Wilaya d'El Oued
Tableau IV.2	:	L'évolution de la charge par des postes sources HTB/HTA
Tableau IV.3	:	L'évolution des achats et ventes d'électricité en GWh 2007-2017
Tableau IV.4	:	Les Achats en GWh par mois et par poste HTB/HTA, année 2017
Tableau IV.5	:	Les caractéristiques des réseaux HTA et BT 2015-2017
Tableau IV.6	:	Les caractéristiques des réseaux HTA et BT par poste HTB/HTA, 2017
Tableau IV.7	:	Répartition des pertes par catégorie 2015-2017
Tableau IV.8	:	Répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage 2015-2017
Tableau IV.9	:	Apport des pertes techniques par nature d'ouvrage 2015-2017
Tableau IV.10	:	Répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA 2015-2017
Tableau IV.11	:	Répartition PT par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage 2015
Tableau IV.12	:	Répartition PT par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage 2016
Tableau IV.13	:	Répartition PT par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage 2017
Tableau IV.14	:	PT du réseau HTA par poste HTB/HTA 2015
Tableau IV.15	:	PT du réseau HTA par poste HTB/HTA 2016
Tableau IV.16	:	PT du réseau HTA par poste HTB/HTA 2017
Tableau IV.17	:	PT des transformateurs HTA/BT par poste HTB/HTA 2015
Tableau IV.18	:	PT des transformateurs HTA/BT par poste HTB/HTA 2016
Tableau IV.19	:	PT des transformateurs HTA/BT par poste HTB/HTA 2017
Tableau IV.20	:	PT du réseau BT par poste HTB/HTA 2015
Tableau IV.21	:	PT du réseau BT par poste HTB/HTA 2016
Tableau IV.22	:	PT du réseau BT par poste HTB/HTA 2017
Tableau IV.23	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV El Oued
Tableau IV.24	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Bayadha
Tableau IV.25	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Nakhla
Tableau IV.26	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Ourmes
Tableau IV.27	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV El Ameria
Tableau IV.28	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Taleb Larbi
Tableau IV.29	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV El Berd
Tableau IV.30	:	PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV M'ghaier
Tableau IV.31	:	Gain en pertes techniques après renforcement

Liste des figures

- Figure I.1 : La consommation électrique mondiale
- Figure I.2 : Schéma des flux d'énergie dans un réseau électrique
- Figure I.3 : Pertes par effet Joule RI^2
- Figure I.4 : Taux des pertes transport et distribution en % de la production
- Figure I.5 : Répartition des pertes sur les composantes du réseau de transport et de distribution
- Figure I.6 : Taux des pertes (%) de distribution d'électricité de la société algérienne d'électricité et du gaz SONELGAS
- Figure I.7 : Schéma des mesures synchrones de réseau HTA
- Figure I.8 : Schéma des mesures synchrones de réseau BT
- Figure II.1 : Schéma de structure arborescente du réseau de distribution
- Figure III.1 : Les niveaux des pertes techniques dans le réseau de distribution
- Figure III.2 : Structure d'un départ HTA
- Figure IV.1 : Images représentes de la wilaya d'El Oued
- Figure IV.2 : Carte schématique des postes HTB/HTA El Oued-El Ameria, Bayadha et Nakhla
- Figure IV.3 : Carte schématique du poste source 60/30 kV Taleb Larbi
- Figure IV.4 : Carte schématique des postes sources HTB/HTA El Berd et M'ghaier
- Figure IV.5 : Schéma du réseau de transport liant les PS de la wilaya d'El Oued
- Figure IV.6 : Courbes des charges des postes sources 2008-2017
- Figure IV.7 : L'historique des achats et des ventes en GWh sur les dix dernières années
- Figure IV.8 : Pertes globales en GWh des dix dernières années
- Figure IV.9 : Taux des pertes globales des dix dernières années
- Figure IV.10 : Achats électricité en GWh par poste et par mois, année 2017
- Figure IV.11 : Pourcentage PT et PNT par rapport les pertes globale 2015-2017
- Figure IV.12 : Répartition du taux de perte technique par nature d'ouvrage (6.63% -2017)

Abréviations

PS	: Poste source (Poste HTB/HTA)
CM	: Cabine Mobile (Poste HTB/HTA)
PT	: Perte Technique
PNT	: Perte non Technique
HTA	: Haute tension type A
HTB	: Haute tension type B
BT	: Basse Tension
DP	: Distribution Publique
AB	: Abonné
MX	: Mixte
RTE	: Réseau Transport Electricité
GRTE	: Gestionnaire Réseau Transport Electricité
IACM	: Interrupteur Aérien à Commande Mécanique
CEI	: La Commission Electrotechnique Internationale
IAT	: Interrupteur aérien Télécommandé
IATCT	: Interrupteur aérien Télécommandé à ouverture dans le creux de tension
daN	: Unité de mesure des efforts (déca newton)
GDO MT	: Gestion Des Ouvrages Moyenne Tension
GDO BT	: Gestion Des Ouvrages basse Tension
IGH	: Immeubles à Grande Hauteur
PR	: Polyéthylène Réticulé
EPJ/HTA	: Energie Perdue Journalière dans le réseau HTA
EPJ/TRS	: Energie Perdue Journalière dans les transformateurs HTA/BT
EPJ/BT	: Energie Perdue Journalière dans le réseau BT
EPA/HTA	: Energie Perdue Annuelle dans le réseau HTA
EPA/TRS	: Energie Perdue Annuelle dans les transformateurs HTA/BT
EPA/BT	: Energie Perdue Annuelle dans le réseau BT
EPJH/HTA	: Energie Perdue Journalière Hiver dans le réseau HTA
EPJE/HTA	: Energie Perdue Journalière Eté dans le réseau HTA
EPJH/TRS	: Energie Perdue Journalière Hiver dans les transformateurs HTA/BT
EPJE/TRS	: Energie Perdue Journalière Eté dans les transformateurs HTA/BT
EPJH/BT	: Energie Perdue Journalière Hiver dans le réseau BT
EPJE/BT	: Energie Perdue Journalière Eté dans le réseau BT
EPA/DEP	: Energie totale Perdue Annuelle pour un Départ HTA
EPA/PS	: Energie totale Perdue Annuelle pour un poste source HTB/HTA
NJH	: Nombre de Jour Hiver
NJE	: Nombre de Jour Eté
PHTA.t	: Pertes dans le réseau HTA à l'instant t
PTRS.t	: Pertes dans les transformateur à l'instant t
PBT.t	: Pertes dans le réseau BT à l'instant t

Introduction Générale

Le premier but d'un réseau de distribution d'énergie électrique est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs, avec l'assurance de la qualité et continuité de service dans les conditions de sécurité le plus favorable.

Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{Pertes}$$

L'analyse et la réduction des pertes sont importantes et bien connues dans les domaines de l'ingénierie du système de distribution d'énergie, et présentent les éléments clés pour un fonctionnement efficace du système électrique.

Traditionnellement, les pertes totales d'énergie de distribution ont été estimées au moyen des bilans énergétiques par la soustraction de l'énergie totale consommée et facturée de l'énergie mesurée.

Depuis les pertes d'énergies totales comptabilisées, on distingue deux types des pertes, qui sont les pertes techniques et non techniques qui appelé aussi les pertes commerciales ou des gestions, ensuite une analyse plus approfondie est nécessaire pour les estimés individuellement.

Habituellement, les pertes techniques sont estimées en utilisant des méthodes et hypothèses. Plus précisément, en calculant les pertes actifs de puissance aux conditions de charge de pointe (par calcul des modèles et données de charge enregistrées), puis en appliquant un facteur de perte à estimer les pertes de puissance moyennes et finalement multiplier la moyenne pertes par heure (heures), pour obtenir l'énergie mensuelle ou annuelle perdues. Ensuite, les pertes techniques sont soustraites des pertes totales pour obtenir les pertes non techniques.

Le niveau de complexité de ces calculs dépend de la méthodologie utilisée pour estimer les pertes de puissance en période de pointe et facteurs de pertes ainsi que sur les caractéristiques du système de distribution.

Pour l'ensemble du système électrique, de la production à la distribution, le seuil des pertes globales considéré comme acceptable pour les experts internationaux est de 15 à 16 %.Ce pourcentage inclut les pertes techniques et les pertes non techniques. [06]

Dans certains systèmes électriques, la littérature rapporte des pertes d'énergie compris entre 2,33% et 3,35% [8], ce qui méritent considération.

Au cours de la dernière décennie, l'évolution rapide et large adoption de systèmes d'information, outils d'analyse de la distribution, modèles computationnels et plus récemment l'émergence de technologies de réseau intelligent ont donné aux services publics l'accès aux données et les outils nécessaires pour améliorer ces analyses et la possibilité d'augmenter l'efficacité des systèmes de distribution d'énergie; par exemple, réduire les pertes, optimisation des profils de tension, etc.

Bien que les pertes d'énergie du système de distribution dans les pays industrialisés sont généralement dans des limites acceptables, il y a de la place pour des nouvelles améliorations, notamment via le réseau intelligent. Dans de nombreux pays en développement, c'est toujours un problème critique qui nécessite continuellement la surveillance et le contrôle compétent qui conduit aux grands investissements dans les solutions de réseaux conventionnels et intelligents.

Dans les marchés d'électricité, la connaissance des consommateurs d'électricité fournit une compréhension de leur comportement de consommation, qui est récemment devenu important dans l'industrie électrique. Avec cette connaissance, les fournisseurs d'électricité sont capables de développer une nouvelle stratégie commerciale et d'offrir des services basés sur la demande des clients. Une des méthodes les plus couramment utilisés dans l'acquisition de connaissances sur le comportement des clients est le profil de charge (courbe de charge), qui est défini comme l'habitude de consommation d'électricité d'un client ou d'un groupe de clients sur une période donnée. Le profil de charge a été utilisé pendant de nombreuses années par les compagnies d'électricité pour la formulation des tarifs, la planification du système et l'élaboration des stratégies de commercialisation.

Le présent travail entre dans le cadre de calcul des pertes d'une unité de distribution, il est structuré en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, on va donner des définitions et notions techniques sur l'achat et ventes d'énergie ainsi que les pertes. Le deuxième chapitre déterminera l'évacuation d'énergie électrique du producteurs aux consommateurs, par la définition des trois niveaux de tension; Production, Transport et Distribution. Dans le troisième chapitre, on s'intéressera à la modélisation des pertes techniques dans les réseaux de distribution. Dans le

quatrième chapitre, on a pris la direction de distribution d'El-Oued comme cas pratique pour modéliser le calcul des pertes techniques des années 2015-2016 et 2017, et on terminera par une conclusion générale.

Chapitre I

Définitions et notions techniques

1-1 Introduction

Dans ce chapitre on va présenter les définitions et les notions techniques relatives aux pertes techniques et non techniques, tels que l'achat et le vente d'électricité ainsi que la courbe de charge déterminant la variation de la charge journalier (Consommation d'énergie).

1-2 Achat et vente d'énergie électrique

Les achats et les ventes d'énergie électrique sont des actes commerciaux entre les acteurs dans le marché d'électricité, dont les quantités d'énergie achetées par les distributeurs auprès des producteurs d'électricité à travers le réseau de transport seront vendues aux consommateurs

En Algérie, les achats et les ventes se comptabilisent mensuellement entre les producteurs et les distributeurs.

Les consommateurs (clients finales) sont classés en deux catégories :

- Clients, desservis en Haute Tension (HTA), qui sont facturés mensuellement.
- Clients, desservis en Basse Tension (BT), qui sont facturés trimestriellement.

Les quantités d'énergie achetées durant le mois ne sont pas vendues en totalité, la différence représente les pertes d'énergie.

1-3 Pertes d'énergie électriques

Les pertes générées par les réseaux de transport et de distribution d'électricité ont d'abord une définition comptable. Elles constituent la différence entre les niveaux de production et de consommation déclarés. Cette définition englobe les pertes techniques et non techniques.

Le monde est particulièrement vorace en énergie électrique: cet appétit, qui engloutit d'ores et déjà des milliers de milliards de kilowattheures (kWh) par an, ne cesse de s'accroître avec l'industrialisation d'un nombre croissant de pays. Bilan : de 1980 à 2005, la consommation électrique mondiale a progressé chaque année d'environ 3,1 % et devrait totaliser 33 300 milliards de kWh à l'horizon 2030; de 16 790 milliards de kWh en 2008, elle est appelée à doubler d'ici à 2030 [23].

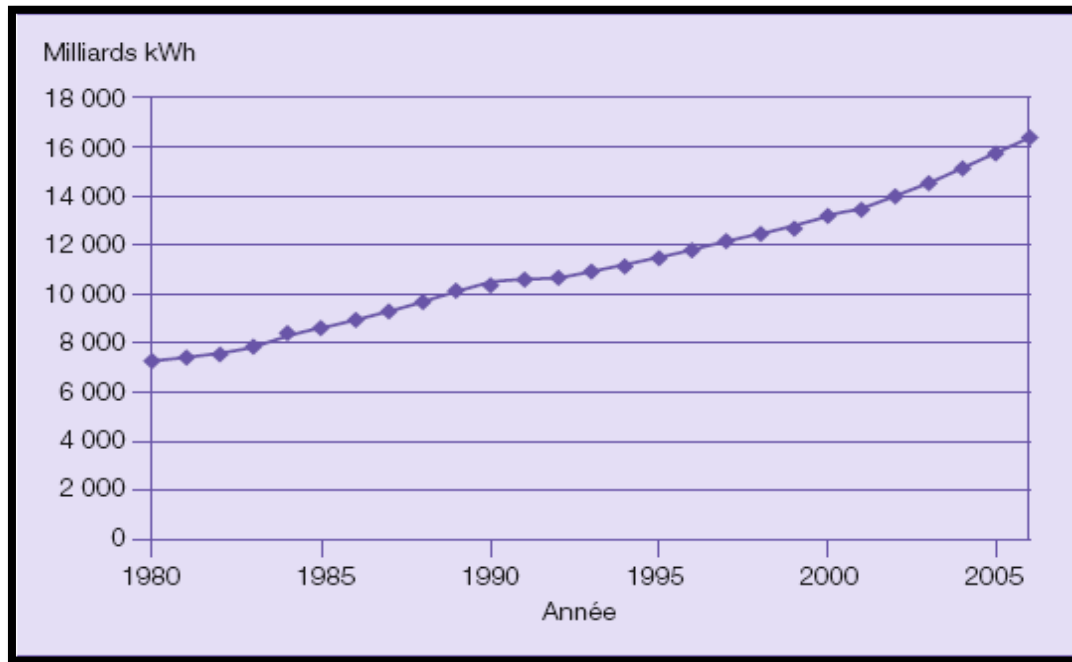


Figure I.1 : La consommation électrique mondiale

De nos jours, pas moins d'environ 10 % de la production d'électricité se perdent sur le chemin qui relie centrales et consommateurs, et près de 40 % de ces pertes se produisent dans le réseau de distribution. Pour la seule année 2006, les pertes d'énergie totales et les pertes de distribution ont cumulé respectivement 1638 milliards et 655 milliards de kWh. Or il suffirait de réduire ces dernières de 10 % pour économiser environ 65 milliards de kWh, soit plus que la consommation électrique de 7,5 millions de Suisses en 2008 et l'équivalent de 39 millions de tonnes de CO₂ émises par les centrales au charbon[23].

Le réseau de distribution dessert les consommateurs à partir des postes électriques ; il se compose de lignes HTA de tension inférieure à 50 kV, de postes de transformation, de transformateurs sur poteau ou dalle, de câbles et filerie basse tension, et de compteurs électriques. Il peut ainsi aligner des centaines des postes et des centaines de milliers de composants, tous pilotés par un système de gestion de la distribution,

L'essentiel de l'énergie dissipée dans un réseau de distribution est constitué des pertes ohmiques ou « pertes Joule » qui se produisent au passage du courant électrique dans le métal conducteur.

Tout conducteur traversé par un courant véhicule une énergie décomposée en puissance active et puissance réactive. La compensation de puissance réactive a pour objet d'abaisser ou d'éliminer cette composante du courant, réduisant ainsi l'intensité et, ce faisant, les pertes.

Les pertes d'électricité lors de la transmission (transport) et de la distribution en pourcent (%) de la production des quelques pays sont illustrés dans le tableau suivant:
[www.banquemonddiale.org]

Tableau I.1 : Les pertes d'électricité de la transmission et de la distribution en pourcent (%) de la production

Pay	Les pertes d'électricité lors de la transmission (transport) et de la distribution en pourcent (%) de la production									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Le monde arabe	12.19	11.38	12.36	13.75	13.99	13.03	12.75	14.21	13.73	14.49
Union européenne	6.69	6.42	6.48	6.52	6.55	6.36	6.27	6.46	6.49	6.44
Argentine	15.13	15.12	16.72	13.38	14.75	13.43	14.43	13.60	16.01	14.33
Australie	6.72	6.75	6.02	6.09	5.90	6.48	6.52	5.80	5.34	4.78
Autriche	5.36	5.12	5.26	5.00	5.40	4.93	5.31	4.89	5.25	5.33
Belgique	4.85	4.95	4.64	5.10	4.53	4.56	4.67	5.06	4.87	5.43
Bahreïn	2.12	2.05	1.88	8.49	9.03	6.77	6.42	5.72	5.21	3.94
Brésil	16.59	16.82	16.14	16.65	17.19	16.63	16.46	17.08	16.63	15.78
Canada	8.30	8.58	7.49	8.38	8.76	8.67	8.89	8.49	8.53	8.87
Suisse	7.32	6.75	6.35	6.38	6.28	6.62	7.13	6.72	6.81	6.70
Chine	6.82	6.49	6.28	6.17	6.08	6.12	5.74	5.81	5.78	5.47
Cameroun	17.43	12.32	9.35	9.47	9.34	9.83	9.83	9.82	9.83	9.82
Cuba	15.21	16.08	16.85	15.88	15.50	15.91	15.69	15.75	15.38	15.29
Allemagne	4.76	4.49	4.63	4.75	4.24	3.83	4.08	3.94	3.87	3.88
Danemark	4.21	3.44	4.95	5.94	6.50	6.75	6.25	7.00	5.56	6.13
Algérie	13.19	17.87	17.87	18.11	20.41	19.88	19.32	19.28	18.41	17.13
Égypte	11.60	10.89	10.48	9.95	9.60	10.16	8.47	11.14	11.14	11.15
Espagne	8.97	8.50	8.44	8.30	8.38	9.18	8.93	8.73	9.48	9.60
France	5.64	5.59	5.61	5.89	6.57	6.28	5.83	6.72	6.63	6.35
Grèce	9.42	8.47	7.75	8.03	5.28	6.59	4.77	2.65	6.82	8.24
Indonésie	11.16	11.07	10.72	10.11	9.60	9.40	9.09	8.92	9.60	9.37
Inde	25.17	23.66	22.77	21.26	21.13	19.86	19.39	18.90	18.46	19.42
Irlande	8.00	7.80	7.80	7.43	7.51	7.45	7.47	7.38	7.88	7.85
Iran	18.16	18.55	18.98	17.54	15.61	14.19	14.54	14.47	14.50	12.60
Iraq	30.00	28.27	40.93	48.86	48.68	35.90	38.51	43.02	39.86	50.63
Islande	4.39	4.16	4.13	3.50	3.02	4.10	2.92	2.77	2.06	2.75
Italie	6.95	6.48	6.81	6.52	7.06	6.88	6.93	7.06	7.36	6.99
Jordanie	13.37	13.67	14.38	14.08	14.18	13.46	14.67	10.61	10.36	10.75
Japon	4.27	4.25	4.22	4.46	4.52	4.14	4.36	4.10	4.49	4.39
Corée	3.54	3.63	3.60	3.63	3.71	3.63	3.35	3.26	3.40	3.35
Koweït	11.36	11.42	12.21	12.59	12.43	12.09	12.33	14.19	12.13	11.66

Pay	Les pertes d'électricité lors de la transmission (transport) et de la distribution en pourcent (%) de la production									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Liban	12.86	13.28	13.14	12.61	12.99	11.90	11.41	9.25	9.44	10.47
Libye	12.54	9.95	13.52	33.12	36.44	35.75	31.53	59.03	61.48	69.70
Maroc	6.37	6.52	7.37	10.37	11.08	11.31	10.69	11.76	13.02	14.70
Mexique	14.92	15.36	15.27	15.38	15.85	16.06	15.06	14.34	14.30	13.71
Amérique du Nord	6.56	6.52	6.34	6.01	6.58	6.32	6.37	6.58	6.30	6.30
Niger	17.31	20.78	26.06	22.44	25.84	23.03	23.12	24.20	21.94	26.81
Nigéria	23.71	31.07	11.53	9.42	5.87	17.22	9.55	8.66	15.12	16.11
Pays-Bas	5.41	5.51	5.25	5.06	4.61	4.72	4.56	5.03	5.05	4.77
Pays membres de l'OCDE	6.53	6.44	6.34	6.24	6.54	6.33	6.34	6.43	6.37	6.31
Oman	22.18	20.43	20.14	17.88	18.11	15.27	12.99	13.63	10.94	10.88
Pakistan	24.04	22.31	19.59	21.17	19.88	16.23	16.88	17.03	16.27	17.41
Portugal	9.12	7.59	6.78	9.20	7.66	7.97	7.88	10.33	10.79	10.03
Qatar	7.08	7.11	7.13	7.08	6.28	6.28	6.23	6.23	6.23	6.05
Fédération de Russie	11.84	10.83	10.35	10.52	10.79	10.13	9.97	9.98	10.12	10.03
Arabie saoudite	10.55	7.60	8.23	8.67	8.28	8.91	9.40	8.75	7.05	6.78
Soudan	20.49	23.11	23.44	21.92	21.92	19.31	20.54	19.01	22.91	14.28
Sénégal	30.15	25.54	19.01	30.55	16.97	16.38	15.71	16.29	16.65	12.82
Singapour	3.12	2.69	2.87	2.54	1.79	2.85	2.54	1.90	2.30	2.03
Serbie	14.67	15.69	15.77	16.03	15.83	16.10	15.37	15.51	14.02	15.44
Suède	7.39	7.58	7.16	7.33	7.25	7.13	7.03	6.59	6.54	4.78
Tunisie	13.48	13.54	13.61	13.74	12.34	11.45	13.67	15.15	14.73	14.94
Turquie	14.85	14.07	13.91	13.85	14.88	14.31	14.11	14.89	15.46	14.82
États-Unis	6.31	6.23	6.18	5.67	6.26	5.99	6.00	6.29	5.96	5.91
Yémen	22.55	25.54	25.42	23.04	24.28	23.91	25.63	32.94	25.76	25.77
Afrique du Sud	8.49	8.72	8.45	8.79	9.84	9.53	8.47	8.72	8.49	8.39

Les pertes sur le réseau électrique sont divisées en deux catégories: pertes techniques et pertes non-techniques. Les pertes non techniques représentent l'énergie consommée mais non enregistrée. Les pertes techniques correspondent aux pertes sur les réseaux par effet Joule, par effet couronne, fuites, effet de peau, ainsi que les pertes fer provenant des transformateurs.

Le schéma suivant représente les flux d'énergie dans un réseau électrique, ainsi que les différents niveaux des pertes électriques sur le cheminement totale d'électricité de la production jusqu'à les consommateurs (les clients finales)

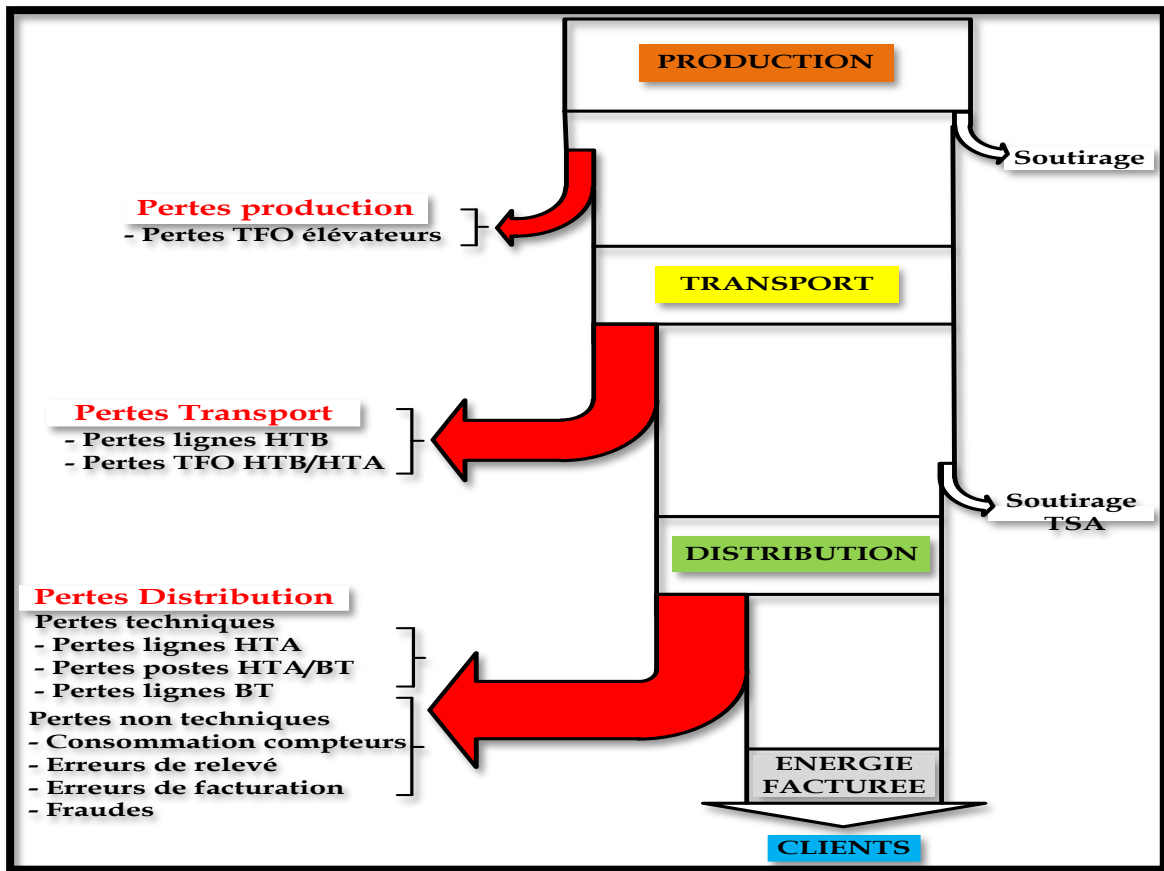


Figure I.2 : Schéma des flux d'énergie dans un réseau électrique

1-4 Pertes techniques (PT)

Les pertes techniques de transport et de distribution proviennent du transit sur le réseau. Elles sont liées à un mauvais rendement du réseau suite au déséquilibre des charges, aux pertes actives et réactives, au mauvais facteur de puissance etc. Ces pertes sont évaluées en faisant la différence entre les injections et les soutirages entre les différents niveaux. Elles représentent 5 % à 10 % maxi (distribution) et 3 % (transport) des pertes totales [6].

Ces pertes, dues à la résistance du conducteur, sont proportionnelles au produit de la résistance et du carré de l'intensité; il est donc possible de les diminuer en abaissant l'une et/ou l'autre de ces grandeurs électriques. La résistance d'un conducteur est dictée par la résistivité de son matériau, sa section et sa longueur ; pour autant, il est difficile de modifier

ces paramètres dans les réseaux de distribution existants. En revanche, on peut réduire l'intensité en éliminant les transits inutiles [23].



Figure I.3 : Pertes par effet Joule RI^2

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

Globalement, les pertes techniques varient largement d'un pays à l'autre, selon les caractéristiques du réseau (Figure I.4). Les pertes sont estimées à 7 % de la production d'électricité en moyenne dans les pays de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Economique) [05].

- Pays développés: taux de pertes moyen d'environ 7%.
- Les pays émergents, Inde, Brésil ont respectivement 27% et 16% de pertes.
- Pays sous-développés: pertes sont comprises entre 25 et 50%.

