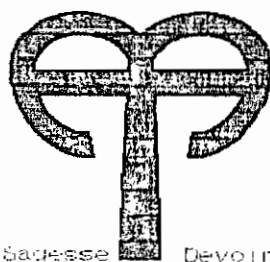


REPUBLIQUE DU SENEGAL
UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP
ECOLE POLYTECHNIQUE DE THIES
DEPARTEMENT DU GENIE ELECTROMECHANIQUE



Gm. 0670

PROJET DE FIN D'ETUDES
en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception

TITRE : ETUDE ECONOMIQUE DE DIFFERENTS SYSTEMES
D'ELECTRIFICATION RURALE

AUTEUR : Elhadji Seyni DIOUF
DIRECTEUR : Ngor SARR, Ing, M.Sc.A, D.E.Sp.
CO-DIRECTEUR : Cheikh WADE, Ing, M.Sc.A

DATE : Juillet 1993

A mon regretté père,
A toute ma famille,
A tous mes parents,
A tous ceux qui me sont chers.

REMERCIEMENTS

L'aboutissement d'un travail est toujours lié au concours direct ou indirect de personnes sans qui l'obtention des résultats escomptés peut être compromise. A ce monde doivent être adressés des remerciements en signe de reconnaissance.

Dans le cas présent, mes remerciements vont tout d'abord à Messieurs Ngor SARR et Cheikh WADE professeurs à l'Ecole Polytechnique de Thiès pour leur appui moral et pédagogique. Leur soutien a été d'un très grand apport quant à la conception et au parachèvement de cette étude.

Mes remerciements vont également à Monsieur Mansour A. DAHOENON ingénieur au projet sénégal-allemand d'énergie solaire dont la disponibilité a été constante.

Je remercie aussi de tout coeur Monsieur Mamadou Coumba NDIAYE ingénieur polytechnicien à la SENELEC pour les informations techniques et financières qu'il a bien voulu me fournir.

J'associe à ces remerciements l'élève ingénieur Abdourahmane NDIAYE quant à sa contribution pour les dessins.

Enfin , que tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce document, trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude.

SOMMAIRE

La problématique de l'énergie reste de nos jours un sujet préoccupant à propos duquel nous voulons apporter ici notre modeste contribution sur le volet électrique et plus précisément sur l'électrification rurale.

Ce rapport est relatif à une étude économique de différents systèmes d'électrification, thème sur lequel nous avons bien voulu travailler en projet de fin d'études.

Ce travail s'articule sur trois parties principales.

La première consiste à faire un aperçu global sur le monde rural afin de cerner les différentes facettes rentrant notamment dans une étude d'électrification.

La deuxième partie passe en revue quatre alternatives pour une électrification rurale. Pour ce faire, une étude technique de ces différentes alternatives a été faite pour un "village type".

Dans la troisième partie de ce rapport, nous nous sommes attelés à mener une étude économique basée sur le travail effectué sur notre village type afin de pouvoir dégager dans la quatrième partie des conclusions et recommandations allant dans le sens d'une meilleure maîtrise de ce projet grandiose et tout aussi ambitieux mais délicat qu'est l'électrification rurale.

TABLE DES MATIERES

	<u>PAGES</u>
REMERCIEMENTS	i
SOMMAIRE	ii
TABLE DES MATIERES	iii
LISTE DES FIGURES	vii
LISTE DES TABLEAUX	viii
LISTE DES ANNEXES	x
LISTE DES SYMBOLES	xi
<u>Introduction:</u>	1
<u>Chapitre I:</u> PRESENTATION SOMMAIRE DU MONDE RURAL ...	3
1-1 Population	3
1-2 Activités socio-économiques	3
1-3 Habitations	4
1-4 Configuration rurale	4
1-5 Infrastructures	4
1-6 Choix du village type sénégalais	5
<u>Chapitre II:</u> BESOINS EN ENERGIE	6
2 -1 Evaluation des charges	6
<u>Chapitre III:</u> EXTENSION DU RESEAU A MOYENNE TENSION	13
3 -1 Quelques considérations techniques	14
3 -1-1 Aperçu sur le matériel utilisé	15
3 -2 Calculs électriques du réseau	16
3 -2-1 Les lignes MT	17
3 -2-1-1 Détermination des spécifications du transformateur	18
3 -2-1-2 Détermination des spécifications du conducteur	20