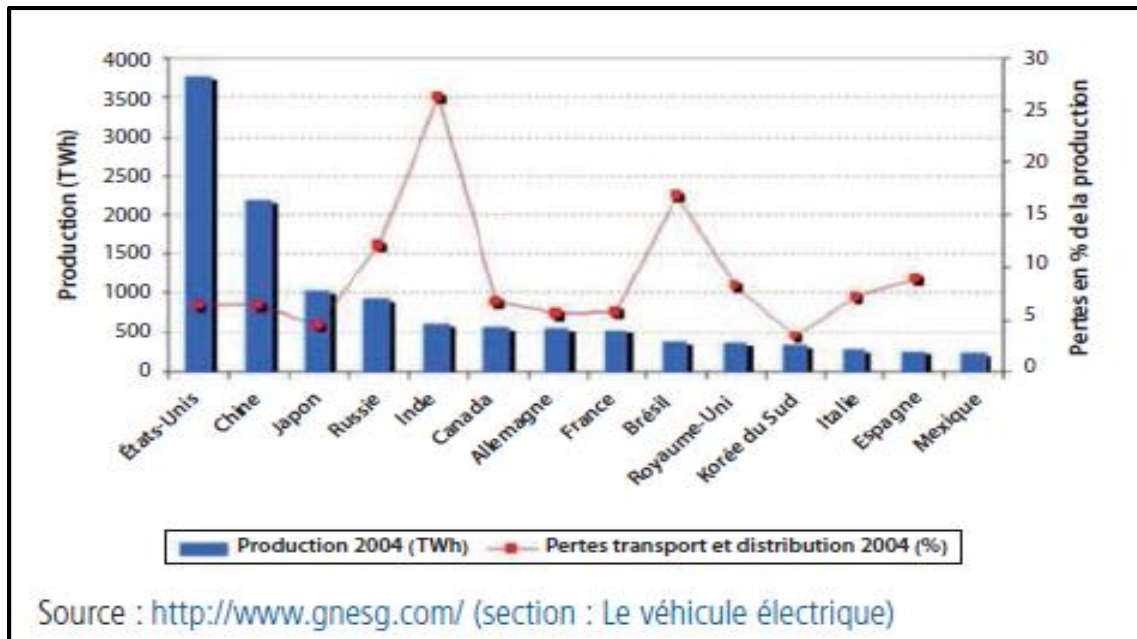


Figure I.4 : Taux des pertes transport et distribution en % de la production

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

- **Les pertes par effet Joule** sont issues de l'échauffement des conducteurs et des appareillages lors du passage du courant électrique. Ces pertes étant inversement proportionnelles à la tension, le choix d'une tension élevée dans le transport de l'énergie électrique contribue à leur réduction. Elles dépendent aussi des caractéristiques des câbles et de la longueur du réseau.
- **L'effet couronne** correspond à une décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur (mouvement d'électrons qui se déplacent autour du câble, dans l'air ambiant), qui se produit lorsque le champ électrique régnant au voisinage proche du conducteur dépasse une valeur critique. L'effet couronne se manifeste sous forme d'une gaine lumineuse autour du conducteur électrique, ainsi que par un bruit de crépitement. Il est particulièrement présent pour les niveaux de tension élevés, donc sur les réseaux de transport.
- D'autres pertes surviennent lors de la transformation de l'électricité d'un niveau de tension à un autre. Ainsi, les transformateurs génèrent des **pertes fer**, correspondant à des pertes dans le circuit magnétique, incluent des pertes intrinsèques au fonctionnement des transformateurs : les pertes par courants de Foucault, c'est-à-dire des courants induits issus des variations de flux dans les tôles du circuit magnétiques des transformateurs; en circulant

dans les tôles, ces courants provoquent une dissipation d'énergie par effet joule et les pertes par hystérésis (lors de la variation du champ magnétique dans le transformateur, les tôles métalliques se comportent comme des aimants élémentaires formant l'ensemble d'un domaine magnétique; ces variations magnétiques produisent le cycle d'hystérésis, qui, effectué périodiquement, amène une augmentation de la température dans le fer à l'origine de la perte d'énergie).

D'après ERDF (Electricité Réseau Distribution France)

Sur l'ensemble des réseaux de transport, les pertes liées à l'effet joule sont estimées à un maximum de 80 % des pertes totales relatives à l'électricité transportée, selon le niveau de tension et les conditions de transport. Les pertes par effet couronne sont de l'ordre de 10 % pour ces mêmes réseaux. Les 10 % restant sont attribuées aux pertes fer et aux pertes par effet joule dans les transformateurs. [05]

Les pertes techniques se répartissent entre les différentes composantes du réseau de transport et de distribution, telles qu'illustrées sur la figure I.5 :

- Les pertes sources fer (8%) et par effet joule (6%) sont associées au transformateur de centrale;
- Les pertes lignes HTA (26%) correspondent aux pertes par effet joule dans les lignes;
- Les pertes des postes HTA/BT fer (24%) et joule (12%) correspondent aux pertes dans les transformateurs ;
- Les pertes lignes BT (17%) correspondent aux pertes par effet joule dans les lignes de distribution ;
- Les pertes de branchement BT (5%) correspondent aux pertes issues au raccordement des clients sur le réseau basse tension;
- Les pertes compteurs BT (2%) sont liées aux branchements des compteurs de mesure.

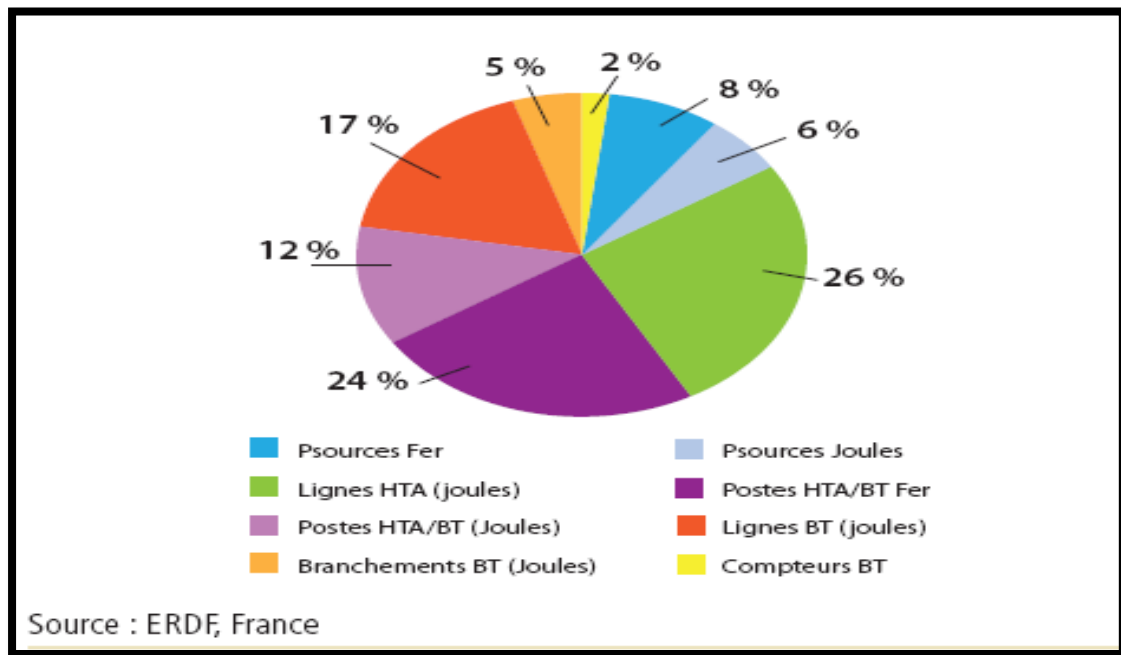


Figure I.5 : Répartition des pertes sur les composantes du réseau de transport et de distribution

1-5 Pertes non techniques (PNT)

Les pertes non techniques PNT représentent l'énergie consommée non enregistrée. Ces pertes résultent de vols d'énergie ou d'erreurs de comptage. Les origines de ces pertes ne sont pas toujours évidentes et elles ne peuvent être mesurées précisément. Il est estimé que dans certains pays en développement, les pertes de nature non technique peuvent atteindre 50 % de la quantité totale d'électricité injectée dans le réseau.

Dans le cadre de l'exploitation du réseau de distribution et des relations avec les clients, de nombreux dysfonctionnements portant non-enregistrement de la consommation sont décelés sur les systèmes de comptage. Leur nature doit être cernée afin d'imaginer les solutions de lutte contre eux.

Deux types de dysfonctionnements à l'origine des non-enregistrements de l'énergie peuvent être identifiés :

a) La consommation n'est pas mesurée. Les causes en sont :

- Raccordements clandestins,
- Mauvaise estimation de la charge raccordée,
- Long délai de prise en compte des appareils de mesure installés, etc.

b) La consommation est mesurée sans exactitude. Les facteurs explicatifs peuvent être :

- Fraude et sabotage sur les appareils de mesure,
- Défectuosité des appareils de mesure,
- Mauvais raccordement des installations, etc.

Les dysfonctionnements constatés sur l'enregistrement des consommations sont le fait d'actions sur les comptages (compteurs) ou facturations, de façon délibérée ou involontaire. Ainsi peuvent-ils être classifiés par nature et qualifiés.

⇒ **Les fraudes**: Ce sont les actions délibérées sur les systèmes de comptage ou la facturation de façon à réduire la consommation enregistrée et à payer. Ces fraudes peuvent être répertoriées en deux types, les fraudes techniques et les fraudes administratives.

Exemples de fraudes techniques	Exemples de fraudes administratives
Fraudes mécaniques : - Plombs laboratoires enlevés, - Capot compteur percé pour bloquer le disque, Fraudes électriques : - Sectionnement interne du fil de tension, - Shuntage des conducteurs, - Branchement direct	-Tarification non conforme à la puissance souscrite, - Cumul d'index, - Consommation d'énergie après résiliation, - Sous facturation

⇒ **Les anomalies** : Les anomalies sont des erreurs constatées sur les installations par les agents releveurs, ou signalées par les clients. Elles donnent lieu à des corrections par la compagnie d'électricité. On pourrait citer, entre autres :

- Nouvel index de consommation inférieur à l'ancien index,
- Compteur défectueux,
- Index anormalement élevé,
- Compteur non listé ou non intégré, etc.

Une fois les dysfonctionnements recensés et qualifiés, le contrôle technique des équipements et le contrôle administratif de la mise en œuvre des procédures de travail sont organisés de façon inopinée et/ou à la demande suite à un constat de dysfonctionnement grave.

La stratégie contre les différentes fraudes et anomalies répertoriées peut consister en l'analyse, aussi finement que possible, du mécanisme de ces anomalies et fraudes, afin d'imaginer les parades, les mettre en œuvre et les faire évoluer.

L'expérience a montré une distribution sociologique des fraudes. Ainsi, les fraudes ont tendance à être plus sophistiquées chez les clients résidentiels importants (puissance d'abonnement supérieure à 30 ampères triphasés) et les clients industriels que chez les petits clients. Les campagnes systématiques sont donc à organiser et conduire spécifiquement en fonction des clients, des quartiers (résidentiels, administratifs, précaires, etc.) et par types d'activités industrielles (sociétés manufacturières, supermarchés, ateliers mécaniques, etc.)

L'objectif global visé par la lutte contre la fraude d'électricité est la réduction des pertes non techniques. Les pertes de recettes liées au non-enregistrement de toute l'énergie distribuée peuvent porter atteinte à la rentabilité financière de l'entreprise et à la qualité de service; il est pertinent, pour mesurer l'impact du projet, de suivre un certain nombre d'indicateurs. Aussi, les résultats attendus on cernent-ils essentiellement :

- L'augmentation du ratio de facturation et donc des recettes, et l'amélioration du recouvrement ; ce ratio se définit comme étant le rapport de l'énergie facturée sur l'énergie totale livrée au réseau de distribution ;
- Un meilleur rendement du réseau dans son ensemble; rappelons que le rendement du réseau est contractuel ; donc, il existe une valeur de référence et un objectif ;
- Une meilleure maîtrise des décisions d'investissement ;
- Les statistiques collectées et traitées alimentent la base de données utilisées pour la planification et les décisions d'investissement.

Les pertes non techniques peuvent être combattues et réduites par des moyens concrets et organisés. Dans le contexte actuel de rareté de financement, une telle démarche peut faire partie des stratégies de gestion des systèmes électriques, afin d'optimiser cette gestion et améliorer la fiabilité des données d'exploitation, pour une meilleure planification de l'offre et la demande. En outre, le contrôle permet de faire évoluer les critères de performance. Son indéniable impact sur les recettes et le rendement peut justifier les moyens et les actions à développer.

Toutefois, la mise en œuvre d'un tel outil de gestion nécessite quelques précautions juridiques et judiciaires pour éviter des procès coûteux avec des clients avertis. La structure chargée du contrôle doit être appuyée par une entité juridique compétente et les collaborateurs chargés d'animer le contrôle doivent être très professionnalisés et

désintéressés. Enfin, l'informatique et ses outils de base de données peuvent constituer le support privilégié de toutes les actions.

1-6 Taux de pertes

Le taux de pertes représente le rapport entre l'énergie électrique perdue et l'énergie achetée (injectées).

$$\text{Pertes} = \text{Achats} - \text{Ventes}$$

$$\text{Taux de pertes (\%)} = \text{Pertes} / \text{Achats}$$

Les pertes globales de distribution d'électricité de la société algérienne d'électricité et du gaz SONELGAZ sur la période 2000 -2010 sont représentés comme suit : [16]

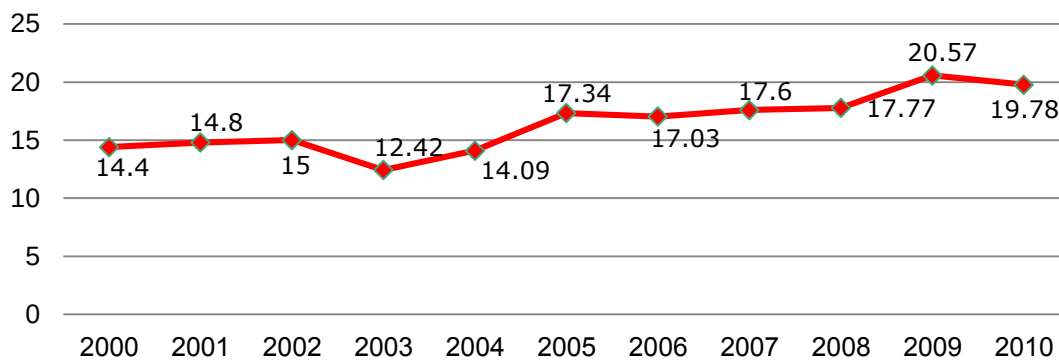


Figure I.6 : Taux des pertes (%) de distribution d'électricité de la société algérienne d'électricité et du gaz SONELGAZ

D'après la revue Electricité d'arabe, délivré par l'union arabe d'électricité, numéro 24, édition octobre 2016, la demande rapide du monde arabe d'électricité a enregistré un pourcentage le plus élevé dans le monde entre 5% et 8% et parfois 10%, trois fois le taux mondiale qui est entre 2.3% et 2.4%. [18], [19]

Le taux des pertes d'électricité dans le monde arabe est entre 13% et 25%, le double des taux mondiaux. [18], [19]

L'énergie électrique produite et consommée ainsi que le taux des pertes par secteur d'après la revue Electricité d'arabe, numéro 23, bulletin statistique année 2014, est donnée dans le tableau suivant. [18], [19]

Tableau I.2 : Le taux des pertes par secteur des pays arabe

Pay	Energie électrique produite en GWh	Energie électrique consommée en GWh	Taux des pertes en %			
			Production	Transport	Distribution	Total
JORDAN	18269	15419	3.5	1.8	12.8	17.2
UAE	109979	105363				4.18
BAHRAIN	16257	15186		6.6		
TUNISIA	14067	14841		2.2	13.1	
ALGERIA	60501	49192		3.9	17.8	
SAUDI ARABIA	311807	274503		6.9		
SUDAN	11376	9710	7	5	18	30.4
SYRIA	24222	19228		6.5	30	
IRAQ	89433	53728	5	8	15	28
OMAN	29128	25174				11.6
PALESTINE	476	3955	5		25	
QATAR	36125			2	4.5	
KUWAIT	65140	57544	6	4	15	25
LEBANON	12365		3	3	23.5	
LIBYA	37511	14066	2	2	15	
EGYPT	168050	142935	3	4.2	9	11.7
MOROCCO	27944	28825		4.3		
YEMEN	5346	4884	7.9	3.5	39.5	44
TOTAL	1037996	834553				

1-7 Responsabilité de pointe

La responsabilité de pointe est une opération de mesure des charges opérée deux fois par an, sur le territoire nationale et dans tous les ouvrages électriques; centrales, postes HTB/HTB, postes HTB/HTA et aux têtes des départs HTA au niveau du réseau de distribution. La première mesure est effectuée dans le mois de juillet et nommé "responsabilité de pointe été" et la deuxième dans le mois de décembre et nommé "responsabilité de pointe hiver".

Ces mesures de charges sont effectuées, avec un schéma d'exploitation normale en annulant toutes coupures programmées. Les mesures des charges sont relevées chaque heure pendant une période de 24 heures, allant de 06h:00 du matin de la journée désignée jusqu'au 06h:00 du matin de la journée j+1

Ces relevés des charges permettent aux sociétés d'électricité d'établir les courbes ou les profils des charges journalières des départs HTA, des postes HTB/HTB et les postes HTB/HTA ainsi que les centrales, les étudiants et les chercheurs peuvent aussi exploiter ces données dans les études supérieures, par exemple le calcul des pertes techniques, optimisation d'utilisation des ouvrages, prévision des charges, compensation d'énergie réactive, calcul de chute de tension, etc...

1-8 Mesures synchrones

Les mesures synchrones est une opération de mesure synchronisé entre l'énergie injectée et l'énergie vendue, cette méthode nous permet de mesurer les pertes HTA et les pertes dans les réseaux BT.

Les mesures synchrones sont organisées par les étapes suivantes pour déterminer les pertes du réseau HTA :

- Recenser les postes HTA/BT rattachés au départ HTA ciblé, siège des pertes
- Installer le comptage à l'aval du transformateur HTA/BT pour une durée d'au moins un mois, et en deux périodes Eté et Hiver;
- Effectuer la première relève au premier jour du mois pour l'ensemble des postes HTA/BT rattachés à ce départ HTA;
- Effectuer la deuxième relève au dernier jour du mois pour l'ensemble des postes HTA/BT rattachés à ce départ HTA;
- Relever l'index du compteur totalisateur installé en tête du départ HTA au premier et dernier jour du mois;
- Calculer la consommation du mois de ces postes HTA/BT;
- Évaluer les pertes HTA, par la soustraction de la somme de la consommation des postes HTA/BT du l'index du compteur totalisateur.

$$\text{Pertes HTA (PT et PNT)} = \text{Energie départ HTA} - \sum \text{Energie postes HTA/BT}$$

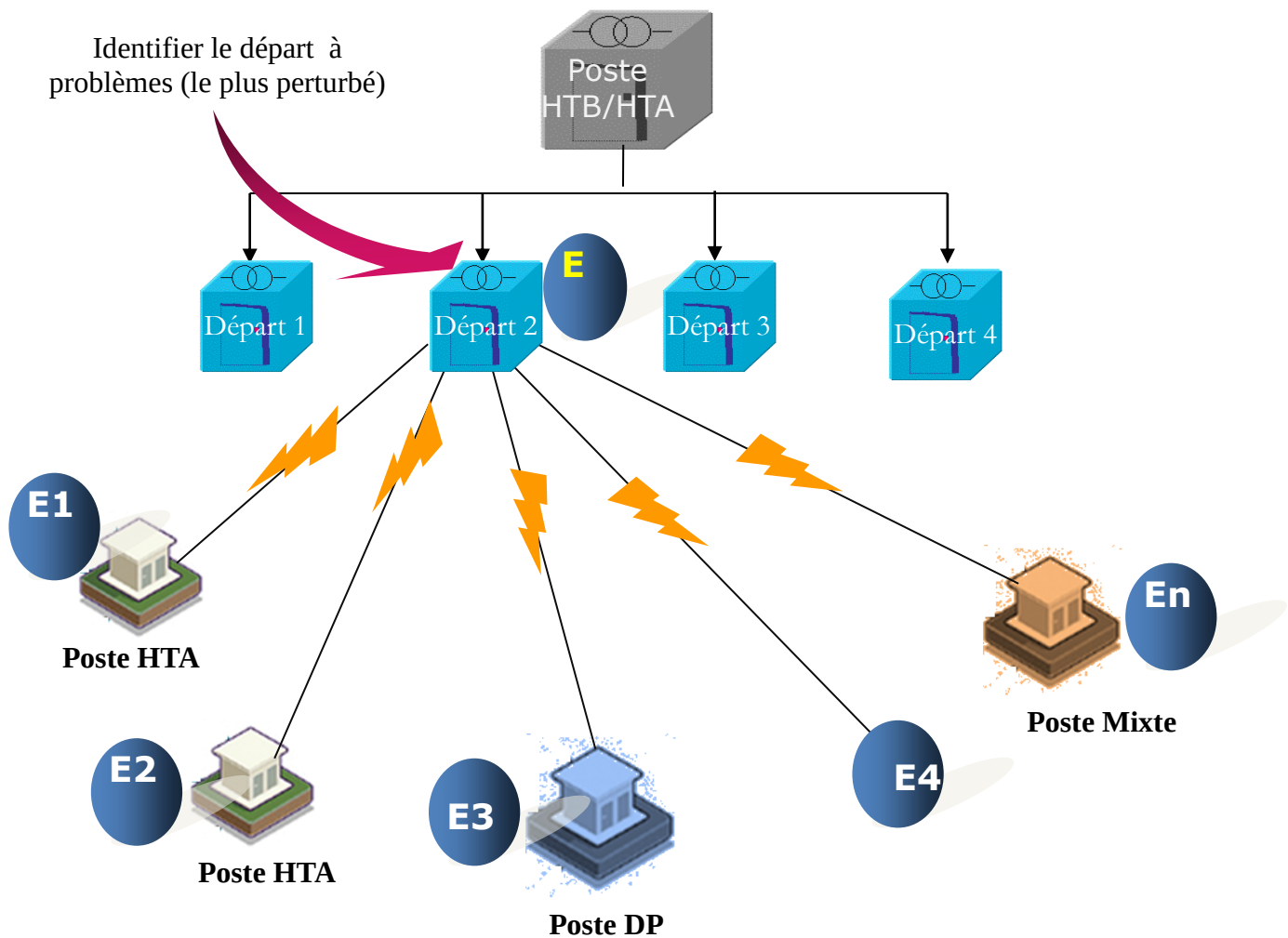


Figure I.7 : Schéma des mesures synchrones de réseau HTA

Pour mesurer les pertes dans les réseaux BT d'un poste HTA/BT, en suivre les étapes suivantes :

- Recenser les abonnées rattachées au poste HTA/BT ciblé, siège des pertes
- Installer le compteur totalisateur à l'aval du transformateur HTA/BT pour une durée d'au moins un mois, et en deux périodes Eté et Hiver;
- Effectuer la première relève au premier jour du mois pour l'ensemble des abonnées rattachées à ce poste HTA/BT;
- Effectuer la deuxième relève au dernier jour du mois pour l'ensemble des abonnées rattachées à ce poste HTA/BT;
- Relever l'index du compteur totalisateur installé à l'aval du transformateur HTA/BT, au premier et dernier jour du mois;
- Calculer la consommation du mois de ces abonnées;

- Évaluer les pertes BTA, par la soustraction de la somme de la consommation des abonnés du l'index du compteur totalisateur.

Pertes BT (PT et PNT) = Energie poste HTA/BT - $\sum$ Energie des abonnés

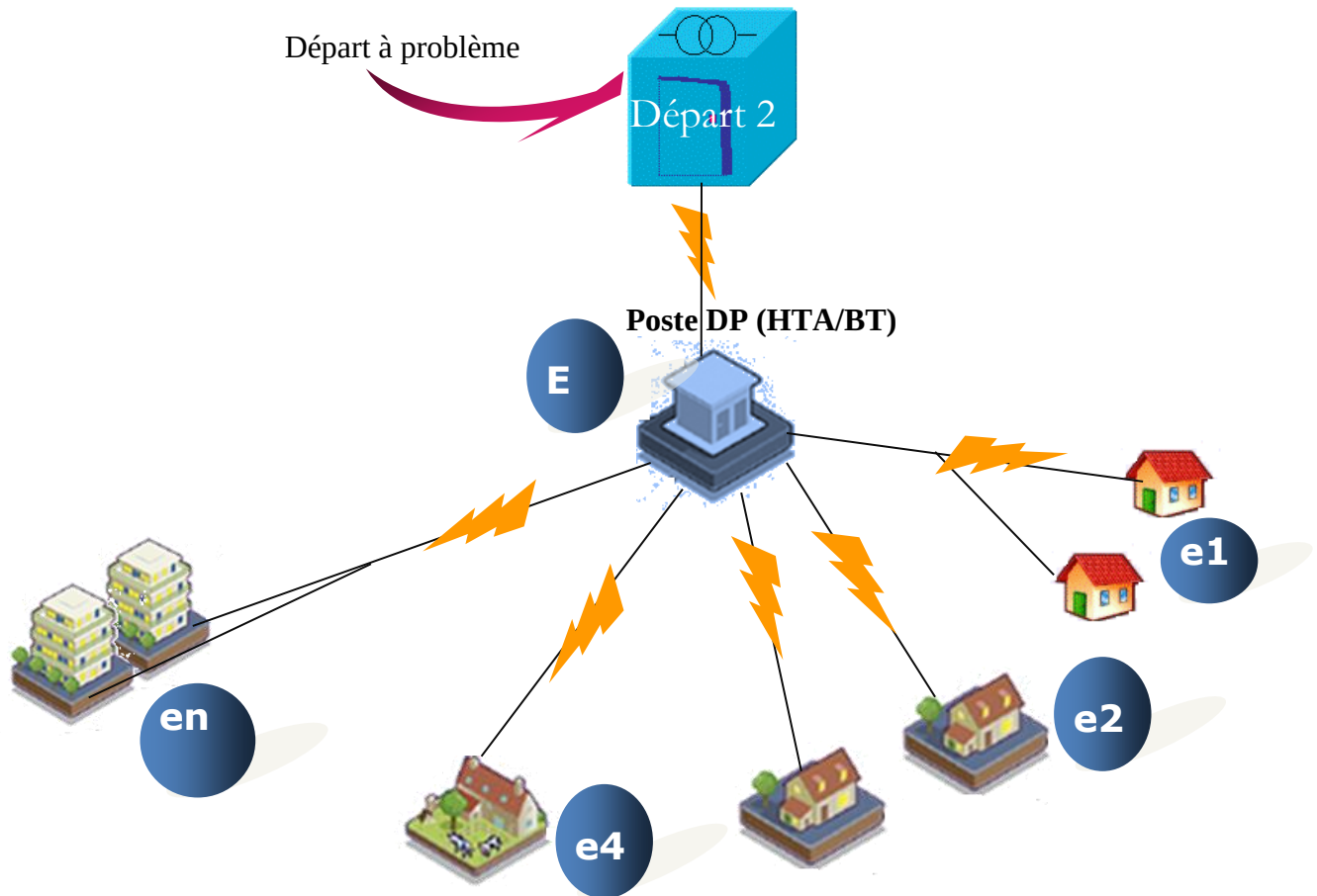


Figure I.8 : Schéma des mesures synchrones de réseau BT

La réussite de la campagne des mesures synchrones est subordonnée à la disposition de tous les moyens humains et logistiques.

1-9 Conclusion

Dans ce chapitre, on a donné un aperçu historique sur les pertes globales (techniques et non techniques), ainsi que les taux admissibles déclarés par la banque mondiale et les experts internationaux.

Les pertes non techniques représentent aussi un facteur très important dans le calcul des pertes qui sont dû essentiellement par le dysfonctionnement du système de comptage d'énergie et les fraudes.

Nous avons terminé ce chapitre par la présentation de la méthode de mesure annuelle de la charge appelé responsabilité des pointes et les mesures synchrones pour déterminer les pertes aux niveaux des départs HTA et postes HTA/BT.

Chapitre II

Distribution d'énergie électrique

2-1 Introduction

Le système électrique comprend des sites de production (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques, ou production décentralisée : (éoliennes, solaires, petite hydraulique, biomasse, cogénération...), et des lieux de consommation (villes, villages, sociétés, usines, entreprises, ...), reliés par le réseau électrique de transport et de distribution.

La production d'électricité permet de mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique, à tout moment. La production d'électricité se fait depuis la fin du 19^e siècle à partir de différentes sources d'énergies primaires.

Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydraulique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse. L'électricité est difficilement stockable en grande quantité, la production de l'énergie électrique est directement liée à la consommation.

Le réseau électrique de transport et de distribution a pour rôle d'acheminer l'énergie vers les lieux de consommation, avec des étapes d'élévation et de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation. La tension à la sortie des grandes centrales est portée à 400 kV pour limiter les pertes d'énergie sous forme de chaleur dans les câbles (ce sont les pertes par « effet Joule »). Ensuite, la tension est progressivement réduite au plus près de la consommation, pour arriver aux différents niveaux de tension auxquels sont raccordés les consommateurs tel que 400 kV, 220 kV, 150 kV, 90 kV, 60 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV, 5 kV, 400 V ou 230 V suivant leurs besoins en puissance. Pour raccorder au réseau de transport une nouvelle ligne à 400 kV, il faut à chaque extrémité, soit construire un nouveau poste électrique, soit utiliser un poste existant.

Comme l'électricité ne se stocke pas en grande quantité, la production doit s'adapter sans cesse à la consommation. C'est pourquoi l'énergie produite doit être acheminée en temps réel jusqu'aux consommateurs. Deux types de réseaux électriques permettent d'assurer cet acheminement le réseau de transport et les réseaux de distribution.

2-2 Réseau de transport d'énergie Electrique.

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes

électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs), qui ont été considérés comme des rois.

Le réseau transport est situé en amont des réseaux de distribution, géré par GRTE (Gestionnaire Réseau Transport Electricité) en Algérie et représente environ 27 838 km des lignes fin 2016 [www.grte.dz]; et RTE (Réseau Transport Electricité) en France et représente environ 105 660 km de lignes fin 2016 [www.rte.dz]. Il se compose de deux sous-ensembles

- a- **Les réseaux de grand transport et d'interconnexion** : est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production, et pour d'échange d'énergie inter pays (Exemple : la France les autres pays européens, entre les pays magrébines). Ce réseau peut être assimilé au réseau autoroutier.
- b- **Les réseaux de répartition régionale ou locale**: sont destinés à répartir l'énergie en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (220 kV) et en haute tension (150, 90 et 60 kV). Ce type de réseau est l'équivalent des routes nationales dans le réseau routier (avec des flux importants, de nombreux carrefours et croisements...).

2-2-1 Les différents composants du réseau public de transports.

a- Les lignes aériennes

Les lignes électriques aériennes assurent la fonction « transport de l'énergie » sur les longues distances. Elles sont constituées de trois phases, et chaque phase peut être constituée d'un faisceau de plusieurs conducteurs (de un à quatre) espacés de quelques centimètres afin de limiter l'effet couronne qui entraîne des pertes en ligne, différentes des pertes Joule. L'ensemble de ces trois phases électriques constitue un terme.

Elles sont principalement composées de câbles aériens (par lesquels transite le courant électrique) et de pylônes métalliques. Bien que la proportion de liaisons souterraines augmente chaque année, le réseau de transport est principalement composé de lignes aériennes.

Câble de garde : câble supplémentaire disposé au-dessus de la ligne et qui la protège contre la foudre. Equipé de fibres optiques, c'est un moyen d'offrir des solutions haut débit pour les collectivités territoriales. Un câble de garde, constitué d'un seul conducteur, surplombe parfois les lignes électriques. Il est attaché directement au pylône, et ne transporte aucune énergie : il est relié au réseau de terre et son but est d'attirer la foudre afin qu'elle ne frappe pas les trois phases de la ligne, évitant ainsi les "creux de tension" perturbant les clients. Au centre du câble de garde on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant. Si on décide d'installer la fibre optique sur un câble de garde déjà existant, on utilise alors un robot qui viendra enrouler en spirale la fibre optique autour du câble de garde.

Circuit : le courant électrique étant produit et utilisé en courant alternatif triphasé, un circuit est l'ensemble de trois conducteurs correspondant aux trois phases. Un conducteur peut lui-même être composé de plusieurs câbles (2, 3 ou 4), on parle alors de faisceau (double, triple ou quadruple).

Distances de garde : distances de sécurité entre la ligne électrique et le sol ou des obstacles rencontrés (ex : bâtiments).

b- Les lignes souterraines

En fourreaux : 60/220 kV

Prédominant en zones urbaines, ce mode de pose consiste à dérouler chaque câble dans un fourreau ce qui limite la durée d'ouverture des tranchées.

L'ensemble est enrobé de béton garantissant un environnement thermique homogène autour de la liaison.

En galerie : 60/220 kV

La pose en galerie, onéreuse car sans tranchées, est utilisée pour des passages en environnement particulier, comme en zone fortement urbanisée lorsque l'alimentation par lignes aériennes est impossible.

En caniveaux: 60/220 kV

Les câbles sont placés dans des caniveaux en béton armé remplis de sable et munis de couvercle.

En sous œuvre : 220 kV

Diverses techniques comme les forages dirigés, les fonçages et les micro-tunnels, sont réservés au franchissement d'obstacles (voies ferrées, fleuves, etc.) sans recourir à l'ouverture d'une tranchée.

c- Les pylônes

Supports des conducteurs aériens par lesquels transite le courant électrique, ils sont le plus souvent constitués de treillis et de cornières métalliques. Ils peuvent également être tubulaires métalliques (muguet ou poteau) ou en béton (uniquement en haute tension). Leur rôle est de maintenir les câbles à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés (distances de garde), afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage de la ligne. Un pylône électrique peut supporter plusieurs lignes. Les pylônes sont tous soigneusement reliés à la terre par un réseau de terre efficace. Les pylônes supportent les conducteurs par des isolateurs en verre ou en porcelaine qui résistent aux tensions élevées des lignes électriques. Généralement la longueur d'un isolateur dépend directement de la tension de la ligne électrique qu'il supporte. Les isolateurs sont toujours munis d'éclateurs qui sont constitués de deux pointes métalliques se faisant face. Leur distance est suffisante pour qu'en régime normal la tenue de tension puisse être garantie. Leur utilité apparaît lorsque la foudre frappe la ligne électrique: un arc électrique va alors s'établir au niveau de l'éclateur qui contournera l'isolateur. S'il n'y avait pas d'éclateur, la surtension entre le pylône et la ligne électrique foudroyée détruirait systématiquement l'isolateur.

d- Les isolateurs

Les isolateurs assurent l'isolement électrique entre les câbles conducteurs et les supports. Sur le réseau de transport, les isolateurs sont utilisés en chaîne, dont la longueur augmente avec le niveau de tension : il faut compter environ 6 isolateurs en 60 kV, 9 en 90 kV, 12 en 220 kV et 19 en 400 kV. La chaîne d'isolateurs joue également un rôle mécanique : elle doit être capable de résister à la force exercée par les câbles conducteurs sur les isolateurs, qui subissent les effets du vent, de la neige ou du givre.

e- Le transformateur

Le transformateur est un appareil destiné à modifier la tension électrique du courant. Il peut permettre d'élever la tension, par exemple en sortie de centrale de production, de 20 à 400 kV, afin de rendre l'électricité transportable sur de longues distances, en limitant les

pertes électriques (effet joule). Il peut également abaisser la tension par échelons successifs, en fonction de l'utilisateur final et de ses besoins en électricité.

f- Le poste de transformation

Élément clé du réseau de transport et de distribution, il reçoit l'énergie électrique, la contrôle, la transforme et la répartit. La transformation de l'énergie permet l'évacuation de l'énergie des sources de production vers le réseau (poste élévateur de central ou abaisseur de distribution). Il adapte la tension au transport et à la distribution.

La sûreté du réseau assure la surveillance et la protection du réseau contre les anomalies de fonctionnement. Chaque poste est télécommandé à partir d'un « pupitre centralisé » (éloigné au plus d'une cinquantaine de kilomètres). Ce qui permet une intervention rapide en cas d'incident sur le réseau.

Les postes de transformation permettent d'adapter la tension du réseau au transport (poste élévateur de tension en sortie de centrale électrique) ou à la distribution (poste source), et de passer d'un niveau de tension à un autre (400, 225, et 60 ou 90 kV).

g- Le disjoncteur

Situé à l'intérieur d'un poste électrique, le disjoncteur est un appareil destiné à protéger les circuits et les installations contre une éventuelle surcharge de courant due à un court-circuit (provoqué par la foudre ou par un contact entre le conducteur et la terre). Il permet aussi l'exploitation du réseau en interrompant ou en rétablissant le passage du courant dans une portion du circuit.

h- Le sectionneur

Situé dans un poste électrique, le sectionneur assure une coupure visible du circuit électrique. Cette coupure certaine est primordiale car elle permet d'intervenir pour l'entretien ou la réparation des appareils en toute sécurité en mettant hors tension ou sous tension certains circuits du poste. Il assure la fonction d'aiguillage en répartissant les transits d'énergie entre les lignes électriques raccordées au poste. La commande du sectionneur peut être électrique ou manuelle.

i- L'alternateur

L'alternateur reçoit de l'énergie mécanique et fournit de l'énergie électrique. Sur les barrages c'est la turbine qui entraîne l'alternateur. Concernant les éoliennes, c'est le rotor, couplé avec un multiplicateur qui transmet l'énergie mécanique vers l'alternateur.

j- Divers**k- Appareillages**

- Protection des oiseaux : les spirales et les silhouettes de certains rapaces permettent d'éloigner les oiseaux de l'ouvrage et de prévenir les risques de collisions sur les câbles.
- Balise : des balises diurnes et nocturnes, insérées sur les câbles à proximité des aéroports, permettent de mieux visualiser la ligne.
- Bretelles : placées sur les câbles de part et d'autre de la chaîne d'isolateurs, elles assurent la continuité électrique de la ligne.
- Entretoises : elles permettent de maintenir l'écartement des différents câbles constituant le conducteur. Les travaux sous tension réalisés par des spécialistes permettent d'effectuer les réparations sur une ligne sans couper le courant. Ils nécessitent un équipement de protection spécifique.

2-2-2 Le dispatching

Connaître les besoins en énergie électrique des populations en temps réel est le quotidien des agents d'un centre de "dispatching", au sein duquel sont recueillies des données précises et immédiates de la consommation locale, afin d'adapter les différentes ressources disponibles. Le dispatching consiste en à la fois maîtriser la consommation de l'énergie et maintenir un niveau de confort et de services optimal, car l'électricité produite par les différentes centrales ne se stocke pas.

Il existe deux sortes de dispatching:

- Dispatching national qui gère les réseaux de transport national et d'interconnexion avec les échangeurs à l'étranger ;
- Dispatchings régionaux qui se chargent de la conduite des réseaux de transport régionaux.

2-3 Le réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région.

Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées. Contrairement aux réseaux de transport qui sont toujours bouclés (afin de pouvoir assurer un secours immédiat en N-1), les réseaux de répartition peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau (débouclé signifie qu'un disjoncteur est ouvert sur l'artère, limitant ainsi les capacités de secours en N-1). Les problèmes de report de charge se posent également pour le réseau de répartition, sa conduite est donc assurée en coordination avec celle du réseau de transport et nécessite également des moyens de simulation en temps réel.

2-4 Les réseaux de distribution d'énergie Electrique

Les réseaux de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire directement vers les consommateurs de plus faible puissance. La distribution est assurée en moyenne tension (30, 20, 10 et 5 kV) et en basse tension (400 et 230 V). C'est l'équivalent des routes départementales et des voies communales dans le réseau routier (des flux locaux, la desserte des villages...).

Il existe deux sous niveaux de tension :

- Les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 1 à 50 kV)
- Les réseaux basse tension (BT de 50 à 1 000V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs (entreprises et locaux d'habitations).

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique (DP), qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique HTA entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les ossatures des réseaux à moyenne tension (HTA) européens ne sont constituées que des trois phases, alors qu'en Amérique du Nord le fil de neutre est également distribué (trois

phases + un neutre). Les dérivations HTA quant à elles peuvent être constituées de un fil (cas de l'Australie où le retour de courant s'effectue par la terre) à quatre fils (cas des États-Unis), ou encore systématiquement trois fils (les trois phases) comme le réseau français et le réseau algérien.

Les réseaux HTA aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux HTA : en Amérique du Nord les réseaux monophasés sont courants (Un neutre + Un phase), tandis qu'en Europe la distribution triphasée avec fil de neutre est très majoritaire (Un neutre + trois phases). La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile.

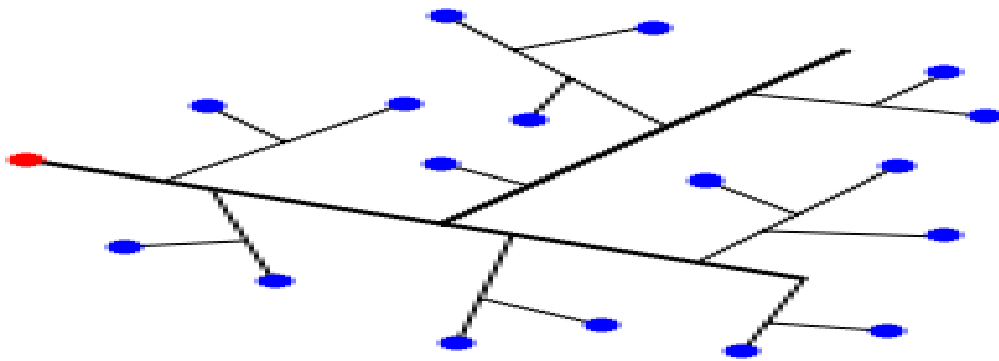


Figure II.1 : Schéma de structure arborescente du réseau de distribution

Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau : à partir d'un poste source (en rouge), l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation HTA/BT(en bleu).

2-4-1 Les différents composants du réseau de distribution.

Le réseau de distribution en Algérie est composé des ouvrages indiqués ci-dessous suivant les spécifications et procédures techniques mentionnées dans l'arrêté ministérielle du 4 Rabie Ethani 1438 correspondant au 3 janvier 2017 [01].

a- Normalisation de la tension HTA

- La fréquence de fonctionnement des réseaux est de 50 Hz.
- La tension prise en compte dans le document est la tension entre phases.
- Les tensions nominales normalisées sont 30 kV et 10 kV.
- Les réseaux aériens sont alimentés en 30 kV.
- Les réseaux souterrains sont alimentés en 10 kV ou en 30 kV selon le type de réseau développé.

b- Contrainte de tenue de la HTA

La tension mesurée au point d'utilisation ne doit pas s'écarter en service normal, de plus de B% en plus ou en moins de la valeur fixée au contrat de fourniture de l'électricité.

- B = 12 autour de sa valeur nominale pour les réseaux aériens.
- B = 6 autour de sa valeur nominale pour les réseaux souterrains.

c- Normalisation de la basse tension

La tension nominale normalisée aussi bien pour les réseaux aériens que souterrains est égale à 230/400 V.

d- Contrainte de tenue de la basse tension

La tolérance maximale pour la variation de la basse tension autour de la tension nominale est de :

- 5% pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant,
- 10% pour les zones rurales ou industrielles à usage force motrice prépondérant

e- Réglage de la tension

Le réglage de la tension s'effectue au moyen de :

- Régleurs en charge et de prises à vide sur les transformateurs HTB/HTA.
 - Prises à vide sur les transformateurs HTA/BT des bouclages entre réseaux voisins.
 - Batteries de condensateurs installées en tête de départ HTA et/ou en ligne (sur poteau ou sous abri). Ces batteries sont commutables à partir de 300 kVAr.
- Dans le cas où la compensation à elle seule ne suffit pas, des autotransformateurs sont utilisés pour le réglage de la tension sur les lignes HTA.

f- Départ HTA

Le nombre des départs pour le réseau HTA en 30 kV est de 16 ou 24 par poste HTB/HTA. Il est fonction de la puissance maximale appelée à terme de la zone alimentée (cellules arrivées transformateurs HTB/HTA, remontées de barres et couplage non comprises).

Le nombre de départs pour le réseau HTA en 10 kV est de 16, 24 ou 32. Il est fonction de la puissance maximale appelée à terme de la zone alimentée (cellules arrivées transformateurs HTB/HTA, remontées de barres et couplage non comprises).

Les tableaux HTA peuvent être de deux types :

- Cellules protégées à isolement dans l'air et à coupure dans le gaz ou dans le vide.
- Cellules protégées à isolement dans le gaz et à coupure dans le gaz ou dans le vide.

Les disjoncteurs HTA doivent être de type « débrochables » et interchangeables, leurs caractéristiques doivent être conformes aux normes internationales (CEI) en vigueur.

g- Postes HTA/BT

Les postes HTA/BT de distribution publique (DP) ou les postes client raccordés à un réseau aérien sont sur poteau ou en cabine, pour les puissances de transformation inférieures ou égales à 160 kVA.

Les postes HTA/BT de distribution publique (DP) ou client, pour une puissance de transformation finale supérieure à 160 kVA, raccordés à un réseau aérien sont en cabine.

Les postes HTA/BT de distribution publique (DP) ou client raccordés à un réseau souterrain sont en cabine.

Le raccordement des postes HTA/BT peut se faire en :

- Simple dérivation.
- Coupure d'artère.
- Double dérivation : ce mode de raccordement ne sera utilisé qu'en cas de nécessité d'une fiabilité d'alimentation de très haut niveau pouvant justifier son coût élevé.

Pour les postes sur poteaux, le transformateur est raccordé à la dérivation par l'intermédiaire d'un interrupteur manuel (IACM) et par ponts amovibles à la sous dérivation.

Le raccordement du poste en cabine à la ligne aérienne se fait par un câble d'émergence HTA.

Le transformateur est connecté par l'intermédiaire d'un interrupteur lorsqu'il s'agit d'un raccordement en simple dérivation ou par deux interrupteurs dans le cas d'un

raccordement en double dérivation. Ces interrupteurs sont motorisés et télécommandables, de type réduit à pression scellée (à isolement dans le vide ou dans le gaz).

Pour les postes HTA/BT de distribution publique ou client en cabine, raccordés en coupure d'artère à un réseau souterrain, le raccordement se fait par l'intermédiaire de deux interrupteurs motorisés télécommandables, de type réduit à pression scellée (à isolement dans le vide ou dans le gaz).

h- Réseaux aériens HTA

La structure des réseaux aériens est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous-dérivations sont utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de poste HTA/BT. Cette structure destinée à desservir des zones de faibles densité de charge est exploitée en radial.

D'une façon générale, la reprise de la charge par des réseaux voisins ne devrait pas être recherchée sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées et où cela ne nécessite pas des investissements.

Les réseaux aériens sont protégés par un disjoncteur de départ auquel sont associés des interrupteurs aériens télécommandables (IAT) installés sur la dorsale et des interrupteurs aériens télécommandables à ouverture dans le creux de tension (IAT-CT) installés à l'origine de certaines dérivations en fonction de l'importance de la dérivation (nombre de postes supérieur à trois ou puissance installée à 320 kVA).

Au niveau des sous dérivations, des interrupteurs à commande manuelle sont installés au point de raccordement à la dérivation. Des disjoncteurs aériens peuvent être installés sur les réseaux mixtes (aéro-souterrains).

i- Réseaux souterrains HTA

La structure des réseaux souterrains est à un seul ordre de lignes : les dorsales.

Les structures utilisables en réseaux souterrains sont :

- La structure maillée.
- La structure à artère source à source. Le secours de cette structure est assuré par des câbles contigus durant leur première exploitation.
- La structure en épi.
- La structure fuseau.

Dans tous les cas, l'isolement du défaut et la reprise du service sont assurés par l'alimentation des postes HTA/BT en coupure d'artère.

Des détecteurs de défauts souterrains sont installés sur au moins une cellule départ du poste HTA/BT en coupure d'artère et sur deux cellules départs dans le cas des postes à trois cellules. Ces détecteurs doivent permettre une signalisation lumineuse à l'extérieur et la communication avec le centre de conduite du gestionnaire de réseau de distribution de l'électricité.

j- Réseaux HTA mixtes

Un départ mixte est un départ aéro-souterrain défini par le rapport entre la longueur de la partie souterraine et la partie aérienne qui doit être compris entre 25% et 80% ($25\% < L_s/L_a < 80\%$). Un départ aéro-souterrain est considéré comme départ aérien si le rapport entre la longueur de la partie souterraine et la longueur de la partie aérienne est inférieur ou égal à 25%, au-delà de 80%, le départ est considéré comme souterrain.

k- Réseaux basse tension

La structure des réseaux aériens est à deux ordres de lignes: les dorsales et les dérivations. La structure des réseaux souterrains est à un seul ordre de ligne : dorsale.

l- Branchements

Les clients individuels basse tension sont raccordés à partir du :

- Réseau aérien par des connecteurs de branchement,
- Réseau souterrain par des coffrets de branchement.

Les clients collectifs basse tension sont raccordés à parti de :

- Dorsales aériennes par un câble torsadé commun aboutissant à un coffret de dérivation de type pied de colonne (cas des locaux commerciaux).
- Dorsales souterraines par un câble commun aboutissant à un coffret de dérivation de type pied de colonne.

Pour les immeubles à grande hauteur (IGH), l'alimentation des clients est faite par une colonne montante de type canalisation préfabriquée.

m- Conducteurs des lignes aériennes HTA

Les conducteurs standardisés pour les lignes aériennes HTA sont de type nu en Almélec, de sections 34.4 et 93.3 mm², de charges de rupture respectives de 1105 daN et 2605 daN.

n- Câbles des réseaux souterrains HTA

Les câbles standardisés pour les lignes souterrains HTA sont de type isolé en Aluminium, de sections 120, 185 et 240 mm².

o- Conducteurs des lignes aériennes basse tension

Le faisceau est constitué d'un conducteur neutre central, faisant office de porteur, autour duquel sont enroulés trois conducteurs de phase et un conducteur d'éclairage public.

Les caractéristiques des neutres porteurs sont données ci-dessous.

- Section et nature : 54,6 mm² et 70 mm² en alliage d'aluminium « Almélec ».
- Module d'élasticité : $E = 62000 \text{ N/mm}^2$
- Coefficient de dilatation linéaire par °C : $\alpha = 23 \times 10^{-6}$
- Charge de rupture minimale des neutres : 1660 daN pour 54.6mm² et 2050 daN pour le 70 mm²
- Nature de l'isolant du conducteur : PR (polyéthylène réticulé)

Ces faisceaux doivent être conformes aux normes internationales et aux spécifications du gestionnaire du réseau de distribution de l'électricité.

Selon le mode de réalisation, les faisceaux peuvent être tendus sur support, tendus sur façade ou posés sur façade.

p- Réseau tendu sur support

L'installation d'un faisceau tendu sur poteau est réalisée à l'aide de pinces (ancrages, alignements) fixées sur le neutre porteur.

q- Réseau tendu sur façade

Cette technique est utilisée généralement lors d'alignements importants, lorsque la maçonnerie est en bon état.

Les faisceaux avec conducteurs de phases de 70 mm² et 150 mm² de section sont utilisés.

L'effort maximal dans les neutres porteurs en alliage d'aluminium de 54,6 mm² et 70 mm² de section doit être au maximum de 300 daN.

r- Réseau posé sur façade :

Cette technique est, généralement, utilisée lorsque les façades ne sont pas résistantes. Comme pour les réseaux tendus sur façades, il est utilisé les faisceaux avec des phases en 70 mm² et 150 mm² de section. L'effort maximal dans les neutres porteurs doit être au maximum de 300 daN pour les sections 54.6 mm² et 70 mm². Les deux points de fixation du faisceau de part et d'autre de la traversée, sont toujours situés à la même hauteur.

2-5 Conclusion

La distribution d'énergie électrique passe initialement par deux étapes essentiels; la production et le transport d'électricité à travers un système électrique composé des lignes et pylônes, des transformateurs HTB/HTA

Le réseau de distribution, c'est le réseau le plus important en matière d'exploitation, où ils sont rattachés les clients finales (consommateurs).

Chapitre III

Décomposition des pertes techniques

3-1 Introduction

Les pertes techniques dans le réseau de distribution sont constituées des niveaux techniques qui dépendent de la tension et du type d'ouvrage :

- Pertes dans le réseau HTA
- Pertes dans les transformateurs
- Pertes dans le réseau BT

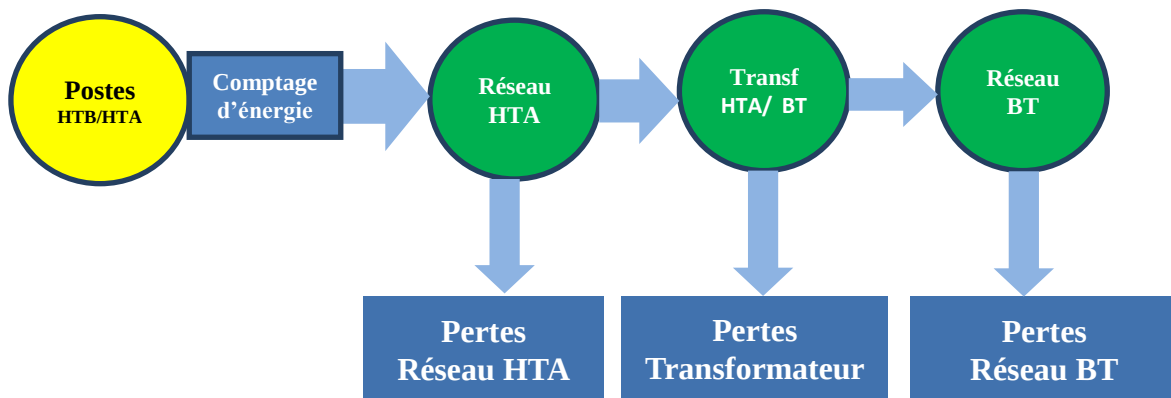


Figure III.1 : Les niveaux des pertes techniques dans le réseau de distribution

Les pertes au niveau des postes sources HTB/HTA sont négligé dans le calcul des pertes de distribution, compte tenu les faibles longueurs des câbles et des jeux de barres.

3- 2 Hypothèses de Calcul

- Les départs HTA doit être exploité en schéma d'exploitation normal; et non pas en schéma d'exploitation perturbé
- Tension nominale entre phase : 30 kV
- Facteur de puissance $\cos \phi = 0.9$

3- 3 Supports utilisés

- 1- La base de données GDO MT (Gestion des Ouvrages Moyenne Tension) :

La base des données GDO MT est une base de données regroupe tous les caractéristiques des réseaux HTA moyen tension tel que :

SI : Puissance installée du transformateur du poste DP

PMD : Puissance mise à disposition du poste abonné (AB)

S_{instdep} : Puissance installée totale du départ HTA

S_{instpst} : Puissance installée du poste (DP, AB, MX)

- 2- La responsabilité de pointe Eté et Hiver

3-4 Répartition de la charge:

La charge mesurée ($I_{mesdép}$) représente la valeur du courant relevée en tête de chaque départ HTA lors de la responsabilité de pointe.

La charge installée ($I_{instdép}$) du départ HTA représente la valeur du courant correspondant à la puissance installée du départ HTA et donnée par la formule

$$I_{instdép} = \frac{S_{instdép}}{\sqrt{3} * U} \quad \text{III - 1}$$

La puissance installée ($S_{instdép}$) du départ HTA est :

$$S_{instdép} = \sum S_{instpst} = \sum (SI + PMD) \quad \text{III - 2}$$

Le coefficient de foisonnement α est déterminé par la relation :

$$\alpha = \frac{I_{mesdép}}{I_{instdép}} \quad \text{III - 3}$$

Les charges initiales pour chaque poste HTA/BT et pour chaque arc (tronçon) du départ HTA sont déterminées par la charge mesurée en tête de départ et un calcul de répartition de la charge le long du réseau.