3 -2-2	Calculs électriques du réseau BT	21
3 -2-3	Supports en BT	22
<u>Chapitre IV:</u> LA CENTRALE DIESEL		27
4 -1	Détermination de la puissance du moteur diesel ..	27
<u>Chapitre V:</u>		
5 -1	Les systèmes photovoltaïques	31
5 -1-1	Les systèmes photovoltaïques avec batterie ...	33
5 -1-1-1	Schéma de principe	33
5 -1-1-2	Le générateur	33
5 -1-1-3	Les batteries d'accumulateurs	34
5 -1-1-4	Le régulateur de charge	35
5 -1-1-5	L'onduleur	36
5 -2	Dimensionnement du système solaire	36
5 -2-1	Données d'ensoleillement	36
5 -2-1-1	Le rayonnement direct	37
5 -2-1-2	Le rayonnement diffus	37
5 -2-1-3	L'albédo du sol	37
5 -2-1-4	Le rayonnement global	37
5 -2-2	Dimensionnement du système	38
5 -2-2-1	Première méthode	38
5 -2-2-1-1	Détermination de la charge	38
5 -2-2-1-2	Choix de la tension de travail.....	41
5 -2-2-1-3	Calcul du rendement du module	42
5 -2-2-1-4	Dimensionnement du stockage	
	des batteries	42
5 -2-2-1-5	Calcul des pertes	43
5 -2-2-1-6	Dimensionnement du champ	43
5 -2-2-2	Deuxième méthode	44

5-2-2-2-1	Le générateur	45
5 -2-2-2-1-1	Choix de la tension de travail	46
5 -2-2-2-2	Les batteries de stockage	46
5 -2-2-3	Troisième méthode	47
5 -2-2-3-1	Le coefficient correctif	47
5 -2-2-3-2	Détermination de la puissance crête	47
5 -2-2-3-3	La capacité batterie	49
5 -2-2-3-3-1	La capacité minimale	49
5 -2-2-3-3-2	La capacité réelle	51
5 -2-2-4	Choix de la méthode à retenir	51
5 -2-2-5	Détermination du régulateur de charge	52
5 -2-2-6	Détermination de l'onduleur	53
<u>Chapitre VI</u> : LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES FAMILIAUX ...		56
6 -1	Estimation des besoins en énergie d'une habitation	55
6 -2	Différents composants d'un système photovoltaïque familial	56
6 -2-1	Le générateur photovoltaïque	56
6 -2-1-1	Choix de la tension de travail	57
6 -2-2	Le stockage chimique	57
6 -2-3	Le régulateur de charge	58
6 -2-3-1	Régulation parallèle	58
6 -2-3-1-1	Principe de fonctionnement	58
6 -2-3-2	Régulation série	59
6 -2-3-2-1	Principe de fonctionnement	59
6 -2-3-3	Choix du système de régulation	60

<u>Chapitre VII</u> :	ETUDE ECONOMIQUE	62
7 -1	Méthologie	63
7 -1-1	Méthode des effets	63
7 -1-2	Méthode des prix de référence	63
7 -2	Coûts de réalisation des différentes alternatives proposées	64
7 -2-1	Extension du réseau MT	64
7 -2-1-1	Coûts des installations	66
7 -2-1-1-1	Les coûts d'investissement	65
7 -2-1-1-2	Les coûts courants	65
7 -2-2-1-3	Les coûts marginaux	66
7 -2-2	La centrale diesel	66
7 -2-2-1	Coûts des installations	66
7 -2-2-1-1	Les coûts d'investissement	66
7 -2-2-1-2	Les coûts courants	67
7 -2-3	La centrale photovoltaïque	68
7 -2-3-1	Les coûts d'investissement	68
7 -2-3-2	Les coûts courants	68
7 -2-4	Les systèmes photovoltaïques familiaux	70
7 -2-4-1	Les coûts d'investissement	70
7 -2-4-2	Les coûts courants	70
7 -3	Analyse avantages-coûts	71
7 -4	Impacts des différentes alternatives	78
	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	88
	BIBLIOGRAPHIE	90
	ANNEXES	91