La répartition de la charge des postes HTA/BT la plus utilisée est liée proportionnellement à la puissance installée des postes HTA/BT.

$$I_{mesdép} = \alpha * \sum_{i=1}^n I_{instpst\ i} \quad \text{III - 4}$$

$I_{instpst}$: valeur du courant nominale des transformateurs du poste

L'indice n indique les nombres des postes rattachés par le départ HTA

La répartition de la charge sur les arcs est donnée par la relation:

$$I_{jmes} = \alpha * I_{jinst} \quad \text{III - 5}$$

I_{jinst} : le courant transité par le jème arc

Ces calculs sont effectués automatiquement à l'aide de l'application "Etudes GDO";

Les indices sont définis comme suit :

i : 1.....n

j : 1.....m

k : 1.....b

avec:

n : nombre de poste HTA/BT

m : nombre d'arc constituant le réseau HTA d'un départ HTA

b : le nombre de point de mesure prise lors de la responsabilité de pointe.

3-5 Pertes dans le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué des départs HTA des différents niveaux de tension. Les éléments constituant ces départs sont des lignes aériens et des câbles souterrains à différentes section.

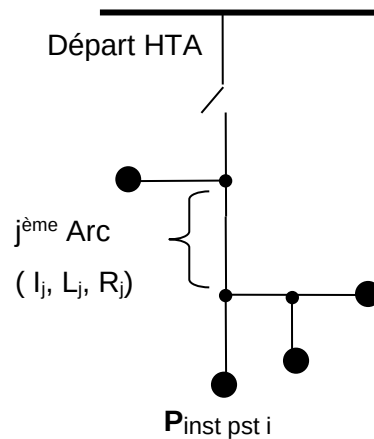


Figure III.2 : Structure d'un départ HTA

L'expression générale donnant les pertes par effet joule dans une ligne triphasée de longueur L est :

$$\Delta P = 3 * r * \int_0^L i^2(l) dl \quad \text{III - 6}$$

$i(l)$: est la valeur du courant qui varie le long de la ligne

r : est la résistance du conducteur

On peut exprimer la valeur des pertes dans une ligne triphasée de longueur L par la relation suivante :

$$\Delta P = 3 * R * I^2 \quad \text{III - 7}$$

R : résistance de la ligne

I : courant transité par la ligne

Pour une puissance installée ($S_{\text{instdép}}$) d'un départ HTA, on aura la perte technique maximale; est appelé aussi la perte technique calculée, c'est une valeur constance.

Cette perte s'est exprimée par la relation suivante:

$$PTC = 3 * \sum_{i=1}^n R_j * I_j^2 \text{ inst} \quad \text{III} - 8$$

Avec : R_j : Résistance du jème arc

$I_j \text{ inst}$: le courant transité par le jème arc

Les pertes techniques réelles qui seront déterminées pour chaque courant mesuré $I_{\text{mesdép}}$ en tête d'un départ HTA se sont données par la relation suivante :

$$P_{\text{htk}} = \alpha^2 * PTC \quad \text{III} - 9$$

Ces pertes réelles sont variables en fonction du courant appelé en tête du départ HTA. On remarque, aussi que les pertes techniques qu'on a déterminées dans le réseau HTA sont indépendantes du temps (une puissance).

Pour évaluer ces valeurs en termes de perte en énergie (KWh) on utilise la courbe de charge de la responsabilité de pointe (Eté ou Hiver).

Comme on dispose d'une mesure de 24 heures avec des intervalles de temps qui varie de 01 heure entre une mesure et une autre, on détermine l'énergie perdue durant une journée (24 heure) :

$$E_k = P_{\text{htk}} * \Delta T \quad \text{III} - 10$$

E_k : énergie perdue entre deux mesures

ΔT : intervalle de temps entre deux points de mesure (01 heure)

L'énergie perdue durant la journée est donnée par la relation suivante :

$$EPJ/HTA = \sum_{k=1}^b E_k = \sum_{k=1}^b P_{\text{htk}} * \Delta T \quad \text{III} - 11$$

EPJ/HTA: Energie Perdue Journalière dans le réseau HTA

L'énergie perdue durant une année est donnée par la relation suivante :

$$EPA/HTA = EPJH/HTA * NJH + EPJE/HTA * NJE \quad \text{III} - 12$$

EPA/HTA : Energie Perdue Annuelle dans le réseau HTA

EPJH/HTA : Energie Perdue Journalière Hiver

NJH : Nombre de Jour Hiver

EPJE/HTA : Energie Perdue Journalière Ete

NJE : Nombre de Jour Eté

3-6 Pertes dans les transformateurs HTA/BT

La formule générale qui exprime les pertes techniques dans un transformateur est comme suit:

$$P_{trs} = P_{cc} * \left(\alpha * \frac{S_{instpst}}{P_n} \right)^2 + P_{fer} \quad \text{III - 13}$$

P_{cc} : Puissance de court-circuit d'un transformateur (donnée par le constructeur)

P_{fer} : Pertes aïdes d'un transformateur (donnée par le constructeur)

$S_{instpst}$: Puissance installée d'un poste HTA/BT

P_n : Puissance nominale d'un transformateur

Pour un départ HTA qui alimente n postes DP et MX, les pertes techniques des transformateurs pour un point de mesure (courbe de charge) sont données par la relation suivante:

$$P_{trs\ k} = \sum_{i=1}^n P_{cc\ i} * \left(\alpha * \frac{S_{instpsti}}{P_{ni}} \right)^2 + \sum_{i=1}^n P_{fer\ i} \quad \text{III - 14}$$

L'énergie perdue pendant la journée dans les transformateurs est donnée par la relation suivante.

$$EPJ/ TRS = \sum_{k=1}^b P_{trs\ k} * \Delta T = \sum_{k=1}^b \left(\sum_{i=1}^n P_{cc\ i} * \left(\alpha * \frac{S_{instpsti}}{P_{ni}} \right)^2 + \sum_{i=1}^n P_{fer\ i} \right) * \Delta T \quad \text{III - 15}$$

EPJ/ TRS: Energie Perdue Journalière dans les transformateurs

L'énergie perdue durant une année est donnée par la relation suivante :

$$EPA/ TRS = EPJH/ TRS * NJH + EPJE/ TRS * NJE \quad \text{III - 16}$$

EPA/ TRS: Energie Perdue Annuelle dans les transformateurs

EPJH/ TRS: Energie Perdue Journalière Hiver dans les transformateurs

NJH : Nombre de Jour Hiver

EPJE/ TRS: Energie Perdue Journalière Eté dans les transformateurs

NJE : Nombre de Jour Eté

3-7 Pertes dans le réseau BT

Le réseau BT est constitué des départs BT issus des postes HTA/BT, la valeur des pertes dans une ligne BT triphasée de longueur L est donnée par la relation suivante :

$$P_{bt} = R * I_{bt}^2 * L \quad \text{III} - 17$$

Avec

$$I_{bt} = 75 * \alpha * I_{instpst} \quad \text{III} - 18$$

- I_{bt} : c'est la charge (courant) foisonnée du poste par rapport à la charge mesurée du départ coté 30 kV ramené au côté BT du transformateur.
- 75 : rapport de transformation 30/0.4 kV

Hypothèses de calcul :

Les hypothèses de calcul sont :

- La distribution uniforme de la charge dans le réseau BT
- La longueur moyenne du réseau BT: L_m = longueur moyenne par poste HTA/ BT
- La section utilisée est cuivre ou aluminium : Résistance linéique du conducteur cuivre de section de 38.2² ou aluminium de section de 70² est 0.472 (Ω / Km)

Vu l'inexistence d'une base de GDO BT, on a opté pour évaluer les pertes dans le réseau BT par poste HTA/BT en utilisant l'approche suivante:

$$P_{bt \text{ par poste}} = \left(0.472 * \left(\frac{L_m}{d} \right) * \left(\frac{I_{bt}}{d} \right)^2 \right) * d \quad \text{III} - 19$$

Pour un départ HTA qui alimente n postes DP et MX

$$P_{btdép k} = \sum_{i=1}^n \left(0.472 * \left(\frac{L_m}{d_i} \right) * \left(\frac{I_{bti}}{d_i} \right)^2 \right) * d_i \quad \text{III} - 20$$

L'énergie perdue pendant la journée dans le réseau BT est donnée par la relation suivante.

$$EPJ/BT = \sum_{k=1}^b P_{btdép k} * \Delta T = \sum_{k=1}^b \left(\sum_{i=1}^n \left(0.472 * \left(\frac{L_m}{d_i} \right) * \left(\frac{I_{bti}}{d_i} \right)^2 \right) * d_i \right) \quad \text{III} - 21$$

EPJ/ BT: Energie Perdue Journalière dans le réseau BT

L'énergie perdue durant une année est donnée par la relation suivante :

$$EPA/ BT = EPJH/ BT \times NJH + EPJE/ BT \times NJE \quad \text{III - 22}$$

EPA/ BT: Energie Perdue Annuelle dans le réseau BT

EPJH/ BT: Energie Perdue Journalière Hiver dans le réseau BT

NJH : Nombre de Jour Hiver

EPJE/ BT: Energie Perdue Journalière Eté dans le réseau BT

NJE : Nombre de Jour Eté

Les pertes totales d'un départ HTA pour un courant mesuré à l'instant t est la somme de pertes techniques dans le réseau HTA, les pertes dans les transformateurs et les pertes dans les réseaux BT rattachés aux postes HTA/BT qui sont rattachées à ce départ HTA.

$$\text{Pertes Techniques Total d'un départ HTA} = PHTA.t + PTRAS.t + PBT.t \quad \text{III - 23}$$

PHTA.t : Pertes dans le réseau HTA à l'instant t

PTRAS.t : Pertes dans les transformateurs à l'instant t

PBT.t : Pertes dans le réseau BT à l'instant t

L'énergie totale perdue pour un intervalle de temps ΔT est la suivante :

$$\text{Energie Techniques Total d'un départ HTA} = (PHTA.t + PTRAS.t + PBT.t) \times \Delta T \quad \text{III - 24}$$

L'énergie totale perdue annelle pour un départ HTA :

$$EPA/DEP = EPA/HTA + EPA/TRS + EPA/BT \quad \text{III - 25}$$

L'énergie totale perdue annelle pour un poste source HTB/HTA est la somme d'énergie perdue annelle par départ HTA

$$EPA \text{ par Poste HTB/HTA} = \sum_{i=1}^g EPA \text{ par Dép } g \quad \text{III - 26}$$

g: Le nombre des départs HTA par poste source HTB/HTA

3-8 Conclusion

Dans ce chapitre, il a été présenté la partie théorique permettant le calcul des pertes techniques qui est décomposé en trois niveaux; pertes dans le réseau HTA, pertes dans les transformateurs HTA/BT et les pertes dans le réseau BT. Ces pertes sont exprimés sous formes des équations et formules, sur la base des données des charges de la responsabilité de pointe été et hiver et des hypothèses de calcul définis initialement.

Chapitre IV

Etude de cas,

Direction de distribution d'El Oued

4-1 Introduction

L'étude de l'évolution des pertes techniques sur une unité de distribution nécessite la connaissance préalable des caractéristiques techniques et commerciales des leurs réseaux de distribution. Les données techniques et commerciales portent sur l'identification de la taille du réseau HTA et BT, le nombre des transformateurs HTA/BT en service, l'historique des achats et ventes et le comportement d'évolution des charges.

Les équations figurés en chapitre III va être appliqué sur les paramètres des réseaux de la direction de distribution d'El-Oued, afin de déterminer les pertes techniques pour chaque nature d'ouvrage et ceci pour les trois derniers années 2015-2017.

4-2 Présentation de la direction de distribution d'El-oued.

La Direction de la Distribution d'El Oued couvre le territoire de la Wilaya qui porte le même nom, y compris la Wilaya Délégué d'El Mghaier, Située en plein Erg oriental, limitrophe de la Tunisie, le territoire géographique de la Wilaya s'étend sur une superficie de 54500 km² avec une population de 791000 habitants, elle couvre 30 communes. Cette Direction compte neuf (09) agences commerciales, cinq (05) districts électricités et 04 districts Gaz, qui gèrent 183670 clients électricité BT, 1405 clients HTA.



Figure IV.1 : Images représentatives de la wilaya d'El Oued

4-3 Historique des appels des charges.

La Wilaya d'El Oued est desservie par 08 postes HTB/HTA, dont 07 postes sources et une cabine mobile.

La puissance installée de chaque poste source HTB/HTA est donnée au tableau IV.1.

Tableau IV.1 : Les postes sources HTB/HTA desservant de la Wilaya d'El Oued

Poste HTB/HTA	Tension en kV	Puissance installée en MVA	Année de mise en exploitation	Nombre des départs HTA
PS EL OUED	220/30	2*80 = 160	1981	19
PS EL AMERIA	220/30	2*120 = 240	2009	14
PS EL BERD	220/30	3*40 = 120	2011	12
PS BAYADHA	60/30	2*40 = 80	2011	14
PS NAKHLA	60/30	2*40 = 80	2013	07
PS TALEB LARBI	60/30	2*40 = 80	2014	06
PS OURMES	60/30	2*40 = 80	2016	06
CM M'GHAIER	220/30	1*40 = 40	1990	04
Total		880	-	82

Ces postes sont positionnées géographiquement comme suit:

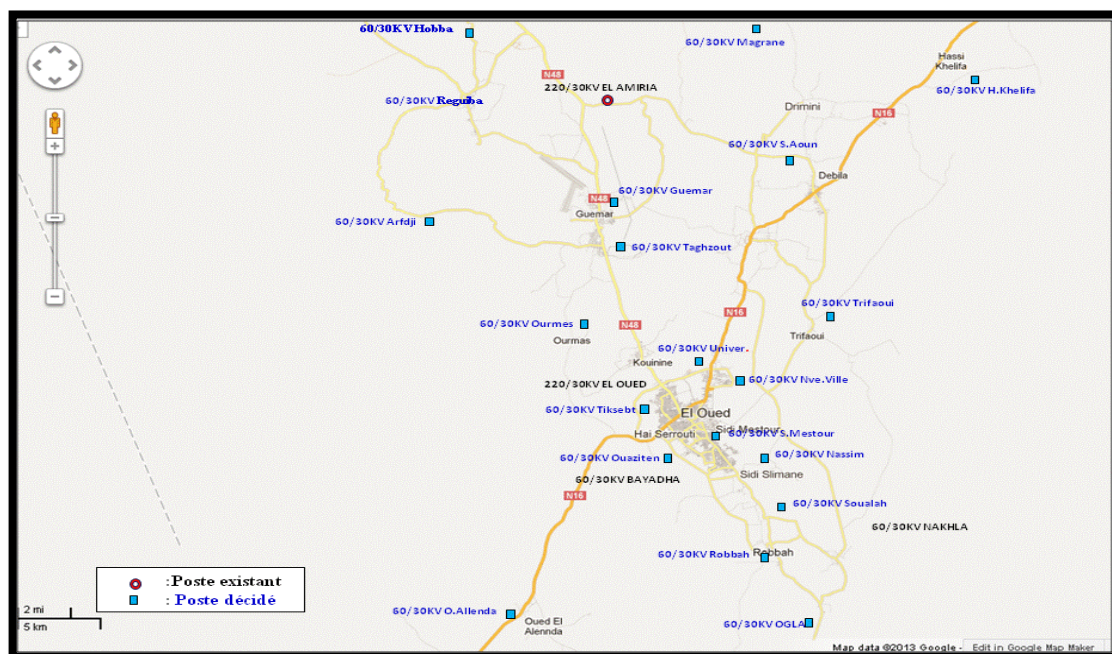


Figure IV.2 : Carte schématique des postes sources HTB/HTA El Oued-El Ameria-Bayadha- Nakhla

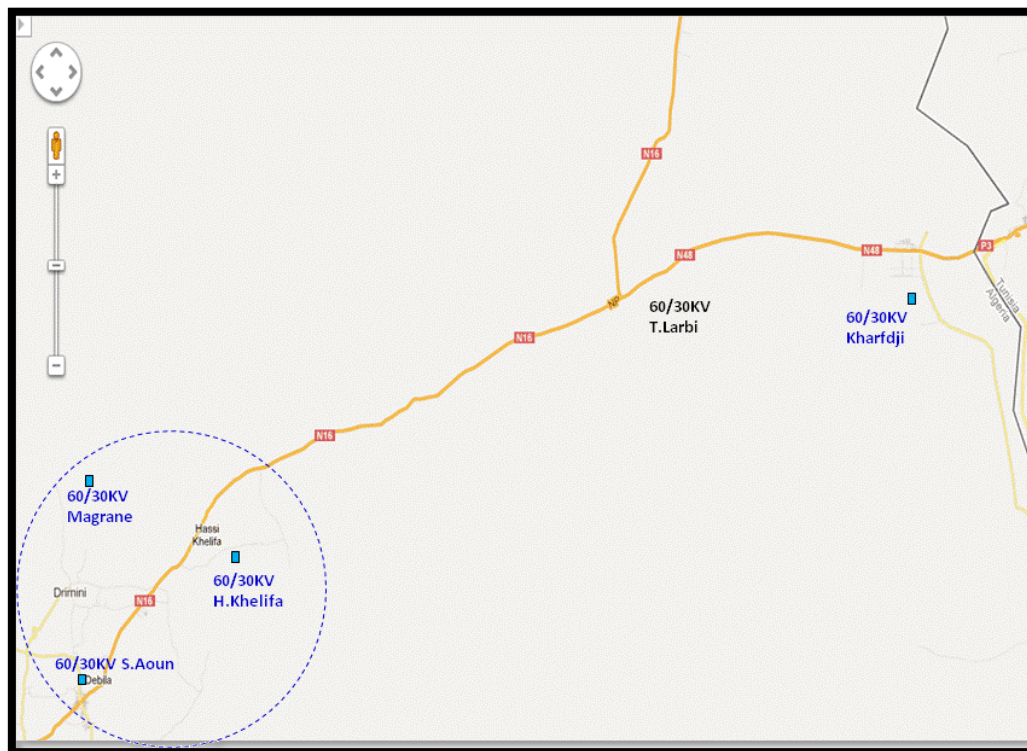


Figure IV.3 : Carte schématique du poste source 60/30 kV Taleb Larbi



Figure IV.4 : Carte schématique des postes sources HTB/HTA El Berd et M'ghaier

Le schéma de réseau de transport entre les postes sources HTB/HTA, desservant l'alimentation en énergie électrique de la wilaya d'El Oued est présenté dans la figure IV-5

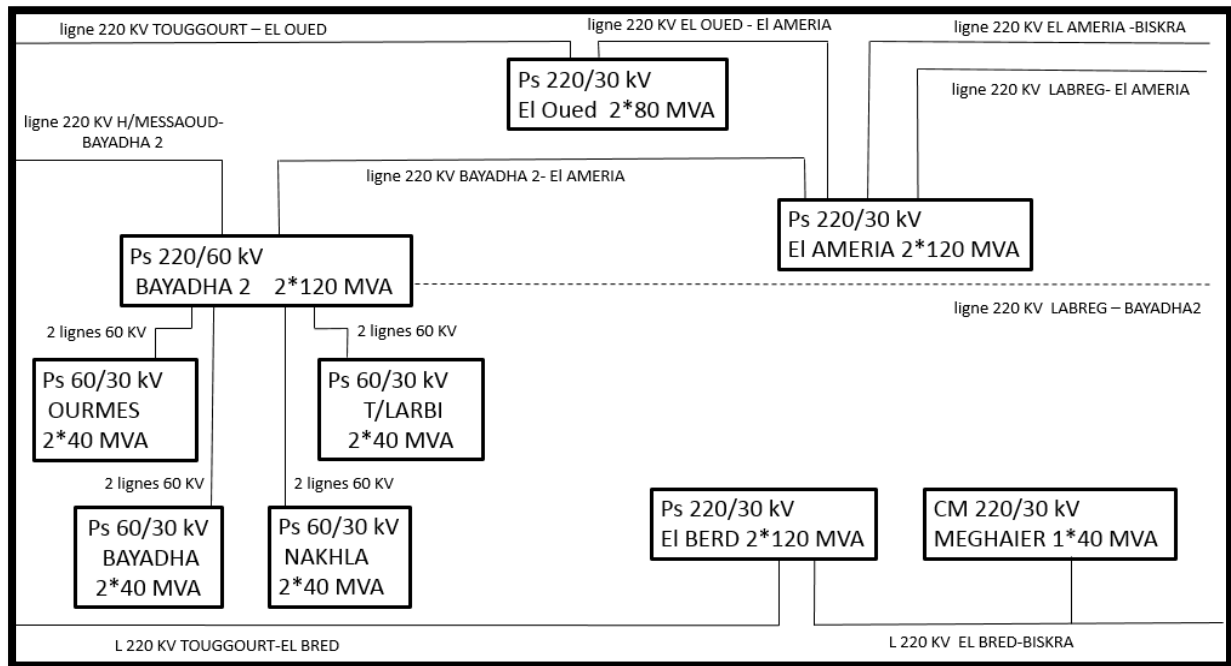


Figure IV.5 : Schéma du réseau de transport liant les postes sources de la wilaya d'El Oued

L'historique des appels des charges durant les dix dernières années 2008-2017 des postes sources HTB/HTA sont présentées dans le tableau IV.2.

Tableau IV.2 : L'évolution de la charge par des postes sources HTB/HTA

Poste HTB/HTA	Evolution de la charge en MVA									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PS EL OUED	115	116	141	119	135	129	117	132	132	138
PS EL AMERIA	43	70	92	117	133	133	153	156	159	153
PS EL BERD				34	39	38	50	58	71	77
CM M'GHAIER	32	40	44	27	31	35	34	34	38	35
PS BAYADHA				26	25	37	53	61	63	65
PS NAKHLA						19	21	32	39	38
PS T. LARBI							13	18	17	23
PS OURMES									15	23
Total Wilaya	190	226	277	323	363	391	441	491	534	552

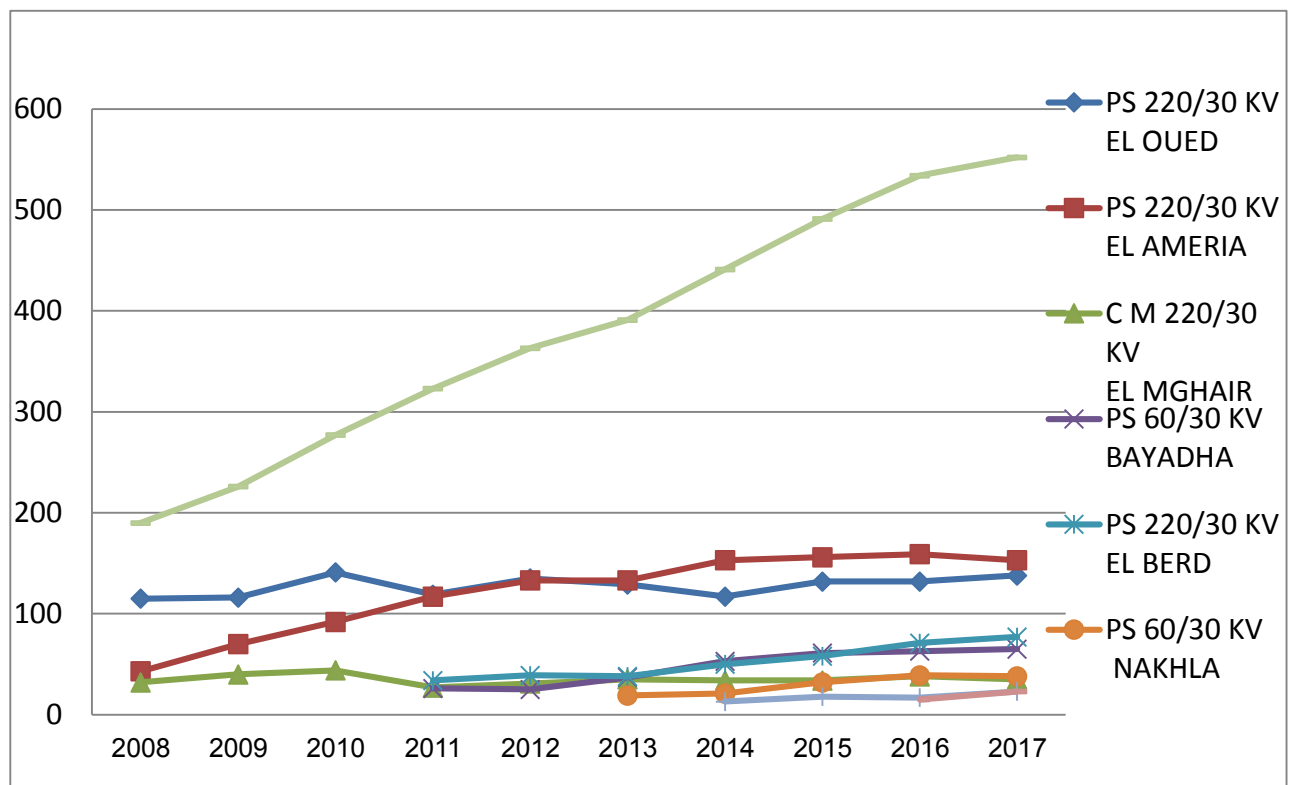


Figure IV.6 : Courbes des charges des postes sources 2008-2017

La wilaya d'EL OUED a connue durant les années 2008-2012, une dégradation en matière de continuité et qualité de service, causé par les coupures répétitives d'électricité suite à la saturation des postes HTB/HTA ainsi que quelques départs HTA, d'où le recours au délestage. Cette situation a engendré une perturbation énorme en exploitation.

La wilaya d'EL OUED a été desservi en 2008 par trois postes HTB/TA seulement, avec un appel de charge maximum (PMA) de 190 MVA sur une puissance installée de 240 MVA, soit un taux d'utilisation de 80%.

Durant les dix dernières années la wilaya d'El Oued a connu une évolution importante en nombre des postes sources cumulant une puissance installée de 880 MVA, et ceci pour satisfaire le besoin de la wilaya en électricité, qui atteint en 2017 une PMA de 552 MVA, soit un taux d'utilisation de 63%

L'évolution en surface (nouveaux projets) et en profondeur (qualité de vie des abonnés) de la charge pendant 2008-2017 a enregistré une PMA de 362 MVA, soit une moyenne de 36.2 MVA par an.

4-4 Historique des achats et ventes Electricité

L'historique des achats et ventes électricité de la direction de distribution d'El oued dans la période 2007-2017 est donnée au tableau IV.3.

Tableau IV.3 : L'évolution des achats et ventes d'électricité en GWh 2007-2017

	Evolution des achats et ventes d'électricité en GWh										
Poste HTB/HTA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Achat Electricité en GWh	598	714	805	935	1085	1322	1411	1535	1734	1736	1847
Vente Electricité en GWh	515	632	688	802	937	1126	1211	1357	1540	1604	1692
Perte en GWh	82	83	117	133	148	197	200	178	194	132	154
Taux de perte %	13.78	11.57	14.54	14.19	13.66	14.88	14.17	11.61	11.16	7.63	8.36

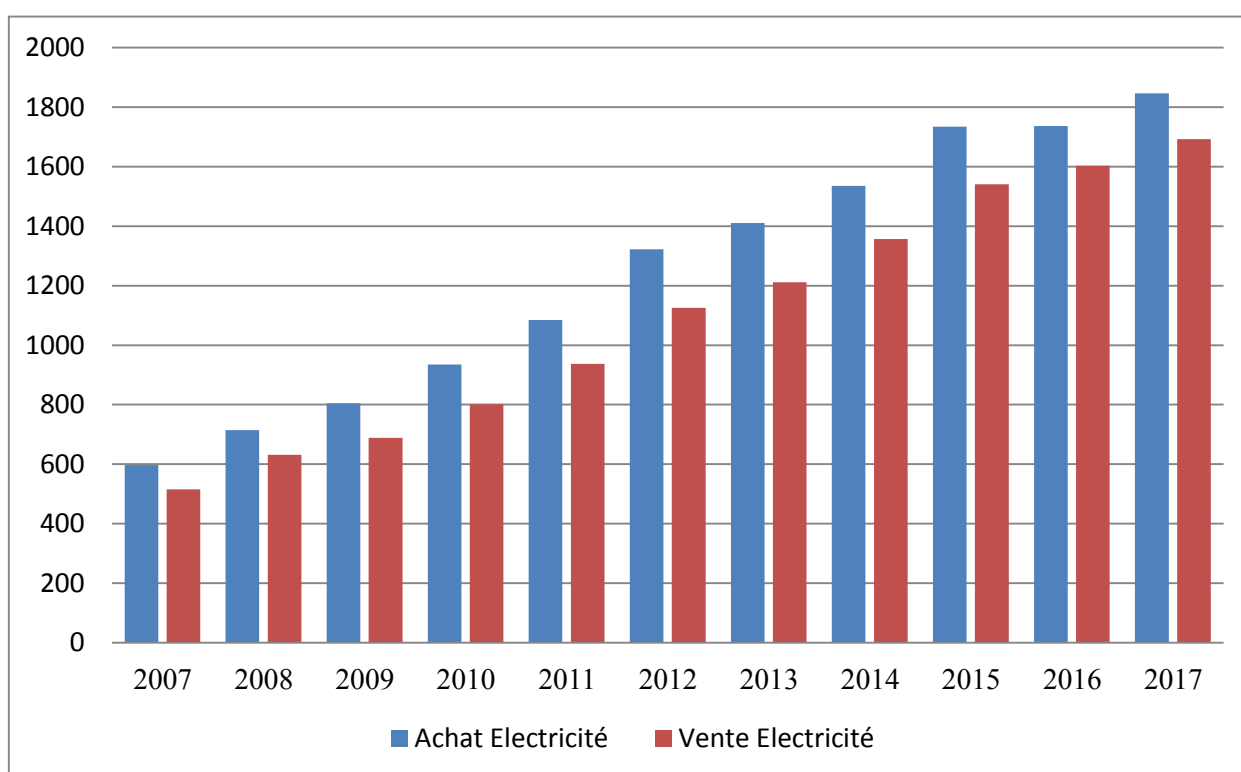


Figure IV.7 : L'historique des achats et des ventes en GWH sur les dix dernières années

D'après l'historique des achats et ventes, il est constaté que les achats ainsi que les ventes ont connus une évolution flagrant, justifié par le mode de vie des abonnés BT et l'évolution de l'industrie (abonnés HTA).

Les achats et les ventes ont été multipliés entre 2007 et 2017, ils sont passés de 598 à 1847 GWh et de 515 à 1692 GWh respectivement.

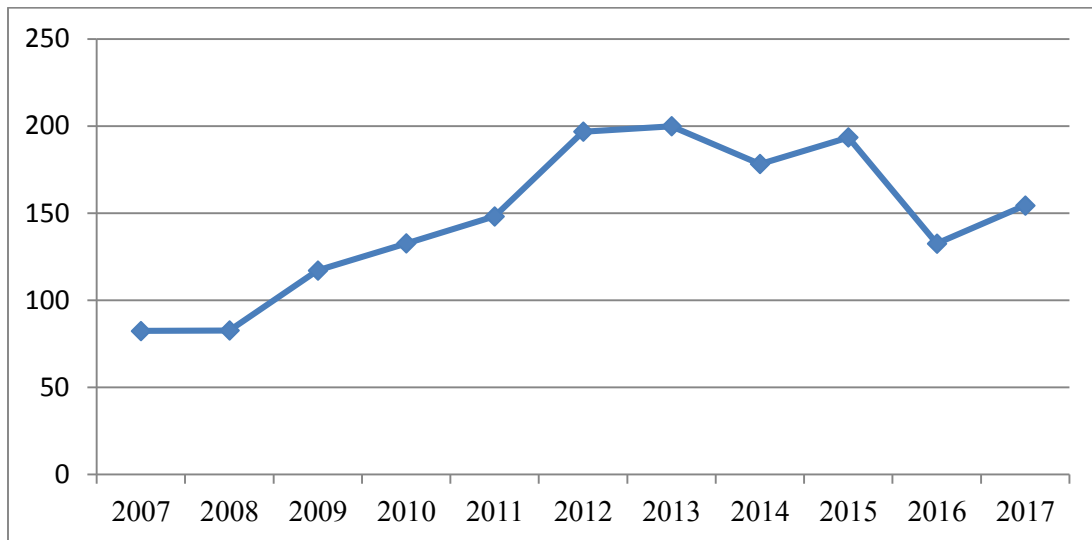


Figure IV.8 : Pertes globales en GWh des dix dernières années

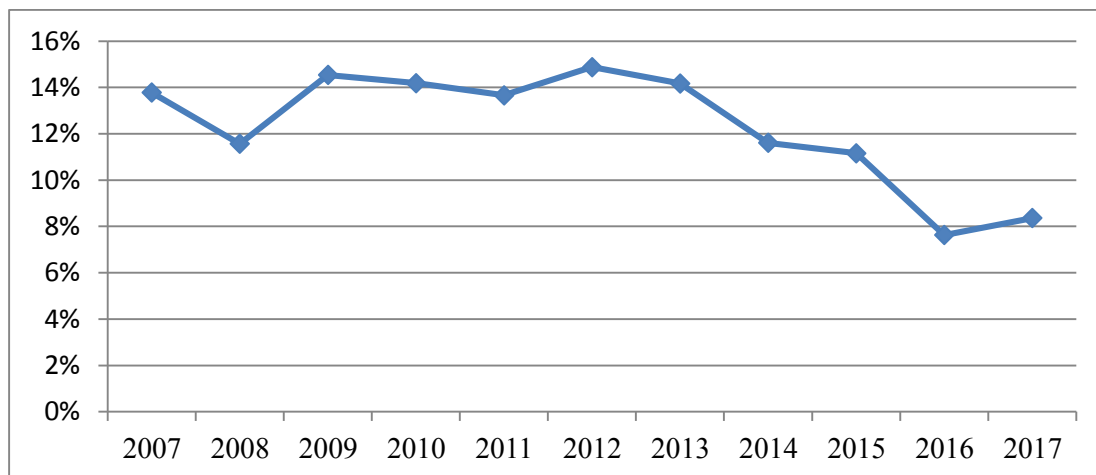


Figure IV.9 : Taux des pertes globales des dix dernières années

Les taux des pertes globales ont enregistré une dégradation durant les années 2007-2012, affichant une valeur maximum de 14,88% en 2012 qui est loin des normes internationales (15%-16% de la production à la distribution). Cette dégradation est justifiée essentiellement par la mauvaise qualité de service, notamment insuffisance en postes sources, saturation des postes sources et départs HTA, longueur importante des départs HTA, surcharge des transformateurs HTA/BT, faible section des conducteurs et des câbles.

4-5 Achats électricité en GWh par mois et par poste HTB/HTA, année 2017

Les achats électricité par mois de la direction de distribution d'El Oued sur l'année 2017 est donnée au tableau IV.4.

Tableau IV.4 : Les Achats en GWh par mois et par poste HTB/HTA, année 2017

Poste HTB/HTA	Mois/2017												Total
	Jan	Fev	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	
PS EL OUED	30	22	21	21	32	46	57	52	35	24	25	30	395
PS BAYADHA	15	10	9	9	12	23	26	25	15	9	11	14	178
PS NAKHLA	10	8	7	8	11	16	16	15	12	10	11	12	136
PS EL AMERIA	47	35	33	33	40	54	62	61	45	37	40	51	538
PS TALEB LARBI	10	9	9	7	8	11	12	13	11	9	9	10	118
PS OURMES	5	5	6	7	10	10	10	11	9	10	9	8	100
PS EL BARED	14	10	9	13	20	31	35	35	23	15	15	20	240
CM M'GHAIER	10	9	8	8	14	18	20	19	12	7	7	10	142
Total	141	108	102	106	147	209	238	231	162	121	127	155	1847

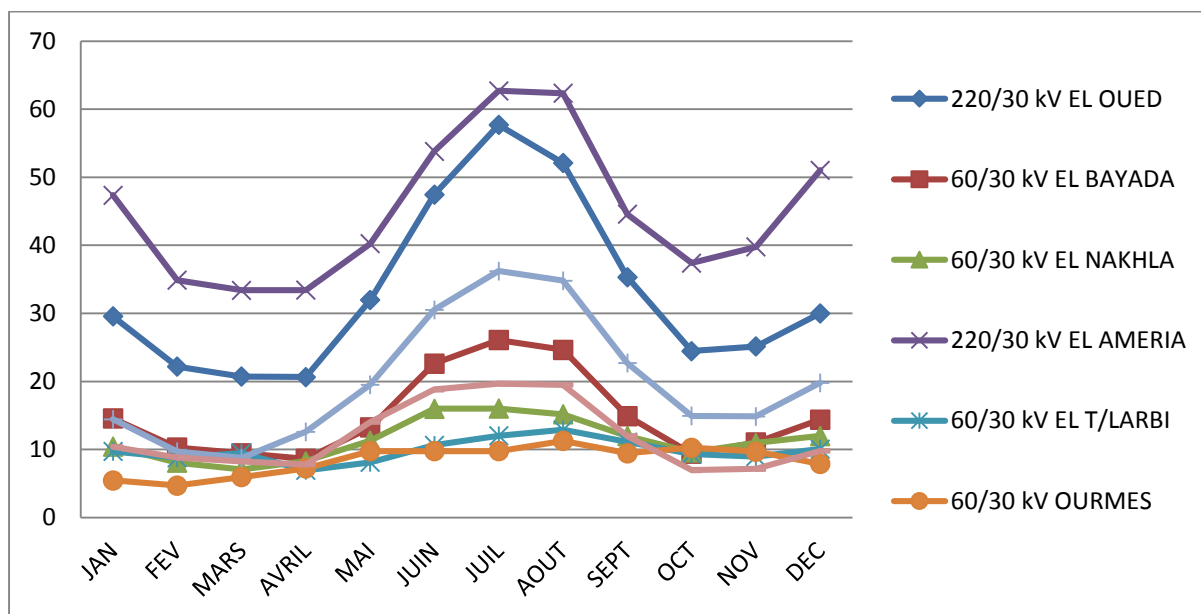


Figure IV.10 : Achats électricité en GWh par poste et par mois, année 2017

D'après la courbe d'achat annuel d'électricité de l'année 2017, on constate que les achats sont élevés durant les mois de juillet et août pour l'ensemble des postes sources, qui sont justifiés par l'appel de charge important en été suite à l'utilisation importante de la climatisation et l'irrigation pour l'agriculture.

4-6 Simulation des pertes techniques

Sur la base des données enregistrés dans les têtes des départs HTA 30 kV, concernant les valeurs d'appels des charges (annexes n° 01-02-03-04-05-06) et les données caractérisant chaque départ, les données des transformateurs et les données des réseaux basse tension rattachés à ce départ, et par l'application des formules figurés au chapitre III de III-1 à III-26, nous avons procédé aux calcul des pertes techniques pour les trois derniers années 2015, 2016 et 2017, par l'utilisation le logiciel de calcul MATLAB et l'application de gestion des ouvrage moyenne tension.

4-7 Méthodologie de calcul des pertes techniques

La méthodologie de calcul des pertes techniques est basée sur la relève des valeurs de charge (courant) en têtes des départs HTA lors de la responsabilité des pointes été et hiver; ensuite le processus de calcul suivre les étapes suivants:

- Calcul du coefficient α pour chaque relève,
- Détermination de pertes techniques calculées des départs HTA par l'application GDO/MT,
- Calcul des pertes techniques des départs HTA en utilisant la formule III - 9 pour chaque relève
- Calcul de l'énergie perdue journalière pour chaque tranche horaire ΔT en utilisant la formule III - 10
- Calcul de l'énergie perdue annuelle en utilisant la formule III - 12
- Calcul de l'énergie perdue annuelle des transformateurs HTA/BT en utilisant les formules III – 13, III-14, III-15 et III-16.
- Calcul de l'énergie perdue annuelle du réseau BT en utilisant les formules III – 17, III-18, III-19, III-20, III-21 et III-22.
- Calcul de l'énergie perdue annuelle pour chaque départ HTA par la sommation des énergies perdues dans le réseau HTA, les transformateurs HTA/BT et le réseau BT en utilisant la formule III – 25.
- Calcul de l'énergie perdue annuelle pour chaque poste source HTB/HTA par la sommation des énergies perdues des départs HTA en utilisant la formule III – 26.

Dans le calcul des pertes annuelles, l'année est décomposée en 120 jours d'été (NJE) et 245 jours d'hiver (NJH), pour avoir un calcul plus précis.

4-8 Caractéristiques des réseaux de distribution HTA/BT

Le tableau IV.5 donne les caractéristiques des réseaux HTA et BT.

Tableau IV.5 : Les caractéristiques des réseaux HTA et BT 2015-2017

Année	Nombre du poste HTB/HTA	Nombre des départs HTA	Puissance installée du réseau (MVA)	Longueur du réseau HTA (km)	Nombre des postes HTA/BT	Longueur du réseau BT en km
2015	07	71	1162	3305	3000	3157
2016	08	78	1319	3591	3359	3303
2017	08	82	1404	3761	3462	3492

4-9 Caractéristiques des réseaux par poste HTB/HTA arrêté fin 2017

Le tableau IV.6 donne les caractéristiques des réseaux HTA et BT par poste HTB/HTA, de année 2017.

Tableau IV.6 : Les caractéristiques des réseaux HTA et BT par poste HTB/HTA, 2017

Poste HTB/HTA	Nombre des départs HTA	Nombre des postes HTA/BT	Longueur du réseau HTA (km)	Longueur du réseau BT (km)
PS EL OUED	19	602	495	742
PS BAYADHA	14	243	186	325
PS NAKHLA	07	293	462	267
PS EL AMERIA	14	1072	755	1022
PS TALEB LARBI	06	360	606	256
PS OURMES	06	245	189	190
PS EL BARED	12	429	793	455
CM M'GHAIER	04	218	356	235
Total	82	3462	3842	3492

4-10 Valeurs du courant enregistrés aux têtes des départs HTA 30 kV

Les valeurs du courant enregistrés aux têtes des départs HTA 30 kV sont celles relevés lors les responsabilités des pointes été et hiver des années 2015, 2016 et 2017 (Annexes n° 01-02-03-04-05-06)

4-11 Résultats de calcul

Par l'application des équations de III-1 jusqu'à III-26, les résultats obtenus sont présentés aux tableaux ci-dessous.

4-11-1 Répartition de perte par année et par catégorie.

Le tableau IV.7 présente la répartition des pertes par catégorie des années 2015-2017.

Tableau IV.7 : Répartition des pertes par catégorie 2015-2017

	2015		2016		2017	
	GWh	Taux %	GWh	Taux %	GWh	Taux %
Achat Electricité	1734		1736		1847	
Vente Electricité	1540		1604		1692	
Perte globale annuelle	194	11.16	132	7.63	154	8.36
Perte technique annuelle	119	6.86	95	5.48	123	6.63
Perte non technique annuelle	75	4.3	37	2.15	31	1.73

4-11-2 Présentation graphique des pertes

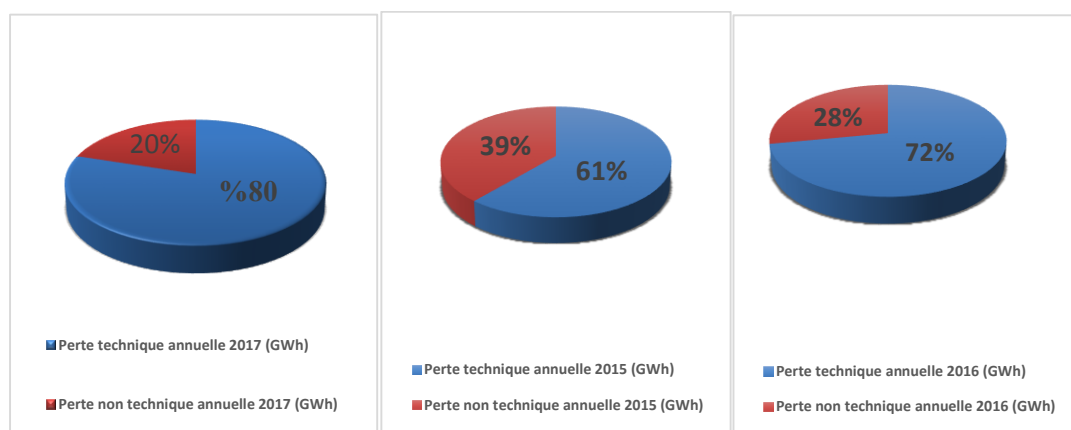


Figure IV.11 : Pourcentage PT et PNT par rapport les pertes globale 2015-2017

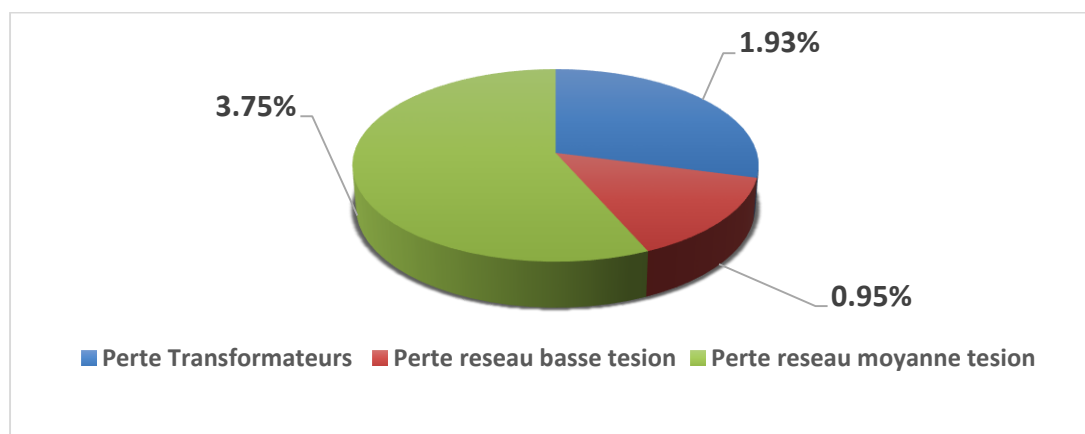


Figure IV.12 : Répartition du taux de perte technique par nature d'ouvrage (6.63% -2017)

4-11-3 Répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage

Le tableau IV.8 présente la répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage des années 2015-2017.

Tableau IV.8 : Répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage 2015-2017

	2015		2016		2017	
	GWh	Taux %	GWh	Taux %	GWh	Taux %
Achat Electricité	1734		1736		1847	
Perte technique annuelle réseau HTA	68	3.92	52	3.01	70	3.78
Perte technique annuelle transformateurs	33	1.91	30	1.72	35	1.89
Perte technique annuelle réseau BT	18	1.03	13	0.75	18	0.97
Perte technique annuelle	119	6.86	95	5.48	123	6.63

4-11-4 Apport des pertes techniques des ouvrages.

Le tableau IV.9 présente l'apport des pertes techniques par nature d'ouvrage des années 2015-2017.

Tableau IV.9 : Apport des pertes techniques par nature d'ouvrage 2015-2017

	2015		2016		2017	
	GWh	Taux	GWh	Taux	GWh	Taux
Perte technique annuelle	119		95		123	
Perte technique annuelle réseau HTA	68	57 %	52	55 %	70	57 %
Perte technique annuelle transformateurs	33	28 %	30	31 %	35	28 %
Perte technique annuelle réseau BT	18	15 %	13	14 %	18	15 %

4-11-5 Répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA

Le tableau IV.10 donne la répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA des années 2015-2017.

Tableau IV.10 : Répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA 2015-2017

Poste HTB/HTA	2015			2016			2017		
	EPA (GWh)	Achat énergie (GWh)	Taux de PT %	EPA (GWh)	Achat énergie (GWh)	Taux de PT %	EPA (GWh)	Achat énergie (GWh)	Taux de PT %
PS EL OUED	21	421	5.02	15	378	3.96	22	395	5.57
PS BAYADHA	6	177	3.39	5	170	3.21	8	178	4.49
PS NAKHLA	4	112	3.81	5	127	4.12	7	136	5.15
PS EL AMERIA	49	595	8.26	38	573	6.63	44	538	8.18
PS TALEB LARBI	6	75	8.00	7	73	9.52	14	118	11.86
PS OURMES	0	0	0	4	67	6.70	4.5	100	4.5
PS EL BARED	24	215	11.16	14	212	6.60	15	240	6.25
CM M'GHAIER	9	138	6.51	7	137	4.83	8.5	142	5.98
Total	119	1734	6.86	95	1736	5.48	123	1847	6.63

4-11-6 Répartition des pertes techniques par nature d'ouvrage et par poste HTB/HTA

Le tableau IV.11 donne la répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage de l'année 2015.

Tableau IV.11 : Répartition PT par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage 2015

Poste HTB/HTA	2015					
	Achat énergie (GWh)	EPA/HTA (GWh)	EPA/TRS (GWh)	EPA/BT (GWh)	EPA (GWh)	Taux PT %
PS EL OUED	421	9	7	5	21	5.02
PS BAYADHA	177	1	3	2	6	3.39
PS NAKHLA	112	1	2	1	4	3.81
PS EL AMERIA	595	32	11	6	49	8.26
PS T.LARBI	75	3	2	1	6	8.00
PS OURMES	0	0	0	0	0	0
PS EL BARED	215	16	6	2	24	11.16
CM M'GHAIER	138	6	2	1	9	6.51
Total	1734	68	33	18	119	6.86

Le tableau IV.12 donne la répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage de l'année 2016.

Tableau IV.12 : Répartition PT par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage 2016

Poste HTB/HTA	2016					
	Achat énergie (GWh)	EPA/HTA (GWh)	EPA/TRS (GWh)	EPA/BT (GWh)	EPA (GWh)	Taux PT %
PS EL OUED	378	6	6	3	15	3.96
PS BAYADHA	170	1	3	1	5	3.21
PS NAKHLA	127	2	2	1	5	4.12
PS EL AMERIA	573	24	10	4	38	6.63
PS TALEB LARBI	73	4	2	1	7	9.58
PS OURMES	67	3	1	0	4	6.70
PS EL BARED	212	8	4	2	14	6.60
CM M'GHAIER	137	4	2	1	7	4.83
Total	1736	52	30	13	95	5.48

Le tableau IV.13 donne la répartition des pertes techniques par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage de l'année 2017.

Tableau IV.13 : Répartition PT par poste HTB/HTA et par nature d'ouvrage 2017

Poste HTB/HTA	2017					
	Achat énergie (GWh)	EPA/HTA (GWh)	EPA/TRS (GWh)	EPA/BT (GWh)	EPA (GWh)	Taux PT %
PS EL OUED	395	9	8	5	22	5.57
PS BAYADHA	178	1	3	4	8	4.49
PS NAKHLA	136	3	3	1	7	5.15
PS EL AMERIA	538	29	11	4	44	8.18
PS TALEB LARBI	118	10	3	1	14	11.86
PS OURMES	100	2	2	0.5	4.5	4.5
PS EL BARED	240	9	4	2	15	6.25
CM M'GHAIER	142	6	2	0.5	8.5	5.98
Total	1847	70	36	18	123	6.63

4-11-7 Pertes techniques dans le réseau HTA par poste HTB/HTA

Le tableau IV.14 présente les pertes techniques dans le réseau HTA par poste source HTB/HTA de l'année 2015.

Tableau IV.14 : PT du réseau HTA par poste HTB/HTA 2015

2015					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ HTA (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	421	21	9	2.14%	42.86%
PS BAYADHA	177	6	1	0.56%	16.66%
PS NAKHLA	112	4	1	0.89%	25.00%
PS EL AMERIA	595	49	32	5.38%	65.31%
PS TALEB LARBI	75	6	3	4.00%	50.00%
PS OURMES	0	0	0	/	/
PS EL BARED	215	24	16	7.44%	66.66%
CM M'GHAIER	138	9	6	4.35%	66.67%
Total	1734	119	68	3.92%	57.14%

Le tableau IV.15 présente les pertes techniques dans le réseau HTA par poste source HTB/HTA de l'année 2016.

Tableau IV.15 : PT du réseau HTA par poste HTB/HTA 2016

2016					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ HTA (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	378	15	6	1.59%	40.00%
PS BAYADHA	170	5	1	0.59%	20.00%
PS NAKHLA	127	5	2	1.57%	40.00%
PS EL AMERIA	573	38	24	4.19%	63.15%
PS TALEB LARBI	73	7	4	5.48%	57.14%
PS OURMES	67	4	3	4.48%	75.00%
PS EL BARED	212	14	8	3.77%	57.14%
CM M'GHAIER	137	7	4	2.92%	57.14%
Total	1736	95	52	3.00%	54.74%

Le tableau IV.16 présente les pertes techniques dans le réseau HTA par poste source HTB/HTA de l'année 2017.

Tableau IV.16 : PT du réseau HTA par poste HTB/HTA 2017

2017					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ HTA (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	395	22	9	2.28%	40.91%
PS BAYADHA	178	8	1	0.56%	12.50%
PS NAKHLA	136	7	3	2.21%	42.86%
PS EL AMERIA	538	44	29	5.39%	65.91%
PS TALEB LARBI	118	14	10	8.47%	71.42%
PS OURMES	100	4.5	2	2.00%	44.44%
PS EL BARED	240	15	9	3.75%	60.00%
CM M'GHAIER	142	8.5	6	4.23%	70.58%
Total	1847	123	70	3.79%	56.91%

4-11-8 Pertes techniques dans les transformateurs par poste HTB/HTA

Le tableau IV.17 présente les pertes techniques des transformateurs HTA/BT par poste source HTB/HTA de l'année 2015.

Tableau IV.17 : PT des transformateurs HTA/BT par poste HTB/HTA 2015

2015					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ TRS (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	421	21	7	1.66%	33.33%
PS BAYADHA	177	6	3	1.69%	50.00%
PS NAKHLA	112	4	2	1.79%	50.00%
PS EL AMERIA	595	49	11	1.85%	22.45%
PS TALEB LARBI	75	6	2	2.67%	33.33%
PS OURMES	0	0	0	/	/
PS EL BARED	215	24	6	2.79%	25.00%
CM M'GHAIER	138	9	2	1.45%	22.22%
Total	1734	119	33	1.90%	27.73%

Le tableau IV.18 présente les pertes techniques des transformateurs HTA/BT par poste source HTB/HTA de l'année 2016.

Tableau IV.18 : PT des transformateurs HTA/BT par poste HTB/HTA 2016

2016					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ TRS (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	378	15	6	1.59%	40.00%
PS BAYADHA	170	5	3	1.76%	60.00%
PS NAKHLA	127	5	2	1.57%	40.00%
PS EL AMERIA	573	38	10	1.75%	26.31%
PS TALEB LARBI	73	7	2	2.74%	28.57%
PS OURMES	67	4	1	1.49%	25.00%
PS EL BARED	212	14	4	1.89%	28.57%
CM M'GHAIER	137	7	2	1.46%	28.57%
Total	1736	95	30	1.73%	31.58%

Le tableau IV.19 présente les pertes techniques des transformateurs HTA/BT par poste source HTB/HTA de l'année 2017.

Tableau IV.19 : PT des transformateurs HTA/BT par poste HTB/HTA 2017

2017					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ TRS (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	395	22	8	2.03%	36.36%
PS BAYADHA	178	8	3	1.69%	37.50%
PS NAKHLA	136	7	3	2.21%	42.86%
PS EL AMERIA	538	44	11	2.04%	25.00%
PS TALEB LARBI	118	14	3	2.54%	21.43%
PS OURMES	100	4.5	2	2.00%	44.44%
PS EL BARED	240	15	4	1.67%	26.67%
CM M'GHAIER	142	8.5	2	1.41%	23.53%
Total	1847	123	36	1.95%	29.27%

4-11-9 Pertes techniques dans le réseau BT par poste HTB/HTA

Le tableau IV.20 donne les pertes techniques du réseau BT par poste source HTB/HTA de l'année 2015.

Tableau IV.20 : PT du réseau BT par poste HTB/HTA 2015

2015					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ BT (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	421	21	5	1.19%	23.81%
PS BAYADHA	177	6	2	1.13%	33.33%
PS NAKHLA	112	4	1	0.89%	25.00%
PS EL AMERIA	595	49	6	1.01%	12.24%
PS TALEB LARBI	75	6	1	1.33%	16.66%
PS OURMES	0	0	0	/	/
PS EL BARED	215	24	2	0.93%	8.70%
CM M'GHAIER	138	9	1	0.72%	8.33%
Total	1734	119	18	1.04%	15.13%

Le tableau IV.21 donne les pertes techniques du réseau BT par poste source HTB/HTA de l'année 2016.