LISTE DES FIGURES

	<u>PAGE</u>
Figure 3-1 : Schéma de principe du poste de transformation sur poteau	15
Figure 3-2 : Tracé du réseau BT de Diaoulé	21
Figure 4-1 : Schéma de principe d'une centrale diesel ..	27
Figure 5-a : Schéma de principe d'un système photovol- taïque avec stockage d'électricité	32
Figure 5-b : Schéma de principe d'un système à couplage direct sans batterie	33
Figure 5-c : Schéma de principe	33
Figure 5-1 : Charge et décharge d'un élément d'accumulateur au plomb	35
Figure 5-2 : Exemple de procédure de charge d'une batterie au plomb	53
Figure 6-1 : Régulateur parallèle	59
Figure 6-2 : Régulateur série	60

LISTE DES TABLEAUX

	<u>PAGE</u>
Tableau II-1 : Estimation des consommations	11
Tableau II-2 : Estimation des besoins énergétiques	12
Tableau III-1 : Charges foisonnées à l'an (+14)	17
Tableau III-2 : Puissance des transformateurs utilisés ..	19
Tableau III-3 : Calcul électrique du réseau MT	23
Tableau III-4 : Calcul électrique du réseau BT	25
Tableau III-5 : Intensité admissible en régime permanent pour un échauffement de 40°C	26
Tableau V-1 : Evaluation des besoins en énergie électrique	40
Tableau V-2 : Bilan énergétique	50
Tableau VII-1 : Coûts d'investissement du réseau MT/BT ...	65
Tableau VII-2 : Coût d'investissement de la centrale diesel..	67
Tableau VII-3 : Coût d'investissement de la centrale photovoltaïque	69
Tableau VII-4 : Coûts d'investissement des systèmes photovoltaïques familiaux	71
Tableau VII-5a : Coûts des différentes alternatives avec une population de 1500 habitants ...	73
Tableau VII-5b : Coûts spécifiques des alternatives sans réseau MT/BT	74
Tableau VII-6 : Evolution des coûts du réseau MT/BT en fonction de la longueur de la ligne	75

Tableau VII-7	: Evolution des coûts du réseau MT/BT en fonction de la longueur de la ligne	76
Tableau VII-8	: Evolution des coûts de la centrale photovoltaïque	79
Tableau VII-9	: Evolution des coûts de la centrale diesel.		81
Tableau VII-10	: Coûts des systèmes photovoltaïques familiaux	83
Tableau VII-11	: Etude comparée des différentes alternatives		85

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A	92
ANNEXE B	95

LISTE DES SYMBOLES

CSM	: Consommation spécifique moyenne
Ch(T)	: Charge à l'année T en KW
NA(T)	: Le nombre d'abonnés (concessions) à l'année T
CPA	: Charge par abonné
M	: Moment électrique
u	: Chute de tension
P	: Puissance
W_c	: Watt-crête
Ah	: Ampère-heure
C	: Capacité
En.ut	: Energie utile délivrée par la batterie
E_g	: Insolation du champ
$P_{crête}$, PC	: Puissance crête
Cap.bat	: Capacité de la batterie
V_{bat}	: Tension batterie
Rdt bat	: Rendement énergétique de la charge/décharge de la batterie
Taux.dech	: Taux de décharge admissible
Rdt.ond	: Rendement de l'onduleur
Corr.temp	: Facteur de correction de la température
Pert.res	: Pertes dans le réseau
Rdt.adap	: Rendement d'adaptation générateur-batterie
N	: Nombre de branches
h	: nombre d'heures d'ensoleillement
W_u	: Energie journalière moyenne consommée
k	: coefficient correctif global

W_s : Energie journalière moyenne fournie par le panneau
solaire

I_c : Courant de charge

E : Ensoleillement journalier moyen par mois

V_{ref} : Tension de référence

V_{limite} : Tension limite

I_r : Courant passant par la résistance

I_p : Courant provenant du panneau.