Tableau IV.21 : PT du réseau BT par poste HTB/HTA 2016

2016					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ BT (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	378	15	3	0.79%	20.00%
PS BAYADHA	170	5	1	0.59%	20.00%
PS NAKHLA	127	5	1	0.79%	20.00%
PS EL AMERIA	573	38	4	0.70%	10.52%
PS TALEB LARBI	73	7	1	1.37%	14.28%
PS OURMES	67	4	0	0.00%	0.00%
PS EL BARED	212	14	2	0.94%	15.38%
CM M'GHAIER	137	7	1	0.73%	14.28%
Total	1736	95	13	0.75%	13.68%

Le tableau IV.22 donne les pertes techniques du réseau BT par poste source HTB/HTA de l'année 2017.

Tableau IV.22 : PT du réseau BT par poste HTB/HTA 2017

2017					
Poste HTB/HTA	Achat énergie (GWh) (1)	EPA (GWh) (2)	EPA/ BT (GWh) (3)	Taux (3)/(1)	Taux (3)/(2)
PS EL OUED	395	22	5	1.27%	22.73%
PS BAYADHA	178	8	4	2.25%	50.00%
PS NAKHLA	136	7	1	0.74%	14.29%
PS EL AMERIA	538	44	4	0.74%	9.09%
PS TALEB LARBI	118	14	1	0.85%	7.14%
PS OURMES	100	4.5	0.5	0.50%	11.11%
PS EL BARED	240	15	2	0.83%	13.33%
CM M'GHAIER	142	8.5	0.5	0.35%	5.88%
Total	1847	123	18	0.97%	14.63%

D'après les résultats de simulation du taux des pertes techniques de la distribution des années 2015-2017, on constate que les pertes les plus importants sont enregistrés aux niveaux des réseaux HTA avec un taux de pondération entre 3 et 4%, en deuxième lieu les pertes dans les transformateurs avec une pondération entre 1.7 et 2%, et en troisième lieu les pertes dans les réseaux basse tension BT avec une pondération entre 0.7 et 1%.

4-11-10 Pertes techniques par départs HTA et par nature d'ouvrage, année 2017

Le tableau IV.23 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 220/30 kV El Oued.

Tableau IV.23 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV El Oued

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
HOPITAL	211388	427313	211098	849799	4.10%
O-ALLEDA	2620279	783881	200857	3605017	17.39%
VILLE 2	128079	373228	277803	779110	3.76%
H-KHALIFA	1155824	563874	377661	2097358	10.12%
KOUININE	129592	401878	138740	670210	3.23%
BOUHMID	177174	295616	224892	697682	3.36%
CHOTT	203032	385422	367011	955465	4.61%
VILLE 1	57408	264870	178638	500916	2.42%
VILLE 3	104256	359851	281431	745538	3.60%
CENTRE VILLE	140086	309501	241966	691553	3.34%
ZONE ACT	448798	422621	282219	1153638	5.56%
NADHOUR	304970	453387	193920	952276	4.59%
BAYADA	345974	352396	280364	978734	4.72%
08 MAI	350205	717075	80464	1147744	5.54%
EL-OGLA	2803590	864171	220488	3888249	18.75%
VILLE 05	69508	323341	147121	539970	2.60%
UNIV	2458	116675	2669	121802	0.59%
LPP	2595	9595	3605	15795	0.08%
VILLE 4	24827	180083	138691	343601	1.66%
Total Pertes	9280044	7604775	3849637	20734457	100%
Achat d'énergie kWh	397287750				
Taux % par nature d'ouvrage	2.34%	1.91%	0.97%	5.22%	

Le tableau IV.24 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 60/30 kV Bayadha.

Tableau IV.24 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
ARAIR	3369	106899	19445	129713	2.16%
ALI DERBAL	17264	112499	32285	162049	2.70%
AOUACHIR	350587	369823	202122	922532	15.34%
EL QUDS	23317	212710	50144	286171	4.76%
BIR LEGDAMS	147224	482636	231062	860921	14.32%
ESSALAM	170513	402676	250908	824098	13.71%
IZDIHAR	9692	100219	115650	225561	3.75%
ENNASSIM	37640	216348	150563	404551	6.73%
SAHANE	41473	252842	183030	477345	7.94%
OUM SELMA	99459	372252	216469	688179	11.45%
RIMEL	79410	339834	154472	573717	9.54%
19 MARS	44600	353510	59713	457823	7.61%
AADL	0	0	0	0	0.00%
OUAZITEN	69	0	0	69	0.00%
Total Pertes	1024617	3322247	1665864	6012728	100%
Achat d'énergie kWh	179208000				
Taux % par nature d'ouvrage	2.18%	2.18%	0.75%	5.10%	

Le tableau IV.25 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 60/30 kV Nakhla.

Tableau IV.25 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
BAGHAZLIA	335937	605164	115800	1056901	15.16%
KHOBNA	601619	461177	384686	1447481	20.76%
SOUALAH	13029	127041	31072	171142	2.45%
LIZERG	1609542	681346	171559	2462447	35.31%
GUEDDACHI	91699	254941	83689	430329	6.17%
NAKHLA	91093	397243	84760	573096	8.22%
AGUILA	233839	449301	149363	832504	11.94%
Total Pertes	2976759	2976212	1020928	6973899	100%
Achat d'énergie kWh	136772000				
Taux % par nature d'ouvrage	2.18%	2.18%	0.75%	5.10%	

Le tableau IV.26 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 60/30 kV Ourmes.

Tableau IV.26 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
OURMES	128661	300305	41194	470161	11.91%
ARFDJI	419707	357973	103784	881464	22.33%
BAGOUZA	261835	362923	151077	775836	19.66%
DOUIRA	107445	284863	171742	564050	14.29%
TAGHZOUT	126997	283696	68646	479339	12.14%
HADHOUDI	398743	317908	59449	776100	19.66%
Total Pertes	1443388	1907668	595892	3946949	100%
Achat d'énergie kWh	101087000				
Taux % par nature d'ouvrage	1.43%	1.89%	0.59%	3.90%	

Le tableau IV.27 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 220/30 kV El Ameria.

Tableau IV.27 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
REGUIBA	2495267	1019594	532883	4047744	9.20%
AEROPORT	1446404	903273	263493	2613170	5.94%
DEBILA	3694147	1122609	296153	5112909	11.62%
TRIFAOUI	2094530	772631	158752	3025913	6.88%
T,LARBI	1251748	522357	442420	2216524	5.04%
HOBBA	929558	665937	225552	1821047	4.14%
TAGHZOUT	542495	426374	218190	1187059	2.70%
O,MALEH	944507	520733	216564	1681804	3.82%
H,A,K	2709449	832659	295420	3837528	8.72%
HAMAISSE	3707975	870457	477846	5056278	11.49%
S,AOUN	4674332	912688	360399	5947419	13.52%
AREFDJI	661143	671628	235736	1568508	3.57%
OURMES	1017021	730923	195728	1943673	4.42%
MAGRANE	2793065	743814	398247	3935127	8.94%
Total Pertes	28961641	10715678	4317385	43994703	100%
Achat d'énergie kWh	540944000				
Taux % par nature d'ouvrage	5.35%	1.98%	0.80%	8.13%	

Le tableau IV.28 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 60/30 kV Taleb Larbi.

Tableau IV.28 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
SAHEN BERY	1767150	606899	137333	2511381	18.04%
T/LARBI	394856	277316	46572	718744	5.16%
SBAIS	974	76726	76670	154370	1.11%
D/ELMAA	2386482	416162	39936	2842580	20.42%
BOUGESSISSA	3489781	752001	313435	4555218	32.72%
DOULETTE	2618725	403775	117037	3139537	22.55%
Total Pertes	10657967	2532879	730985	13921830	100%
Achat d'énergie kWh	117987000				
Taux % par nature d'ouvrage	9.03%	2.15%	0.62%	11.80%	

Le tableau IV.29 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 220/30 kV El Berd.

Tableau IV.29 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, PS 220/30 kV El Berd

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
S / KHELIL	1191194	420906	144520	1756620	11.45%
MEGHAIER	1941968	353168	169972	2465108	16.06%
MESSAKA	582247	320176	88186	990609	6.45%
BARKADJIA	517793	231803	123623	873219	5.69%
MERRARA	663951	324037	57566	1045554	6.81%
S/AMRANE	807262	437815	122773	1367850	8.91%
DJAMAA OUEST	60412	524359	219802	804574	5.24%
DJAMAA V	151150	474402	180084	805636	5.25%
MAZER	88502	272600	55258	416360	2.71%
TINDLA	355866	303789	113014	772669	5.03%
CHOUCHA	2013973	591038	164801	2769812	18.05%
TIGDIDINE	848702	229959	199882	1278543	8.33%
Total Pertes	9223019	4484052	1639481	15346552	100%
Achat d'énergie kWh	238837000				
Taux % par nature d'ouvrage	3.86%	1.88%	0.69%	6.43%	

Le tableau IV.30 présente les pertes techniques des départs HTA répartis par nature d'ouvrage du poste source 220/30 kV M'ghaier.

Tableau IV.30 : PT par départ HTA et par nature d'ouvrage, CM 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	EPA/HTA (kWh)	EPA/TRS (kWh)	EPA/BT (kWh)	EPA/DEP (kWh)	Taux par départ %
ZONE ACTIVI	126270	377515	90332	594117	6.33%
M'GHAIER	313204	529500	328630	1171334	12.49%
STILL	1425452	718176	136334	2279961	24.31%
OUM THIOUR	4620193	555950	157764	5333908	56.87%
Total Pertes	6485120	2181141	713059	9379320	100%
Achat d'énergie kWh	143102000				
Taux % par nature d'ouvrage	4.53%	1.52%	0.50%	6.55%	

D'après les résultats de calcul obtenus sur les tableaux ci-dessus, on constate que les taux de pertes techniques sont plus importants dans les départs HTA aérien longs; par exemple le départ HTA Oum thiour issu de la cabine mobile de MEGHAIER, ou les pertes atteint 57% de pertes techniques total qui sont l'ordre de 9.37 GWh

Le départ HTA Lizergue issu du PS Nakla affiche un taux de pertes de 36% sur de pertes techniques total de 6.97 GWh.

Les pertes techniques ayant des niveaux très bas sont ceux enregistrés sur les départs souterrains qui affichent des taux comprises entre 2% et 5%.

4-12 Facteurs d'améliorations

Pour réduire les pertes techniques, il est évidant d'envisager les actions d'améliorations nécessaires pour l'ensemble des ouvrages constituant les réseaux de distribution.

Cependant, il est souvent coûteux et difficile de réduire les pertes techniques

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

⇒ Les postes sources et réseau HTA

- Le renouvellement des équipements vétustes du réseau dans les postes sources, postes HTA/BT, et sur les lignes.
- La restructuration des départs HTA par la diminution des longueurs et les charges anormaux des départs par la création des nouveaux départs HTA.
- Le renforcement des dorsales par des sections plus fortes (93.3 mm² ALM).

- Fixation d'une charge maximum pour les départs à 65% de I_{max}
- Passage en souterrain des réseaux HTA aérien
- Adoption d'une section unique en HTA souterrain, soit 120 mm² ou 185 mm² ou 240 mm² Aluminium.
- Limitation de la longueur des départs HTA à 5 km en souterrain et à 50 km en aérien.
- La création de nouveaux ouvrages : postes sources, départs HTA, etc.
- La compensation d'énergie réactive, notamment par des batteries de relèvement de facteur de puissance, ou par FACTS, permettant de réduire les pertes par effet Joule
- L'amélioration de l'architecture des réseaux HTA et BT, par l'optimisation des longueurs, limitation des transit sur les liaisons les plus génératrices des pertes, privilégier la haute tension à la basse tension.
- Optimisation de la production et la demande en vue de lisser la courbe de charge et d'adapter la production à la demande; cette approche permet aussi d'équilibrer les volumes de charges dans les transformateurs (possibilité de shunter certain transformateurs inutiles en période estivale tout en assurant la continuité de service).
- Automatisation des réseaux HTA
- Télé relève des clients HTA

⇒ **Les transformateurs**

- La réduction des pertes fer dans les transformateurs en utilisant des transformateurs efficaces
- L'installation des transformateurs à faibles pertes

⇒ **Les réseaux BT**

- Diminuer les longueurs et les charges par poste DP en créant de nouveaux postes HTA/BT.
- Extension du réseau de Distribution
- Renforcement les dorsales des départs BT de faible section par des sections plus fortes.
- Création des nouveaux départs BT pour les postes HTA/BT.
- Réhabilitation des réseaux BT vétuste.
- Installation des comptages aux postes DP

4-13 Application des facteurs d'amélioration dans le réseau HTA.

Les pertes techniques dans le réseau HTA présente le taux le plus élevé par rapport les autres ouvrages, tel que les transformateurs et le réseau BT, et pour cette raison, il est nécessaire d'accentuer nos actions d'amélioration sur la normalisation des réseaux HTA par les renforcements du section des dorsales des départs HTA, en passant de conducteur 34.4 mm² Almelec au 93.3 mm² Almelec, et la reconfiguration de l'architecture des départs HTA.

Les départs HTA ayant des faibles sections de leur dorsale et après leurs renforcement le gain en pertes techniques sont données au tableau IV.31

Tableau IV.31 : Gain en pertes techniques après renforcement

Départ HTA	Longueur totale du départ (km)	Consistance renforcé (km)	PT avant renforcement (kWh)	PT après renforcement (kWh)	Gain en PT (kWh)	Coût d'investissement (MDA)
Sidi Khellil	87	0.931	1 756 620	1 715 277	41 343	3.258
Hobba	70	1.589	1 821 047	1 764 699	56 348	5.561
Lizerg	74	6.352	2 462 447	2 006 425	456 022	22.232
Khobna	22	3.656	1 447 481	1 155 118	292 363	12.796
Baghazlia	26	0.196	1 056 901	1 053 572	3 329	0.686
Total	279	12.724	8 544 495	7 695 091	849 405	44.534

Après renforcement de 12.724 km du réseau HTA des quelques départs ayant une consistance globale de 279 km, les résultats obtenus enregistrent une régression sur l'énergie perdue annuelle avec un taux de 0.71 % qui reflète un gain de 849 405 kWh. Cette quantité d'énergie représente la consommation annuelle d'environ de 200 foyers, d'une consommation spécifique de 4500 kWh/an/foyers

4-14 Conclusion

L'analyse des pertes techniques au niveau d'une unité de distribution nécessite une connaissance préalable des paramètres constituant ces réseaux afin de déterminer leurs influences sur l'évolutions des pertes (Qualité du conducteurs, vétuste du matériel,..etc).

Dans ce chapitre, on a fait ressortir la part du chaque partie du réseau de distribution sur les pertes techniques globale enregistré au niveau de la direction de distribution d'EL-Oued durant les année 2015-2017, ensuite on a proposé les facteurs d'améliorations sur les postes sources, transformateurs HTA/BT et les réseaux BT.

Ce chapitre a été finalisé par exemple d'application des certaines facteurs d'améliorations (Normalisation de la section du conducteurs en 93,3 mm² et reconfiguration des départs HTA).

Conclusion générale

La réduction des pertes techniques associées au transport et à la distribution de l'électricité représente une source d'économie financière importante, quelque que soit le pays concerné, mais en particulier les pays en développement. Par ailleurs, le réseau électrique doit faire face à des impératifs incontournables, eu égard aux nouveaux enjeux énergétiques : augmentation de la demande en électricité des consommateurs, évolution du modèle de production, et aussi besoin de renouvellement du dispositif électrique et de son réseau. L'inscription du contrôle des pertes techniques dans ces développements est donc indispensable.

L'analyse des pertes techniques PT et non techniques PNT dans une unité de distribution doit passer initialement par la connaissance des paramètres et données des ouvrages en service, tels que la taille des réseaux HTA et BT, le nombre des transformateurs HTA/BT en service et la courbe de charge identifiant le comportement des consommateurs, notamment en période de la pointe été et hiver.

Actuellement, il n'y a pas des méthodes précis pour le calcul des pertes techniques, car le calcul est basé sur des données de la responsabilité des pointes et des hypothèses de calcul liées aux caractéristiques variés des réseaux de distribution dépendant des départs HTA, poste de distribution publique, départs BT...etc.

Dans ce travail, on a pris comme étude cas, la direction de distribution d'El-Oued qui gère un réseau de distribution long et en évolution de jour à jour. Ce réseau est alimenté par 08 postes sources et 82 départs HTA, avec des longueurs de réseaux HTA et BT de 3761 km et 3492 respectivement et 3462 transformateurs HTA/BT en service.

Les taux de pertes techniques affichés pour la plus parts des départs HTA sont important et nécessite des plans d'actions pour l'amélioration par l'utilisation des certains facteurs d'améliorations. Qui nécessite un investissement lourd et couteux.

Les pertes non techniques peuvent être combattues et réduites par des moyens concrets et organisés. Dans le contexte actuel de rareté de financement, une telle démarche peut faire partie des stratégies de gestion des systèmes électriques, afin d'optimiser cette gestion et améliorer la fiabilité des données d'exploitation, pour une meilleure planification de l'offre et la demande.

Toutefois, aucun scénario envisagé pour la réduction des pertes techniques dans les réseaux ne permet une annulation totale de celles-ci. La prévision à long terme des pertes techniques est donc importante pour pouvoir planifier l'achat compensatoire de ces pertes.

En perspective, nous suggérons une continuité dans les domaines suivants :

- Analyse des pertes fer des transformateurs pour l'amélioration des pertes techniques de distribution.
- Amélioration des pertes techniques de distribution par l'optimisation et le contrôle de l'énergie réactive.
- Impact de l'intégration des compteurs intelligents pour la réduction des pertes non techniques PNT

Références bibliographiques

- [01] Arrêté du 4 Rabie Ethani 1438 correspondant au 3 janvier 2017 fixant les spécifications et procédures techniques de conception et réalisation des ouvrages de distribution de l'électricité.
- [02] Donath HARERIMANA." Optimisation du réseau électrique pour réduire les pertes techniques du réseau électriques RWANDAIS". Master spécialisé en génie électrique, Energétique et Energies Renouvelables, Institut International de l'Eau et de l'Environnement de Ouagadougou en République du Burkina Faso, Mars 2013, 55 pages
- [03] Egor GLADKIKH. " Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution de l'énergie électrique". Doctorat en Génie Électrique. Université Grenoble Alpes, Juin 2015, 158 pages
- [04] Guide technique de SONELGAZ. " Partie A: Options fondamentales"
- [05] Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF). "Les pertes techniques dans les réseaux de transport et de distribution de l'électricité". Les fiches techniques PRISME (Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie) n° 08, Février 2012
- [06] Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF). "Le contrôle des pertes non techniques d'électricité". Les fiches techniques PRISME (Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie) n° 08, Février 2012
- [07] J.L. Lilien. "Transport Et Distribution De L'energie Electrique'', Cours Donné A L'institut D'électricité Montefiore Université De Liège. 2006
- [08] Jorry, M Mwenechanya. "Pertes Dans Les Reseaux Electriques ''', Atelier Des Autorités De Régulation Erera/Wagpa 24 – 26 Avril 2012, Lome, Togo.
- [09] Johannes Wilhelmus Fourie. "A strategy for the management of energy losses in a local electricity distribution network''. Master of Engineering (Electrical Engineering). Faculty of Engineering, the Built Environment and Information Technology: University of PRETORIA, October 2004, 119 pages.
- [10] Johannes Wilhelmus Fourie, October 2004. "Best Practices in distribution loss reduction". the Built Environment and Information Technology: University of Pretoria. 119 pages.
- [11] Kamilia, Youcef Mohamed (2004). "Losses In Electrical Energy". Egypte. Dar El Djamiaine, 2004. 424 pages.
- [12] KETFI Nadhir. " Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie disperse". Doctorat en Réseaux Électriques. Faculté de la Technologie: Université de Batna, Décembre 2004, 155 pages

- [13] MOULAY Azzeddine. "Système d'aide à la décision pour la détection offline des cas de fraudes sur le réseau Sonelgaz". Magister Génie Electrique et Electrotechnique, option : Mécatronique. Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie: Université M'hamed Bougara Boumerdes, 2012, 84 pages
- [14] Rimantas Deksnys, Robertas Staniulis, Andrius Šablinskas. "Generalized calculation methodology of technical electric power losses in distribution network". 15 th PSCC, Kaunas University of Technology, Lithuania, , Liege, 22-26 August 2005
- [15] Rapport d'activité 2014 de la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz)
- [16] Rapport d'Activités 2014 du Groupe Sonelgaz
- [17] Revue CREDEG (Centre de Recherche et Développement de l'Electricité et du Gaz) n° 10 Juillet 2017.
- [18] Revue d'Arab Union of Electricity. "Bulletin de statistique 2014", n°23/2014
- [19] Revue d'Arab Union of Electricity n°25, mai 2017.
- [20] Sameer S. Mustafa, Mohammed H. Yasen, Hussein H. Abdullah, Hadi K. Hazaa. "Evaluation of Electric Energy Losses in Kirkuk Distribution Electric System Area". Iraq Journal Electrical and Electronic Engineering, 2011, Vol.7 No.2
- [21] Working Group on Losses Reduction. "Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks". Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED), Final report 20/11/2017, site web: www.cired.net
- [22] Xavier MOREAU. "Cinq approches pratiques pour réduire les pertes sur les réseaux de distribution électrique". Schneider Electric, 20 mai 2015
- [23] Xiaoming Feng, William Peterson, Fang Yang, Gamini M. Wickramasekara, John Finney. "Gestion des réseaux électriques". Revue ABB, 3/2009

Sites Web :

- www.Sonelgaz.dz
- www.Credeg.dz
- www.Creg.gov.dz
- www.banquemonddiale.org
- www.electro-industries.com
- www.grte.dz
- www.rte.fr

Annexes

Annexe n ° 01

Les relevés des charges (courant en A) de la responsabilité de pointe été 2017, effectués les 11 et 12 Juillet 2017

Poste source 220/30 kV El Oued

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
CENTRE VILLE	68	67	72	86	92	103	121	138	144	145	137	128	116	101	106	112	110	92	106	100	97	84
Ville 03	72	68	71	78	83	95	114	135	139	143	143	133	122	105	107	116	115	116	115	109	103	89
HOPITAL	67	63	67	80	84	93	113	127	126	127	129	124	114	108	101	109	101	138	103	97	93	82
BOUHMID	61	63	70	72	78	84	91	114	112	117	110	103	91	78	78	85	90	145	91	85	79	75
HASSI KHALIFA	104	152	147	157	153	162	181	207	191	183	168	157	135	124	125	133	142	90	141	132	126	117
NADHOUR	88	84	85	94	97	98	126	155	161	162	160	150	134	118	120	130	134	104	136	128	118	105
08 MAI	70	63	66	80	84	90	105	120	127	128	125	119	104	86	90	101	109	117	116	107	99	83
KOUININE	56	53	53	55	57	65	86	110	115	117	119	110	94	84	88	98	94	109	88	83	78	67
VILLE 2	74	69	66	65	70	81	109	139	151	153	151	143	118	100	104	112	119	123	123	115	112	98
VILLE 1	52	46	45	44	48	56	77	97	105	106	103	100	82	71	72	81	85	86	86	81	77	69
Oued ALLENDIA	79	115	123	129	138	159	191	210	209	216	189	171	145	122	115	120	118	108	104	98	94	89
CHOTT	84	91	106	126	135	144	165	169	151	153	156	150	138	127	117	121	120	125	123	118	113	102
VILLE 05	57	50	48	48	50	61	84	107	113	117	117	107	91	77	77	86	92	94	92	84	78	70
RITANE PALACE	68	75	76	71	78	99	132	149	152	152	145	32	110	94	91	96	96	91	92	88	83	74
BAYADA	81	77	75	86	92	103	124	151	159	160	151	145	129	112	111	120	120	123	125	119	117	101
EL-OGLA	82	108	114	122	131	154	183	192	193	195	171	151	123	101	94	92	97	92	87	84	84	87
VILLE 4	37	34	34	35	36	41	54	67	70	74	73	69	57	49	52	58	61	60	58	56	53	47
ZONE ACT	67	71	70	90	89	98	91	72	72	70	69	57	48	42	50	59	75	80	74	71	75	73

Poste source 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ALI DERBAL	13	14	15	15	16	18	21	23	23	24	23	22	20	18	17	16	17	15	13	13	13	14
AOUACHIR	42	43	44	48	58	72	97	117	123	128	126	109	92	79	77	79	75	72	69	62	62	52
EL QUDS	22	24	24	23	26	31	42	55	58	60	60	56	48	40	39	44	44	43	41	38	34	29
BIR LEGDAMSI	55	57	56	63	72	86	114	137	144	149	146	132	109	97	94	105	103	96	91	85	74	71
ESSALAM	46	47	45	49	58	74	109	132	149	153	150	133	109	94	92	106	101	99	97	88	76	68
IZDIHAR	25	27	28	31	32	34	35	38	38	30	30	26	25	23	22	24	29	30	30	28	28	25
ARAER	14	15	16	16	15	15	13	12	12	12	12	11	12	11	10	8	11	13	13	12	12	14
ENNASSIM	30	31	31	33	38	47	66	82	87	91	91	84	69	58	59	66	66	62	59	56	56	48
SAHANE	40	40	40	39	43	51	75	96	105	107	109	103	82	72	68	76	78	79	78	70	65	59
OUM SELMA	64	65	62	64	68	76	98	123	133	134	136	131	112	97	99	106	110	111	108	99	92	87
RIMEL	46	48	49	54	62	69	83	94	97	111	107	100	90	82	81	83	84	85	85	77	82	67
19 Mars	41	43	46	57	60	66	75	90	96	99	96	77	69	60	60	63	68	69	69	64	62	54
OUAZITEN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	4	4	3	3	2	2	2	2

Poste source 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
BAGHAZLIA	66	65	64	69	78	90	121	147	148	150	151	134	116	96	84	98	94	88	84	82	78	74
KHOBNA	65	66	67	69	73	85	93	119	125	128	129	119	105	84	84	85	81	78	75	70	69	68
SOUALAH	23	24	25	26	26	25	22	19	19	19	19	19	18	17	16	15	17	17	17	17	18	21
GEUDDACHI	58	58	59	60	56	54	50	47	47	47	46	43	45	42	39	38	39	42	42	42	43	47
LIZERG	74	77	85	92	96	103	123	137	142	141	138	121	104	85	80	84	85	86	81	78	75	75
NAKHLA	25	25	27	31	34	44	65	79	82	85	84	73	64	48	47	48	44	40	37	33	32	28
AGUILA	62	63	67	71	75	89	112	124	127	129	132	117	106	79	72	70	63	60	58	56	54	59

Poste source 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
T.LARBI	80	81	82	82	82	86	94	95	97	97	97	90	85	87	85	81	80	80	80	80	80	79
HOBBA	103	121	126	131	133	141	151	160	158	153	150	130	107	95	88	89	95	99	98	95	98	107
REGUIBA	115	129	135	146	152	169	184	192	195	204	202	184	159	144	131	135	129	133	125	125	118	126
ARFDJI	81	87	96	99	109	127	167	190	193	201	200	174	149	127	117	126	120	109	105	101	98	93
AEROPORT	130	143	151	157	161	178	204	220	225	226	223	199	165	101	135	139	138	133	128	126	124	140
TAGHZOUT	49	47	53	61	66	83	102	119	126	128	130	118	112	100	98	98	92	85	78	72	69	60
OURMES	78	78	83	90	97	114	143	174	181	186	185	165	143	123	118	127	129	122	116	110	104	93
TRIFAUI	135	146	152	159	139	153	177	192	194	196	191	175	142	125	115	113	126	134	132	130	129	122
H,A,K	88	92	92	92	104	119	166	202	214	217	217	202	178	145	133	140	133	132	130	120	116	100
DEBILA	99	108	118	126	135	152	178	198	203	202	202	182	158	134	130	136	135	130	125	120	115	103
HAMAISSE	90	104	111	118	136	160	197	217	218	216	216	195	165	138	132	139	135	127	119	110	105	96
S,AOUN	90	94	101	110	128	168	214	240	244	247	248	220	182	152	150	155	144	131	121	112	107	96
MAGRANE	81	79	88	100	113	137	181	205	217	222	225	198	159	136	133	141	133	123	113	105	102	88
O,MALEH	83	83	84	83	84	84	84	87	85	85	85	80	81	82	80	82	82	82	81	81	82	82

Poste source 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
OURMES	15	19	19	22	23	24	28	29	29	28	28	26	20	20	18	19	19	18	18	15	16	15
ARFDJI	50	57	60	63	62	60	59	57	56	53	42	46	43	39	34	33	38	39	39	40	40	47
TAGHZOUT	2	2	2	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
BAGOUZA	70	73	73	71	69	63	60	58	58	54	52	45	39	37	34	33	44	51	51	41	43	63
DOUIRA	45	47	49	48	51	56	64	71	72	69	69	65	58	51	49	49	49	48	47	46	46	45
HADHOUDI	53	58	59	61	62	57	57	57	57	53	42	47	42	39	35	34	44	45	45	44	44	47

Poste source 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
SAHEN BERY	87	89	93	102	107	116	120	121	116	107	101	89	81	81	81	85	80	76	73	72	77	75
T/LARBI	25	25	28	35	39	51	54	56	57	51	48	39	35	39	42	40	37	36	36	36	32	31
SBAIS	4	4	4	5	4	4	4	5	6	6	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
DOUILLETTE	39	39	39	39	41	43	43	43	41	41	42	37	36	31	32	31	34	31	29	28	31	30
D/ELMA	34	35	35	38	37	43	53	56	57	57	57	44	38	34	36	36	32	31	28	27	25	30
BOUGESSISSA	126	126	126	144	146	154	171	176	166	165	164	126	108	105	106	106	111	105	102	102	99	97

Poste source 220/30 kV El Berd

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
S / KHELIL	75	76	74	75	75	78	90	103	107	108	107	90	77	66	69	77	95	95	92	90	67	80
MEGHAIER	84	76	72	68	69	75	97	123	132	135	133	117	95	79	93	109	117	116	111	105	100	86
MESSAKA	51	46	43	45	46	50	69	89	90	92	91	82	69	85	60	72	77	76	71	64	61	52
BARKADJIA	33	41	43	44	45	43	39	36	34	34	33	23	19	19	18	18	29	31	30	30	31	37
DJAMAA OUEST	91	88	90	101	102	107	118	128	151	152	151	138	119	103	113	120	123	119	114	110	108	90
TINDLA	63	59	56	57	57	61	75	81	102	103	102	94	74	60	64	74	82	81	77	75	73	65
MERRARA	39	39	39	40	42	48	62	79	82	84	81	72	57	47	51	59	61	57	54	51	48	42
S/AMRANE	61	57	58	57	93	60	90	119	128	129	130	119	97	78	80	90	97	88	81	73	72	63
DJAMAA V,	87	79	76	73	74	78	101	142	158	160	163	146	120	98	108	121	128	127	123	114	108	93
MAZER	37	33	32	29	30	31	41	58	63	63	65	55	42	34	38	43	48	47	45	42	41	37
TEGDIDINE	71	68	66	63	65	66	75	90	96	96	142	73	59	50	52	61	84	83	79	76	75	72
CHOUCHA	102	87	83	73	85	88	114	151	148	142	142	125	98	82	91	105	117	136	138	127	126	93

Poste source 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ZONZ ACTIVITE	50	50	45	40	40	50	50	75	80	80	75	75	60	60	65	70	65	65	62	60	58	55
MEGHAIER	120	110	105	105	110	110	120	150	160	160	150	150	130	130	140	145	150	149	149	140	132	130
STILL	80	93	60	70	60	90	85	130	130	145	125	115	110	95	110	135	130	111	104	85	90	70
OUM THIOUR	150	145	150	135	130	150	170	200	210	210	200	190	150	160	185	200	195	185	185	175	170	155

Annexe n ° 02

Les relevés des charges (courant en A) de la responsabilité de pointe hiver 2017, effectués les 19 et 20 Décembre 2017

Poste source 220/30 kV El Oued

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
CENTRE VILLE	39	45	45	53	52	50	48	49	50	52	48	45	55	56	56	57	53	47	42	36	36	39
Ville 03	41	47	44	49	47	45	44	43	44	45	44	43	53	57	57	54	53	46	42	37	37	41
HOPITAL	48	54	53	58	56	55	53	52	53	53	55	54	63	64	64	66	63	54	50	43	43	48
BOUHMID	39	46	54	56	54	51	51	48	49	52	48	51	60	60	60	61	51	46	41	34	34	38
HASSI KHALIFA	75	87	142	152	149	143	142	129	128	125	115	105	102	96	96	97	95	87	71	65	66	74
NADHOUR	53	61	60	68	66	62	64	63	60	63	61	63	70	72	72	71	72	61	57	50	49	54
08 MAI	43	55	56	58	56	55	54	52	53	55	54	53	67	67	66	66	60	51	46	40	39	43
KOUININE	45	57	52	51	48	46	42	43	43	46	45	42	60	60	61	61	57	50	45	39	39	45
VILLE 2	38	47	47	45	43	42	39	43	45	42	46	45	52	57	57	55	51	43	39	37	38	38
VILLE 1	27	33	34	31	28	27	28	29	30	28	28	29	36	39	42	40	36	32	28	24	25	27
OUED ALLEDA	85	127	132	128	120	112	109	107	103	88	86	82	100	101	102	98	87	77	70	66	67	79
CHOTT	34	35	41	51	51	50	46	52	51	45	45	43	41	47	47	45	42	37	34	29	29	30
VILLE 05	33	43	40	41	36	33	33	33	34	34	33	33	45	47	47	45	42	35	29	27	29	33
UNIVE	5	8	10	13	13	13	13	13	13	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	7	5
LPP	8	11	14	16	16	16	14	14	14	14	11	11	14	17	17	14	14	12	12	9	8	6
BAYADA	33	41	40	51	46	50	46	44	50	48	42	40	47	51	49	48	44	39	35	32	33	33
EL-OGLA	94	122	134	137	127	120	117	112	112	109	105	93	112	112	111	106	94	82	75	74	75	78
VILLE 4	20	25	23	23	21	20	21	22	22	22	22	21	27	30	30	29	26	24	22	20	19	21
ZONE ACT	59	55	62	63	76	74	72	61	59	59	56	37	45	46	47	48	55	53	52	51	52	51

Poste source 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ALI DERBAL	14	17	16	16	15	14	12	14	15	15	15	15	17	18	17	17	15	15	12	10	10	11
AOUACHIR	59	69	61	60	56	47	46	47	50	55	55	56	72	73	71	68	62	58	50	37	37	43
EL QUDS	12	15	15	15	14	13	13	14	13	14	14	13	18	17	17	18	16	16	13	9	9	11
BIR LEGDAMSI	65	70	71	68	63	57	52	55	56	59	57	57	75	75	73	79	64	61	54	39	38	48
ESSALAM	63	69	65	59	54	47	46	51	52	55	56	53	75	74	73	72	67	66	55	38	38	48
IZDIHAR	35	36	32	31	32	32	30	29	25	18	16	13	18	18	19	19	24	24	21	21	21	32
ARAER	10	11	16	14	15	15	15	14	14	14	12	7	6	5	6	6	6	6	7	8	8	8
ENNASSIM	28	29	28	27	27	24	22	23	23	24	25	27	35	36	36	36	33	33	27	19	19	22
SAHANE	25	27	29	27	25	24	21	23	25	24	25	28	34	36	37	37	35	35	30	22	21	22
OUM SELMA	42	42	44	43	40	38	37	39	39	41	41	43	51	53	55	57	55	54	47	37	37	39
RIMEL	37	42	42	45	47	44	42	42	43	43	44	43	52	52	53	53	48	47	45	33	34	36
19 MARS	12	14	12	12	11	11	10	11	12	12	12	12	16	17	17	17	15	14	15	12	12	12
G/ROUTIERE	18	18	23	25	24	25	21	22	22	24	21	17	21	21	21	21	21	21	19	16	16	16
CITE AADL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OUAZITEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Poste source 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
BAGHAZLIA	46	57	58	53	47	44	41	42	44	46	45	47	61	62	65	61	53	40	35	32	31	38
KHOBNA	71	87	89	83	76	66	63	64	65	68	68	65	86	90	88	85	74	62	51	48	48	58
SOUALAH	20	20	19	21	21	22	21	21	19	15	13	9	9	6	7	8	11	13	13	13	13	13
GUEDDACHI	36	35	35	36	37	26	27	26	27	27	27	23	23	22	22	25	27	27	28	30	31	33
LIZERG	96	106	109	110	105	95	89	83	91	89	79	69	84	84	85	85	84	72	66	63	61	69
NAKHLA	52	61	63	54	48	42	37	39	42	44	47	49	66	65	66	63	53	42	36	33	35	42
AGUILA	49	55	61	57	53	47	45	45	44	47	49	45	48	49	51	50	43	36	34	33	35	41

Poste source 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
T.LARBI	87	93	97	94	91	89	89	91	92	93	93	94	94	94	95	93	91	90	90	90	90	92
HOBBA	106	127	135	135	126	122	117	109	105	111	101	76	84	84	85	92	91	88	90	90	93	111
REGUIBA	184	218	215	208	192	184	169	159	161	173	163	156	192	196	192	177	151	133	128	125	126	151
ARFDJI	139	176	180	168	162	0	34	33	34	36	33	38	44	43	42	37	37	30	33	33	31	41
AEROPORT	57	60	57	55	50	136	131	124	120	121	114	104	129	129	129	122	117	104	102	109	109	137
TAGHZOUT	65	85	73	64	58	57	53	55	57	59	59	61	86	87	87	77	64	57	56	56	51	67
OURMES	83	102	97	91	84	81	73	73	74	80	75	71	95	97	95	92	83	71	70	69	67	95
TRIFAUI	60	61	74	80	79	78	71	66	61	53	42	29	27	29	39	44	46	50	53	54	52	55
H,A,K	116	136	129	116	103	97	96	101	106	114	110	132	138	135	138	135	118	96	91	92	94	126
DEBILA	178	193	180	180	161	151	144	149	153	147	139	146	165	165	164	164	155	143	126	119	124	144
HAMAISSE	145	187	194	169	150	136	133	134	144	151	138	162	182	187	187	182	158	126	119	116	117	158
S,AOUN	174	164	142	123	112	103	107	114	120	116	137	164	165	166	153	128	106	100	96	98	97	140
MAGRANE	141	180	153	135	121	111	106	112	119	121	118	131	159	159	156	146	126	110	100	97	101	137
O,MALEH	97	98	90	86	85	84	85	83	83	82	81	82	83	84	84	82	82	84	84	85	86	86

Poste source 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
OURMES	30	35	34	35	34	33	30	30	29	31	30	30	30	27	30	31	31	29	26	24	25	28
ARFDJI	41	43	49	61	54	51	51	56	44	43	41	34	28	27	27	27	31	32	34	36	38	39
TAGHZOUT	48	51	56	62	66	65	59	54	49	47	42	30	22	21	22	25	29	31	35	38	42	45
BAGOUZA	40	48	51	50	52	54	54	52	49	47	47	43	36	34	34	38	40	39	40	42	44	43
DOUIRA	60	72	65	62	54	51	50	50	52	54	57	51	65	67	69	65	62	53	49	48	49	58
HADHOUDI	19	20	21	21	22	22	21	21	21	21	20	18	19	18	20	21	21	19	20	19	20	21

Poste source 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
SAHEN BERY	66	68	70	71	74	76	74	73	73	72	67	58	59	61	61	58	57	56	55	57	58	65
T/LARBI	14	14	12	12	29	26	27	28	29	29	29	33	42	43	43	42	35	29	27	28	29	32
SBAIS	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	3	3	3
DOULETTE	50	54	57	60	62	72	77	78	80	84	88	66	59	52	28	39	48	48	45	44	44	48
D/ELMA	40	39	39	34	34	30	27	28	29	28	28	42	43	42	42	39	31	27	27	25	26	34
BOUGESSISSA	130	131	129	133	137	131	125	126	127	123	114	90	91	91	92	90	88	84	81	79	81	96

Poste source 220/30 kV El Berd

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
S / KHELIL	51	56	63	65	65	63	60	60	59	60	62	54	60	66	67	64	58	54	42	42	42	49
MEGHAIER	48	55	60	56	51	46	47	55	54	56	56	55	68	72	73	71	65	55	38	38	38	46
MESSAKA	29	32	35	35	33	31	33	34	32	30	29	30	31	33	35	30	26	26	24	24	24	28
BARKADJIA	32	32	34	48	50	52	54	50	49	47	45	27	23	23	23	28	31	34	34	34	34	33
DJAMAA OUEST	64	68	69	71	68	66	63	64	62	60	62	54	70	76	77	76	68	61	52	52	51	63
TINDLA	43	50	61	54	52	45	46	51	49	50	52	44	49	56	59	59	52	45	33	33	33	42
MERRARA	30	35	38	35	33	35	30	33	32	33	34	33	45	48	50	48	43	39	25	25	26	29
S/AMRANE	52	63	65	59	53	48	46	51	51	53	56	52	66	72	80	79	70	55	38	38	38	51
DJAMAA V,	54	62	61	57	53	49	48	53	52	55	57	58	67	73	79	78	72	63	49	49	48	53
MAZER	28	35	36	29	27	24	24	27	28	28	30	32	37	39	41	45	39	29	21	21	21	27
TEGDIDINE	55	60	66	63	61	58	59	58	57	59	58	41	48	52	54	63	63	58	47	47	47	54
CHOUCHA	81	89	100	88	73	62	59	87	88	89	89	86	94	97	95	86	96	88	75	68	68	80

Poste source 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ZONZ ACTIVITE	35	40	45	32	32	32	50	50	45	40	40	41	58	60	60	58	42	32	30	22	23	30
MEGHAIER	85	92	110	90	90	90	95	95	95	95	95	101	112	118	115	110	98	80	80	71	71	80
STILL	88	83	97	93	93	93	90	90	95	100	100	79	90	98	91	87	60	73	52	62	61	70
OUM THIOUR	42	45	48	45	45	45	45	45	45	45	45	50	60	64	64	60	50	40	38	35	35	40

Annexe n ° 03

Les relevés des charges (courant en A) de la responsabilité de pointe été 2016, effectués les 09 et 10 Aout 2016

Poste source 220/30 kV El Oued

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
CENTRE VILLE	54	52	56	73	79	85	96	112	118	119	113	107	93	81	88	90	88	84	77	70	67	59
Ville 03	57	54	58	67	70	75	87	105	114	113	113	107	93	77	82	87	88	86	83	75	72	62
HOPITAL	72	66	71	82	87	93	108	130	142	146	146	138	120	103	102	107	109	105	102	91	90	76
BOUHMID	47	46	46	50	52	57	67	88	99	105	102	94	77	65	72	79	81	78	74	91	65	52
HASSI KHALIFA	100	103	109	123	123	128	132	149	154	158	159	141	108	96	100	100	121	121	117	110	104	106
NADHOUR	59	60	60	68	73	87	105	130	142	144	140	131	114	98	106	114	116	116	112	104	95	84
08 MAI	50	48	48	55	58	59	70	84	89	91	90	82	70	57	66	73	79	81	78	71	63	52
KOUININE	47	46	46	46	49	55	65	88	100	96	98	91	76	63	73	77	75	71	67	59	59	43
VILLE 2	58	55	53	55	59	66	78	109	122	127	126	115	93	77	84	92	93	90	87	73	72	62
VILLE 1	46	44	41	43	45	50	61	84	95	98	98	90	74	63	69	70	74	73	70	60	58	49
OUED ALLENDIA	77	90	97	104	111	115	137	164	172	176	169	143	117	102	103	99	98	91	88	78	76	86
ROBBAH	118	110	128	158	165	158	180	205	200	199	201	184	165	139	139	150	156	150	144	123	117	106
CHOTT	79	74	96	120	128	114	123	126	107	104	105	101	95	89	83	85	85	82	82	72	64	64
VILLE 05	41	39	36	39	39	41	57	83	93	96	96	88	66	65	59	67	72	70	65	56	43	43
RITANE PALACE	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3
BAYADA	56	54	61	70	75	80	83	105	111	110	108	92	83	75	77	76	78	77	78	67	64	60
EL-OGLA	79	93	105	113	117	122	140	162	165	169	160	130	104	94	93	91	89	83	82	75	76	87
VILLE 4	26	25	25	28	29	28	35	47	51	53	54	49	40	34	37	38	40	39	39	71	32	27
ZONE ACT	43	44	48	58	68	67	72	73	73	78	74	68	57	58	62	58	58	60	46	59	38	58

Poste source 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ALI DERBAL	12	12	13	13	13	15	18	21	21	21	21	19	17	14	15	15	15	12	10	9	9	10
AOUACHIR	37	38	40	42	45	53	77	96	103	107	105	87	70	58	59	62	58	52	48	42	41	41
EL QUDS	20	19	19	20	21	23	34	46	49	51	49	45	38	29	29	30	32	31	29	25	24	22
BIR LEGDAMSI	52	53	52	54	60	69	90	112	119	125	125	105	86	71	79	83	78	72	68	57	60	56
ESSALAM	43	41	41	45	47	60	85	105	120	128	124	104	83	68	75	79	75	71	65	58	55	51
IZDIHAR	24	23	27	29	62	69	83	91	102	107	102	90	76	64	68	74	73	67	61	57	55	51
ARAER	9	9	9	10	9	9	8	8	8	7	7	7	7	6	4	4	5	6	6	6	6	6
ENNAASSIM	26	25	28	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAHANE	30	29	30	31	34	42	52	68	77	79	78	70	54	47	49	51	50	48	46	41	39	36
OUM SELMA	64	63	61	62	67	72	94	119	136	139	139	131	105	92	100	104	105	100	96	84	80	76
RIMEL	56	54	52	61	71	77	89	99	112	114	112	105	95	85	88	85	86	86	83	74	70	65
19 Mars	36	34	38	48	50	54	56	67	75	75	70	60	54	47	48	50	52	51	51	45	45	40
OUAZITEN	2	2	3	3	3	4	3	3	3	2	2	2	3	2	3	3	4	3	3	2	2	3

Poste source 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
BAGHAZLIA	49	48	48	50	54	65	93	123	127	131	126	101	83	68	74	76	70	66	62	61	57	54
KHOBNA	45	45	48	50	53	63	83	106	111	112	108	77	71	63	64	63	61	55	53	52	50	50
SOUALAH	17	18	19	22	22	22	21	20	19	18	19	19	18	18	16	15	16	16	16	16	16	18
GEUDDACHI	38	43	46	45	17	45	43	42	42	42	41	40	30	32	29	28	29	31	31	30	29	35
LIZERG	63	65	73	77	78	84	99	114	116	118	115	101	81	72	74	76	75	73	69	68	66	66
NAKHLA	33	31	33	35	38	45	57	69	77	80	78	66	54	46	47	46	44	41	38	38	34	36
AGUILA	51	57	58	60	64	69	87	105	109	113	105	87	81	70	68	64	57	54	52	52	50	55

Poste source 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
T.LARBI	89	96	106	110	113	145	160	175	178	180	176	136	111	101	101	101	99	93	90	88	87	90
HOBBA	122	137	149	158	162	187	179	187	188	190	188	130	115	118	115	120	123	122	122	115	113	127
REGUIBA	98	102	110	127	129	164	183	209	216	218	218	193	162	135	145	152	141	131	127	121	111	111
ARFDJI	134	156	166	174	163	188	203	211	211	215	213	179	146	135	138	138	131	128	129	123	123	144
AEROPORT	92	94	93	107	119	142	165	184	193	196	187	161	132	115	121	126	127	119	116	107	103	94
TAGHZOUT	60	60	59	68	75	99	115	133	142	144	144	128	106	91	100	104	96	88	85	77	75	69
OURMES	58	61	65	66	71	94	107	125	128	128	129	109	87	73	81	85	83	79	77	74	70	68
TRIFAUI	79	91	94	97	99	107	114	124	125	124	122	107	89	81	77	76	84	86	86	83	79	83
H,A,K	74	77	78	82	87	107	127	165	171	172	173	161	130	107	109	109	106	109	102	97	93	80
DEBILA	95	102	114	122	127	152	167	187	192	193	194	166	137	118	128	130	132	125	121	111	111	105
HAMAISSE	88	101	109	118	130	171	191	215	220	212	213	179	141	118	127	132	126	115	109	98	110	95
S,AOUN	77	80	88	93	105	155	175	204	208	214	211	171	134	114	124	124	116	105	100	90	93	86
MAGRANE	76	77	85	94	102	142	163	187	196	200	202	171	126	105	116	121	112	100	92	89	87	82
O,MALEH	84	94	104	111	117	121	120	117	118	118	117	108	97	92	83	82	84	85	85	85	83	88

Poste source 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
OURMES	100	116	125	126	121	114	117	120	121	121	115	99	84	79	74	80	85	53	91	90	91	100
ARFDJI	53	63	73	75	75	72	71	71	67	67	65	61	56	54	52	51	53	53	54	54	53	55
DOUIRA	36	40	45	48	48	46	43	42	42	41	40	38	38	37	30	30	32	33	34	34	32	34
HADHOUDI	21	24	25	27	27	27	27	31	32	32	33	32	30	28	27	27	25	24	23	23	21	23

Poste source 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
SAHEN BERY	54	55	58	58	57	14	48	47	46	46	47	46	46	44	42	41	51	51	51	51	52	52
T/LARBI	20	21	23	20	21	28	35	39	41	43	44	42	36	28	28	29	28	28	27	24	23	23
SBAIS	4	4	4	5	4	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
DOULETTE	21	24	22	37	37	38	35	36	35	36	37	35	33	28	28	25	24	23	24	21	21	21
D/ELMA	22	21	21	30	29	20	38	42	43	44	45	43	37	30	28	24	23	22	22	20	20	19
BOUGESSISSA	64	76	65	68	71	73	80	81	84	85	86	86	84	71	68	51	51	50	51	47	47	47

Poste source 220/30 kV El Berd

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
S / KHELIL	65	65	68	70	69	71	81	93	93	93	93	83	66	62	67	79	85	83	81	73	64	66
MEGHAIER	70	70	68	65	65	73	93	115	117	119	118	103	83	76	91	101	103	100	95	67	69	70
MESSAKA	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARKADJIA	33	38	43	45	44	41	36	23	23	24	23	19	14	15	15	18	23	24	25	27	29	32
DJAMAA OUEST	85	81	83	94	95	96	111	138	140	144	143	129	111	100	104	112	113	110	102	80	84	86
MERRARA	36	34	34	35	36	42	63	80	80	80	79	69	55	47	53	58	57	55	51	30	33	37
TINDLA	57	54	52	53	54	58	72	92	93	94	95	85	67	57	61	73	75	72	68	52	55	59
S/AMRANE	67	67	66	65	68	73	95	126	127	128	129	108	90	70	77	94	95	89	78	66	67	68
DJAMAA V,	68	67	62	61	60	65	87	128	131	135	137	123	101	89	97	105	110	108	98	65	68	69
MAZER	38	37	33	32	33	35	45	65	66	62	60	52	40	35	36	45	46	45	44	38	39	40
TEGDIDINE	50	48	47	45	45	46	55	71	72	72	72	60	49	40	43	55	58	56	53	48	50	51
CHOUCHA	98	84	76	70	77	94	122	148	150	157	162	143	118	83	100	118	120	116	103	90	95	97

Poste source 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ZONZ ACTIVITE	60	60	55	55	55	55	60	73	80	79	79	75	68	65	65	68	70	68	65	60	60	55
MEGHAIER	150	150	135	135	135	140	160	190	200	205	205	195	174	166	168	178	184	180	178	170	160	150
STILL	55	55	50	50	50	60	80	122	130	126	126	95	58	51	44	90	104	80	82	70	70	60
OUM THIOUR	135	135	110	110	115	125	150	175	190	190	190	175	150	138	150	164	162	160	155	150	145	135

Annexe n ° 04

Les relevés des charges (courant en A) de la responsabilité de pointe hiver 2016, effectués les 27 et 28 Décembre 2016

Poste source 220/30 kV El Oued

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
CENTRE VILLE	54	52	56	73	79	85	96	112	118	119	113	107	93	81	88	90	88	84	77	70	67	59
Ville 03	57	54	58	67	70	75	87	105	114	113	113	107	93	77	82	87	88	86	83	75	72	62
HOPITAL	72	66	71	82	87	93	108	130	142	146	146	138	120	103	102	107	109	105	102	91	90	76
BOUHMID	47	46	46	50	52	57	67	88	99	105	102	94	77	65	72	79	81	78	74	91	65	52
HASSI KHALIFA	100	103	109	123	123	128	132	149	154	158	159	141	108	96	100	100	121	121	117	110	104	106
NADHOUR	59	60	60	68	73	87	105	130	142	144	140	131	114	98	106	114	116	116	112	104	95	84
08 MAI	50	48	48	55	58	59	70	84	89	91	90	82	70	57	66	73	79	81	78	71	63	52
KOUGININE	47	46	46	46	49	55	65	88	100	96	98	91	76	63	73	77	75	71	67	59	59	43
VILLE 2	58	55	53	55	59	66	78	109	122	127	126	115	93	77	84	92	93	90	87	73	72	62
VILLE 1	46	44	41	43	45	50	61	84	95	98	98	90	74	63	69	70	74	73	70	60	58	49
OUED ALLENDIA	77	90	97	104	111	115	137	164	172	176	169	143	117	102	103	99	98	91	88	78	76	86
ROBBAH	118	110	128	158	165	158	180	205	200	199	201	184	165	139	139	150	156	150	144	123	117	106
CHOTT	79	74	96	120	128	114	123	126	107	104	105	101	95	89	83	85	85	82	82	72	64	64
VILLE 05	41	39	36	39	39	41	57	83	93	96	96	88	66	65	59	67	72	70	65	56	43	43
RITANE PALACE	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3
BAYADA	56	54	61	70	75	80	83	105	111	110	108	92	83	75	77	76	78	77	78	67	64	60
EL-OGLA	79	93	105	113	117	122	140	162	165	169	160	130	104	94	93	91	89	83	82	75	76	87
VILLE 4	26	25	25	28	29	28	35	47	51	53	54	49	40	34	37	38	40	39	39	41	32	27
ZONE ACT	43	44	48	58	68	67	72	73	73	78	74	68	57	58	62	58	58	60	46	59	38	58

Poste source 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ALI DERBAL	12	12	13	13	13	15	18	21	21	21	21	19	17	14	15	15	15	12	10	9	9	10
AOUACHIR	37	38	40	42	45	53	77	96	103	107	105	87	70	58	59	62	58	52	48	42	41	41
EL QUDS	20	19	19	20	21	23	34	46	49	51	49	45	38	29	29	30	32	31	29	25	24	22
BIR LEGDAMSI	52	53	52	54	60	69	90	112	119	125	125	105	86	71	79	83	78	72	68	57	60	56
ESSALAM	43	41	41	45	47	60	85	105	120	128	124	104	83	68	75	79	75	71	65	58	55	51
IZDIHAR	24	23	27	29	62	69	83	91	102	107	102	90	76	64	68	74	73	67	61	57	55	51
ARAER	9	9	9	10	9	9	8	8	8	7	7	7	7	6	4	4	5	6	6	6	6	6
ENNASSIM	26	25	28	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAHANE	30	29	30	31	34	42	52	68	77	79	78	70	54	47	49	51	50	48	46	41	39	36
OUM SELMA	64	63	61	62	67	72	94	119	136	139	139	131	105	92	100	104	105	100	96	84	80	76
RIMEL	56	54	52	61	71	77	89	99	112	114	112	105	95	85	88	85	86	86	83	74	70	65
19 Mars	36	34	38	48	50	54	56	67	75	75	70	60	54	47	48	50	52	51	51	45	45	40
OUAZITEN	2	2	3	3	3	4	3	3	3	2	2	2	3	2	3	3	4	3	3	2	2	3

Poste source 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
BAGHAZLIA	49	48	48	50	54	65	93	123	127	131	126	101	83	68	74	76	70	66	62	61	57	54
KHOBNA	45	45	48	50	53	63	83	106	111	112	108	77	71	63	64	63	61	55	53	52	50	50
SOUALAH	17	18	19	22	22	22	21	20	19	18	19	19	18	18	16	15	16	16	16	16	16	18
GEUDDACHI	38	43	46	45	17	45	43	42	42	42	41	40	30	32	29	28	29	31	31	30	29	35
LIZERG	63	65	73	77	78	84	99	114	116	118	115	101	81	72	74	76	75	73	69	68	66	66
NAKHLA	33	31	33	35	38	45	57	69	77	80	78	66	54	46	47	46	44	41	38	38	34	36
AGUILA	51	57	58	60	64	69	87	105	109	113	105	87	81	70	68	64	57	54	52	52	50	55