INTRODUCTION

Le développement d'une nation est fortement tributaire de la maîtrise de l'énergie. Cette dernière intervient dans tous les secteurs de l'économie d'un pays. Le Sénégal conscient du problème, tente de vulgariser de par des expériences diverses ,un volet essentiel du secteur énergétique: l'énergie électrique. C'est ainsi que l'électrification du pays ne couvrant environ que 25% du territoire national gagnerait en la diversification des sources d'énergie électrique. Les raisons sont en effet multiples.

Outre le caractère relativement onéreux de l'énergie électrique au Sénégal, nous pouvons noter un certain déséquilibre quant au pouvoir d'achat des populations. Ce pouvoir d'achat varie selon le milieu. Et si l'on considère que le développement d'un pays doit se se faire de la façon la plus homogène possible, il ressort toute l'importance qu'il y a lieu à mettre sur place une stratégie qui puisse être le plus conforme possible aux réalités socio-économiques du milieu. C'est ainsi que pour l'électrification il convient de procéder à un choix de la source d'énergie la mieux adaptée selon qu'on soit en milieu rural ou en milieu urbain eu égard aux spécificités locales. Le choix du système d'alimentation est lié aussi et surtout à la situation géographique du milieu.

C'est dans cette optique que s'oriente notre travail dans lequel nous nous proposons de mener une étude économique de différents systèmes d'électrification rurale. Cette étude porte d'une part sur les systèmes classiques d'électrification que sont l'exten-

introduction

sion du réseau à moyenne tension et la centrale diésel et d'autre part sur un nouveau système d'électrification basé sur l'utilisation d'énergie solaire. Deux alternatives pour l'utilisation de cette énergie nouvelle sont envisagées: l'électrification par:

- _ centrale solaire photovoltaïque
- _ systèmes photovoltaïques familiaux

Notre projet contenu sur sept chapitres a pour but d'identifier le mode d'électrification le mieux indiqué en milieu rural en se basant sur des résultats d'expériences déjà existantes.

Dans le premier chapitre du document, nous procédons à une présentation sommaire du monde rural de façon générale. Nous parlerons des conditions climatiques généralement rencontrées, des réalités socio-économiques entre autres. Le deuxième chapitre donne une estimation des besoins énergétiques du milieu rural.

Les chapitres III à VI exposent les différents systèmes d'électrification rurale retenus. C'est ainsi que dans le chapitre III, il y est fait état de l'extension du réseau à moyenne tension. Le chapitre IV traite de la centrale diésel alors que le chapitre V est consacré à la centrale solaire photovoltaïque.

Dans le chapitre VI sont abordés les systèmes photovoltaïques familiaux. Quant au chapitre VII, il est relatif à l'étude économique. Pour terminer, nous nous attèlerons à tirer les conclusions et à formuler des recommandations que nous jugerons pertinentes pour l'étude menée. Tout ce travail est complété par la partie réservée aux annexes.

1-1: Population:

Le type de population assez souvent rencontré en milieu rural est constitué en majorité par des agriculteurs. Il y a également les éleveurs, les artisans, les pêcheurs qui sont partie intégrante de la population rurale.

Dans notre étude, nous nous intéresserons aux villages dont la population varie de 100 à 2500 habitants.

Notons que le commerce vient aussi souvent en appui pour les populations rurales.

1-2: Activités socio-économiques:

Les activités en monde rural sont multiples et varient d'une zone à une autre. Si l'on parle du monde rural, la première activité qui se dégage est l'agriculture. On note ainsi la culture vivrière et commerciale qui occupe une bonne place dans cette agriculture mais aussi la culture maraîchère qui est assez bien implantée dans certaines parties comme les zones rurales de la région de Dakar.

L'élevage est également une activité non négligeable. Dans certaines zones comme le nord du pays, il occupe une bonne partie de la population bien que la sécheresse qui sévit constitue un sérieux frein au développement de cette activité; cette sécheresse qui du reste porte également un sérieux coup au développement de l'agriculture.