Poste source 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
T.LARBI	89	96	106	110	113	145	160	175	178	180	176	136	111	101	101	101	99	93	90	88	87	90
HOBBA	122	137	149	158	162	187	179	187	188	190	188	130	115	118	115	120	123	122	122	115	113	127
REGUIBA	98	102	110	127	129	164	183	209	216	218	218	193	162	135	145	152	141	131	127	121	111	111
ARFDJI	134	156	166	174	163	188	203	211	211	215	213	179	146	135	138	138	131	128	129	123	123	144
AEROPORT	92	94	93	107	119	142	165	184	193	196	187	161	132	115	121	126	127	119	116	107	103	94
TAGHZOUT	60	60	59	68	75	99	115	133	142	144	144	128	106	91	100	104	96	88	85	77	75	69
OURMES	58	61	65	66	71	94	107	125	128	128	129	109	87	73	81	85	83	79	77	74	70	68
TRIFAOU	79	91	94	97	99	107	114	124	125	124	122	107	89	81	77	76	84	86	86	83	79	83
H,A,K	74	77	78	82	87	107	127	165	171	172	173	161	130	107	109	109	106	109	102	97	93	80
DEBILA	95	102	114	122	127	152	167	187	192	193	194	166	137	118	128	130	132	125	121	111	111	105
HAMAIS	88	101	109	118	130	171	191	215	220	212	213	179	141	118	127	132	126	115	109	98	110	95
S,AOUN	77	80	88	93	105	155	175	204	208	214	211	171	134	114	124	124	116	105	100	90	93	86
MAGRANE	76	77	85	94	102	142	163	187	196	200	202	171	126	105	116	121	112	100	92	89	87	82
O,MALEH	84	94	104	111	117	121	120	117	118	118	117	108	97	92	83	82	84	85	85	85	83	88

Poste source 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
OURMES	100	116	125	126	121	114	117	120	121	121	115	99	84	79	74	80	85	53	91	90	91	100
ARFDJI	53	63	73	75	75	72	71	71	67	67	65	61	56	54	52	51	53	53	54	54	53	55
TAGHZOUT	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
BAGOUZA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
DOUIRA	36	40	45	48	48	46	43	42	42	41	40	38	38	37	30	30	32	33	34	34	32	34
HADHOUDI	21	24	25	27	27	27	27	31	32	32	33	32	30	28	27	27	25	24	23	23	21	23

Poste source 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
SAHEN BERY	54	55	58	58	57	14	48	47	46	46	47	46	46	44	42	41	51	51	51	51	52	52
T/LARBI	20	21	23	20	21	28	35	39	41	43	44	42	36	28	28	29	28	28	27	24	23	23
SBAIS	4	4	4	5	4	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
DOUILLETTE	21	24	22	37	37	38	35	36	35	36	37	35	33	28	28	25	24	23	24	21	21	21
D/ELMA	22	21	21	30	29	20	38	42	43	44	45	43	37	30	28	24	23	22	22	20	20	19
BOUGESSISSA	64	76	65	68	71	73	80	81	84	85	86	86	84	71	68	51	51	50	51	47	47	47

Poste source 220/30 kV El Berd

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
S / KHELIL	65	65	68	70	69	71	81	93	93	93	93	83	66	62	67	79	85	83	81	73	64	66
MEGHAIER	70	70	68	65	65	73	93	115	117	119	118	103	83	76	91	101	103	100	95	67	69	70
MESSAKA	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARKADJIA	33	38	43	45	44	41	36	23	23	24	23	19	14	15	15	18	23	24	25	27	29	32
DJAMAA OUEST	85	81	83	94	95	96	111	138	140	144	143	129	111	100	104	112	113	110	102	80	84	86
TINDLA	36	34	34	35	36	42	63	80	80	80	79	69	55	47	53	58	57	55	51	30	33	37
MERRARA	57	54	52	53	54	58	72	92	93	94	95	85	67	57	61	73	75	72	68	52	55	59
S/AMRANE	67	67	66	65	68	73	95	126	127	128	129	108	90	70	77	94	95	89	78	66	67	68
DJAMAA V,	68	67	62	61	60	65	87	128	131	135	137	123	101	89	97	105	110	108	98	65	68	69
MAZER	38	37	33	32	33	35	45	65	66	62	60	52	40	35	36	45	46	45	44	38	39	40
TEGDIDINE	50	48	47	45	45	46	55	71	72	72	72	60	49	40	43	55	58	56	53	48	50	51
CHOUCHA	98	84	76	70	77	94	122	148	150	157	162	143	118	83	100	118	120	116	103	90	95	97

Poste source 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ZONZ ACTIVITE	60	60	55	55	55	55	60	73	80	79	79	75	68	65	65	68	70	68	65	60	60	55
MEGHAIER	150	150	135	135	135	140	160	190	200	205	205	195	174	166	168	178	184	180	178	170	160	150
STILL	55	50	50	50	60	80	122	130	126	126	95	58	51	44	90	104	80	82	70	70	60	55
OUM THIOUR	135	135	110	110	115	125	150	175	190	190	190	175	150	138	150	164	162	160	155	150	145	135

Annexe n ° 05

Les relevés des charges (courant en A) de la responsabilité de pointe été 2015, effectués les 28 et 29 Juillet 2015

Poste source 220/30 kV El Oued

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
CENTRE VILLE	88	83	86	99	106	118	134	147	152	150	137	137	119	109	109	117	116	114	110	102	97	87
Ville 03	86	80	80	83	88	94	119	130	134	136	134	127	115	103	102	108	110	111	108	100	95	83
HOPITAL	108	98	97	102	109	124	149	160	160	164	162	154	143	130	128	130	134	135	133	123	120	104
BOUHMID	140	131	122	126	130	151	178	102	105	104	109	104	83	78	79	88	91	93	89	85	82	70
HASSI KHALIFA	103	103	104	103	106	117	126	137	140	140	139	131	114	106	109	114	125	129	119	116	113	102
NADHOUR	17	16	16	21	21	23	26	165	176	168	165	155	140	128	134	140	152	154	153	140	136	117
08 MAI	123	114	109	117	126	136	148	126	130	129	127	110	99	86	92	100	114	117	115	110	105	93
KOUININE	69	65	61	59	64	76	94	112	116	116	117	110	97	84	86	90	90	92	88	85	80	62
VILLE 2	91	82	80	71	77	93	118	145	148	153	149	141	117	104	110	120	124	125	117	110	105	87
VILLE 1	69	62	58	54	59	69	87	106	111	114	113	106	88	78	82	88	93	95	92	89	82	68
Oued ALLENDIA	80	88	95	103	113	134	162	173	165	164	164	148	122	110	104	106	101	94	88	86	81	78
CHOTT	60	60	65	80	85	93	100	90	97	90	88	85	80	75	75	75	71	71	70	65	60	55
VILLE 05	60	53	46	48	52	65	75	100	105	105	110	100	80	75	76	83	81	82	80	76	70	59
RITANE PALACE	110	120	122	122	124	130	140	143	145	149	150	133	175	127	115	115	116	115	115	113	110	110
ROBBAH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAYADA	80	75	75	76	80	91	109	125	126	128	126	118	103	89	93	97	101	104	98	95	90	75
EL-OGLA	81	94	100	112	127	145	163	172	106	138	136	121	104	101	95	92	90	84	80	79	78	81
VILLE 4	40	36	36	33	35	39	48	57	59	62	59	57	48	46	47	50	52	51	50	48	45	38
ZONE ACT	146	156	160	173	165	163	157	146	145	143	139	127	123	123	115	111	118	132	121	121	121	140

Poste source 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ALI DERBAL	60	65	70	72	75	81	90	93	94	93	94	89	84	73	71	67	64	61	60	58	59	59
AOUACHIR	60	59	55	57	71	88	115	131	143	143	140	130	113	94	94	96	90	84	78	72	70	61
EL QUDS	15	14	15	14	15	18	22	26	27	26	28	27	24	19	18	19	20	21	20	19	17	15
BIR LEGDAMSI	71	65	62	63	73	88	111	128	136	139	138	127	115	97	100	102	97	96	92	87	82	72
ESSALAM	74	65	55	56	69	86	120	141	150	156	156	144	121	103	106	117	113	112	105	96	93	76
IZDIHAR	24	25	28	29	31	33	37	38	37	28	29	28	21	21	23	29	28	27	26	24	24	24
ARAER	11	12	12	12	12	12	12	13	12	12	11	11	10	11	11	8	9	9	10	10	10	11
ENNASSIM	38	34	34	33	39	49	62	76	81	93	82	80	67	57	58	62	60	58	54	50	49	39
SAHANE	59	53	48	47	53	62	80	97	101	105	108	105	90	77	76	80	82	82	77	72	70	60
OUM SELMA	97	91	79	76	80	91	113	140	143	147	150	147	134	115	114	122	125	125	120	112	109	97
RIMEL	88	82	78	81	91	100	113	128	135	136	140	131	124	102	113	113	111	113	109	102	100	88
19 Mars	45	46	47	57	59	64	73	84	86	89	86	71	64	57	55	58	60	61	59	56	54	45
OUAZITEN	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	1	1

Poste source 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
BAGHAZLIA	64	62	60	63	72	95	124	140	145	147	144	130	110	91	92	92	89	86	81	75	74	62
KHOBNA	53	51	52	56	62	74	91	100	104	105	104	99	83	72	69	64	62	60	59	54	54	52
SOUALAH	12	14	15	17	16	15	14	13	14	13	13	14	14	13	12	10	10	12	11	12	12	13
GEUDDACHI	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
LIZERG	72	77	78	78	82	91	103	111	111	116	116	102	88	77	77	78	76	75	70	68	66	69
NAKHLA	36	37	35	39	45	55	72	82	85	87	86	78	68	54	56	52	49	44	43	38	38	33
AGUILA	60	64	66	69	74	86	104	108	111	112	114	103	95	81	73	69	63	60	58	55	56	58

Poste source 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
T.LARBI	92	100	104	112	124	150	170	175	178	179	179	162	142	129	121	117	113	107	101	97	93	90
HOBBA	171	195	207	214	218	197	224	219	219	222	222	200	174	160	155	157	160	162	160	151	134	155
REGUIBA	115	112	121	125	140	161	189	208	212	217	218	198	178	157	150	157	150	142	138	125	125	112
ARFDJI	166	186	201	201	207	226	248	256	258	262	261	106	192	176	173	169	161	152	150	145	151	165
AEROPORT	92	100	104	112	124	150	170	175	178	179	179	162	142	129	121	117	113	107	101	97	93	90
TAGHZOUT	81	76	81	86	94	116	150	171	173	176	176	168	148	131	134	134	124	115	109	98	99	81
OURMES	82	80	84	84	90	111	136	149	150	152	153	144	124	106	98	107	107	102	98	90	89	80
TRIFAOU	96	104	107	107	111	118	126	137	134	135	135	123	110	100	101	98	107	111	109	103	101	103
H,A,K	109	109	103	103	111	135	176	208	211	212	218	203	184	154	146	148	145	147	134	123	121	103
DEBILA	126	131	138	143	153	178	207	230	229	235	234	206	181	158	162	162	164	159	149	138	134	123
HAMAIS	120	122	130	140	157	193	228	239	245	241	242	223	185	159	160	162	158	151	139	122	123	117
S,AOUN	108	105	110	119	142	177	216	226	231	234	232	215	185	163	166	170	161	147	137	124	124	106
MAGRANE	94	90	94	102	116	143	173	188	196	200	201	186	157	134	135	142	131	125	114	105	102	91
O,MALEH	84	88	90	94	95	96	95	94	93	92	92	91	88	86	84	83	83	83	84	85	85	84

Poste source 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
OURMES	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
ARFDJI	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
TAGHZOUT	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
BAGOUZA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
DOUIRA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
HADHOUDI	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

Poste source 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
SAHEN BERY	140	155	166	173	178	184	180	178	180	169	160	145	137	134	133	130	128	126	121	119	122	143
T/LARBI	20	22	26	25	31	39	42	48	49	50	47	46	37	34	33	30	28	24	21	20	19	21
SBAIS	19	22	25	28	28	29	31	30	31	32	31	29	25	24	23	22	20	18	18	17	18	21
DOULETTE	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
D/ELMA	27	30	35	38	39	40	36	30	48	48	40	39	33	32	36	29	29	27	25	22	22	26
BOUGESSISSA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

Poste source 220/30 kV El Berd

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
S / KHELIL	87	84	82	80	81	92	109	119	123	121	120	108	95	83	92	102	110	103	104	101	100	91
MEGHAIER	83	81	76	76	79	89	103	114	115	114	115	103	95	86	94	102	105	100	98	94	91	86
MESSAKA	4	5	5	4	4	4	4	4	4	3	3	1	1	1	1	2	4	4	4	4	4	3
BARKADJIA	24	31	34	34	34	34	26	26	26	24	24	21	20	16	15	13	23	22	21	21	21	27
DJAMAA OUEST	80	74	69	66	65	77	108	135	141	145	145	136	122	100	109	119	126	121	117	105	101	86
MERRARA	39	39	38	38	42	55	71	78	77	77	76	70	63	52	61	65	64	59	57	52	48	42
S/AMRANE	77	72	70	70	72	83	110	121	126	126	126	117	167	93	93	97	106	100	93	96	85	79
DJAMAA V,	94	90	92	95	94	110	131	136	150	153	151	133	126	110	120	123	125	121	117	112	105	96
MAZER	90	82	79	73	74	83	108	128	133	133	133	117	102	84	91	98	110	105	100	98	91	91
TINDLA	63	58	54	53	54	64	82	95	97	96	95	99	76	75	69	67	81	79	75	74	70	65
TEGDIDINE	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
CHOUCHA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

Poste source 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ZONZ ACTIVITE	72	69	69	65	64	65	79	88	85	89	85	82	80	76	75	80	80	79	76	73	71	71
MEGHAIER	152	149	148	135	135	141	162	180	180	181	181	179	170	160	160	170	171	167	165	156	155	155
STILL	73	63	54	60	62	68	109	132	133	126	125	124	88	72	95	100	109	112	92	78	78	71
OUM THIOUR	173	170	169	161	169	174	200	210	202	204	209	195	182	172	190	200	200	192	187	178	179	173

Annexe n ° 06

Les relevés des charges (courant en A) de la responsabilité de pointe hiver 2015, effectués les 19 et 20 Janvier 2016

Poste source 220/30 kV El Oued

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
CENTRE VILLE	2	7	7	6	51	49	46	48	48	47	46	41	48	54	54	52	50	45	40	35	36	38
Ville 03	67	79	84	91	45	43	43	42	43	42	42	41	48	52	52	54	47	43	41	36	36	38
HOPITAL	45	53	54	58	55	53	53	53	53	52	53	53	57	62	62	68	59	53	49	43	44	46
BOUHMID	51	64	84	89	86	82	81	80	74	73	69	64	67	71	72	71	59	58	52	47	47	55
HASSI KHALIFA	40	49	62	66	64	61	60	58	54	53	49	46	49	52	53	53	45	44	40	36	37	43
NADHOUR	52	65	67	66	68	66	65	66	61	63	60	58	65	73	74	76	69	63	57	50	52	57
08 MAI	59	75	73	65	88	90	77	84	81	80	76	62	71	81	84	87	87	78	67	60	56	58
KOUININE	32	52	52	51	48	44	44	45	44	44	47	45	49	60	61	61	56	52	45	40	40	46
VILLE 2	34	43	44	42	39	36	37	39	37	39	39	38	44	52	53	53	46	39	36	31	31	36
VILLE 1	28	34	35	34	30	29	28	28	29	28	29	29	33	39	40	42	37	32	29	25	25	28
OUED ALLENDIA	63	89	95	98	92	86	78	75	73	76	73	71	76	85	86	84	67	57	52	48	47	63
CHOTT	20	25	38	30	30	37	34	32	30	30	30	32	36	30	30	30	25	22	21	18	19	19
VILLE 05	25	32	45	30	35	40	25	27	26	27	26	27	28	35	38	39	35	28	25	23	23	25
RITANE PALACE	5	5	5	4	3	2	3	4	4	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	1	1	3
ROBBAH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAYADA	46	53	51	58	60	61	58	60	61	57	58	57	62	68	67	67	59	51	47	42	41	44
EL-OGLA	70	95	105	107	102	100	91	88	86	86	87	84	85	98	99	96	74	65	63	60	62	74
VILLE 4	19	19	19	18	17	17	17	18	18	17	17	18	21	23	24	25	22	20	19	17	16	17
ZONE ACT	55	54	47	66	60	68	63	67	71	69	41	38	34	34	35	36	39	37	30	27	39	55

Poste source 60/30 kV Bayadha

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ALI DERBAL	10	15	13	14	12	12	12	11	21	22	21	21	27	31	32	32	25	20	17	16	17	21
AOUACHIR	49	72	74	67	57	51	48	48	52	51	51	51	63	71	74	72	60	46	41	39	41	51
EL QUDS	9	11	12	13	11	10	10	11	11	11	12	11	11	13	14	13	11	9	8	7	7	9
BIR LEGDAMSI	51	70	69	64	57	56	51	52	53	53	54	53	59	64	67	67	58	46	40	39	42	55
ESSALAM	49	71	69	60	51	46	42	48	49	49	51	51	61	68	70	72	62	50	43	40	42	54
IZDIHAR	19	21	23	26	26	26	27	26	17	17	15	13	14	15	14	20	20	20	18	18	18	19
ARAER	4	4	5	6	8	8	8	9	9	9	7	7	4	3	3	3	3	4	4	4	4	4
ENASSIM	21	30	30	28	26	24	23	23	25	23	23	24	27	30	32	33	30	24	20	18	18	21
SAHANE	24	29	32	30	26	24	25	26	26	25	27	26	39	35	38	38	34	27	24	22	23	24
OUM SELMA	39	43	47	44	42	38	37	39	38	39	39	41	45	49	50	53	49	42	37	35	36	38
RIMEL	25	31	30	31	30	30	29	29	27	27	27	26	32	36	35	35	32	30	26	23	24	26
19 Mars	25	29	28	36	35	34	32	31	33	33	30	25	30	33	33	34	31	27	25	24	23	25
OUAZITEN	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2	1

Poste source 60/30 kV Nakhla

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
BAGHAZLIA	45	60	74	70	63	54	51	50	53	52	52	49	66	72	72	71	62	51	41	41	37	43
KHOBNA	45	63	72	68	60	55	52	50	41	42	42	44	51	57	57	56	48	38	33	31	30	35
SOUALAH	5	5	6	8	11	11	10	11	11	11	10	9	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5
GEUDDACHI	13	14	14	19	23	21	20	20	19	19	18	18	15	15	14	14	14	13	13	13	13	13
LIZERG	56	73	83	85	84	81	73	73	71	72	68	64	69	72	75	77	74	60	54	49	51	58
NAKHLA	28	43	49	42	37	35	30	30	30	29	31	33	41	48	48	49	49	42	33	28	26	26
AGUILA	39	53	63	65	58	51	48	48	47	49	50	53	60	60	60	58	52	40	36	38	39	42

Poste source 220/30 kV El Ameria

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
T.LARBI	96	114	123	116	107	101	96	95	97	101	100	101	105	114	118	115	106	96	89	86	87	95
HOBBA	151	179	195	205	201	197	190	180	171	169	158	142	140	150	146	148	144	142	142	138	143	156
REGUIBA	102	138	142	132	125	112	110	106	106	109	104	108	113	140	141	139	117	104	100	91	91	101
ARFDJI	143	183	185	195	190	182	169	161	160	158	145	138	139	160	159	148	133	123	122	120	124	142
AEROPORT	96	114	123	117	107	102	96	94	97	101	100	101	105	114	118	115	107	96	89	86	87	95
TAGHZOUT	100	131	121	108	97	91	88	92	91	92	92	94	120	132	133	133	113	99	92	87	86	101
OURMES	60	61	74	83	83	83	81	79	73	73	65	59	52	51	49	49	51	55	56	55	57	58
TRIFAOU	50	54	64	79	84	83	79	77	72	71	69	57	51	49	49	51	52	54	52	53	53	55
H,A,K	94	116	118	109	105	98	94	89	90	90	93	87	100	121	123	123	112	99	86	80	80	92
DEBILA	130	167	164	167	157	153	141	144	144	139	136	125	144	171	171	168	150	134	119	110	112	127
HAMAIS	100	128	141	136	120	114	108	107	110	107	100	99	118	145	147	147	124	108	94	85	86	97
S,AOUN	104	135	132	117	99	93	85	90	88	94	91	92	113	134	139	133	118	103	92	85	86	103
MAGRANE	100	141	143	125	113	105	95	97	89	102	102	102	116	140	145	140	122	98	86	81	82	99
O,MALEH	84	84	86	87	90	92	93	93	93	93	90	86	84	80	80	80	82	83	84	85	86	85

Poste source 60/30 kV Ourmes

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
OURMES	41	47	50	49	48	45	43	42	42	45	44	39	40	45	44	44	39	35	33	33	36	40
ARFDJI	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
TAGHZOUT	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
BAGOUZA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
DOUIRA	6	6	6	6	6	6	7	6	7	7	7	6	5	4	5	5	6	6	6	6	5	6
HADHOUDI	33	31	32	38	43	47	47	46	45	48	48	45	38	35	34	32	32	32	32	34	33	33

Poste source 60/30 kV Taleb Larbi

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
SAHEN BERY	40	45	62	65	65	66	67	69	70	63	56	41	44	45	44	40	33	32	32	32	32	37
T/LARBI	29	25	29	29	27	28	29	29	19	20	26	28	30	32	32	30	25	22	20	18	19	21
SBAIS	22	25	30	32	32	33	34	35	36	36	37	27	27	26	24	22	21	19	19	18	18	21
DOUILLETTE	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
D/ELMA	25	30	34	36	33	34	35	32	23	24	23	29	31	33	33	31	24	18	19	17	17	22
BOUGESSISSA	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

Poste source 220/30 kV El Berd

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
S / KHELIL	48	56	60	960	58	57	52	55	55	56	55	48	51	56	56	59	55	51	49	48	48	50
MEGHAIER	35	49	54	49	42	36	34	38	40	40	42	41	55	63	63	60	51	48	34	30	30	35
MESSAKA	1	1	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BARKADJIA	20	20	24	31	38	42	39	39	39	35	33	20	14	12	12	16	20	20	21	21	21	22
DJAMAA OUEST	47	61	55	53	48	42	42	44	43	42	47	44	65	73	76	76	66	60	50	44	44	47
TINDLA	37	47	51	48	42	35	36	41	42	42	41	37	44	51	54	54	44	37	32	30	30	35
MERRARA	26	33	32	31	27	23	22	24	24	22	23	24	36	41	42	41	34	28	24	22	22	24
S/AMRANE	33	45	44	40	33	28	29	30	29	30	34	32	43	52	55	55	45	38	30	27	27	31
DJAMAA V,	111	135	136	129	121	111	108	112	111	113	113	99	125	138	141	144	128	113	97	90	90	106
MAZER	37	45	42	38	35	33	33	33	33	33	34	29	33	38	39	42	35	31	28	27	27	34
TEGDIDINE	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
CHOUCHA	74	94	81	73	59	54	65	83	77	80	83	81	81	102	100	100	86	70	67	75	75	72

Poste source 220/30 kV M'ghaier

Départ HTA	06 h	07 h	08 h	09 h	10h	11h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	00 h	02 h	04 h	06 h
ZONZ ACTIVITE	20	30	30	30	30	30	25	28	28	25	28	28	30	30	40	38	32	27	20	19	19	20
MEGHAIER	48	70	70	70	60	60	53	58	55	55	55	58	70	85	88	85	72	58	49	45	42	45
STILL	77	90	100	95	85	65	82	84	79	82	77	76	55	25	82	82	66	56	51	57	59	55
OUM THIOUR	95	110	110	115	105	105	100	100	98	98	100	98	105	120	120	115	100	99	80	77	79	80

Annexe n ° 07

Caractéristiques électriques des transformateurs fabriqués par Electro-Industries à Azazga Tizi Ouzou

Les pertes à vide, les pertes en cours circuit, la tension relative de court-circuit et le courant à vide en % du courant nominal des transformateurs à une température de 75 °C.

Série 30 kV [Ref : www.electro-industries.com]

	Etanches à remplissage total (Hermétiques)								Respirants		
	Specifications Sonelgaz – 5 positions ($\pm 2 \times 2,5$ %)								Spécification E.I 5 positions ($\pm 2 \times 2,5$ %)		
Pn (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
P0 (W)	250	380	530	750	1050	1400	1640	1900	2150	2600	3200
Pcc W)	1450	2340	3330	4230	6210	8820	10800	13000	16400	19800	26000
Ucc (%)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	6	6	6	6	6	6
I0 (%)	6	4.4	3.9	3.5	3.2	2.9	1.5	1.7	1.5	1.2	1.2

Pn : Puissance assignée, Pcc : Pertes en court circuit à 75 ° C., Po : Pertes à vide ,

Ucc : Tension de court - circuit à 75 ° C Io : Courant à vide en % du courant nominal

Résumé :

Les pertes sur les réseaux électriques sont divisées en deux catégories : les pertes techniques et les pertes non-techniques. Les pertes techniques correspondent aux pertes sur les réseaux par effet Joule, par effet couronne, fuites, effet de peau, ainsi que les pertes fer provenant des transformateurs.

L'énergie consommée non enregistrée constitue la composante principale des pertes non techniques. Il paraît aisé d'estimer leur niveau par la déduction de pertes globales qui est la différence entre l'énergie injectée au réseau de distribution et l'énergie effectivement facturée, les origines de ces pertes ne sont pas toujours évidentes et elles ne peuvent être mesurées précisément.

Le présent travail sera focalisé à l'étude de l'origine des pertes techniques dans les différents organes constituant les réseaux de distributions et leurs impact sur les pertes globale par départ HTA et par poste source, ensuite on a proposé les facteurs d'améliorations nécessaires afin d'aider la direction de distribution d'El-Oued pour réduire les pertes techniques.

Mots clés : Pertes techniques (PT), Pertes non techniques (PNT), Achats d'énergie, Ventes d'énergie, Courbe de charge, Réseaux de distribution.

Abstract:

Losses on power grids are divided into two categories: technical losses and non-technical losses. The technical losses correspond to losses on networks by Joule effect, corona effect, leakage, skin effect, as well as iron losses from transformers.

Unrecorded energy consumption is the main component of non-technical losses. it seems easy to estimate their level by deducting the overall losses which is the difference between the energy injected into the distribution network and the energy actually invoiced, the origins of these losses are not always obvious and they do not can be precisely measured.

The present work will be focused on the study of the origin of the technical losses in the different parts of the distribution networks, and their impact on the overall losses by HVA and by source station, after the necessary factors which improvements have been proposed to help the distribution direction of El-Oued to reduce technical losses.

Key words: Technical losses (TL), non-technical losses (NTL), Energy purchases, Energy sales, load profile, distribution networks.

ملخص

ينقسم الضياع في الطاقة إلى فئتين: الضياع التقني والضياع الغير تقني. الضياع التقني يكون على مستوى الشبكة الكهربائية من خلال تأثير جول، الضياع في المحولات الكهربائية وغيرها.

إن استهلاك الطاقة غير المسجلة هو المكون الرئيسي للضياع الغير تقني. في حين يبدو من السهل تقدير مستواه العام وذلك بحساب الفرق بين الطاقة المغذية للشبكة والطاقة المفوترة، لكن في الواقع أن أصول هذا الضياع ليست دائما واضحة، وأنها لا يمكن قياسها بدقة.

يركز هذا العمل على دراسة أصل الضياع التقني في مختلف عناصر شبكات التوزيع وتأثيرها على القيمة الاجمالية للضيعات، ثم اقتراح العوامل التحسينية اللازمة لمساعدة مديرية التوزيع بالوادي على تقليل هذه الضيعات التقنية.

الكلمات المفتاحية: الضيعات التقنية (TL)، الضيعات غير التقنية (NTL)، مشتريات الطاقة، مبيعات الطاقة، منحني الحمل، شبكات التوزيع.