La pêche représente aussi un pôle d'activité assez attractif dans les zones côtières et constitue une importante source de revenus

de la population des dites zones.

L'artisanat est également une activité dont l'apport n'est pas à sous estimer. D'autres sources de revenus comme le transfert de fonds dû à l'exode rural et l'apport des émigrés représentent selon les zones des revenus additionnels non négligeables pour les populations rurales.

1-3: Habitations:

L'habitat en milieu rural est essentiellement fait de concessions en banco ou des cases en paille. Cela fut une caractéristique des habitations rurales. Mais notons cependant qu'il existe une tendance bien que discrète à l'habitat en dur surtout dans les zones à ressources halieutiques et où le transfert de fonds est assez important . La tendance dans ces zones est en effet très accentuée.

1-4: Configuration rurale:

La configuration des villages est en général caractérisée par un manque de lotissement, une dispersion des habitations ce qui rend difficile tout tracé et donne une faible charge par unité de surface.

1-5: Infrastructures:

Comme infrastructures en milieu rural, nous rencontrons au moins une école, une boutique, une mosquée et/ou église, une case de santé. Dans les plus gros villages (plus de mille habitants), il n'est pas rare de trouver sur place des infrastructures additionnelles comme un centre d'alphabétisation, une maison familiale rurale, une maternité, un centre social, une maison des jeunes, un moulin à mil, un forage etc.

1 -6 Choix du village type sénégalais:

Il est à priori une tâche difficile de vouloir parler de l'électrification du monde rural de façon générale si l'on sait les différences d'ordre topologiques, sociologiques etc notées d'un village à un autre. Pour contourner le problème, nous nous sommes attelés à "modéliser" un village type sénégalais en tenant compte de différents paramètres comme la topologie des habitations, l'état de la charge en milieu rural, les activités socio-économiques, les infrastructures etc. Au vu de tous ces paramètres, nous avons considéré le village de DIAOULE, un village situé dans le département de Fatick localité peuplée de 1500 habitants environ et situé à 11 km du réseau national comme pouvant faire office de "village type". En effet, ce village dispose d'infrastructures comme une mosquée, un marché, des locaux à vocation socio-éducative, un poste de santé, un forage, un moulin à mil. Du point de vue de la topologie, ce village a bénéficié pour l'essentiel d'un lotissement. Il reste cependant une partie non lotissée mais dont l'influence sur la structure du réseau ne sera pas importante.

Outre ces paramètres, la disponibilité de données de ce village (carte, données statistiques) pour avoir bénéficié d'une électrification par voie solaire a renforcé notre choix.

2 -1 Evaluation des charges:

Une étude d'électrification nécessite toujours qu'on ait au préalable estimé les besoins en énergie de la zone à électrifier. Cela est d'autant plus évident qu'un projet d'électrification requiert un certain nombre d'appareils, appareils devant être correctement dimensionnés selon la demande énergétique.

Dans le cas présent où nous devons faire face à une demande énergétique rurale nous pouvons préjuger de l'importance relative de la charge. En effet, la consommation d'énergie en milieu rural peut être répartie de façon générale comme suit:

* la consommation d'énergie dans les foyers

Elle concerne essentiellement l'alimentation de lampes, réfrigérateurs, radios, télévision. Notons que l'utilisation d'autres appareils comme le fer à repasser, le chauffe eau bien que rare n'est pas impossible. Cependant vu la rareté de ces appareils en milieu rural, nous n'allons pas en tenir compte dans nos estimations.

* la consommation d'énergie dans les infrastructures publiques

Elle englobe outre les besoins d'éclairage des voies publiques ceux d'édifices publics généralement rencontrés en milieu rural parmi lesquels une mosquée, une église, une école, un marché, des locaux à vocation socio-éducative ,

un poste de santé etc.

Notons que nous disposons généralement d'un forage et d'un moulin à mil. Cette supposition est confortée par les politiques d'hydraulique rurale et d'alègement des travaux féminins.

Pour passer à l'estimation proprement dite des besoins en énergie, un certain nombre d'hypothèses est nécessaire:

- * la durée de vie utile des installations d'électricité varie généralement de quinze (15) à vingt cinq (25) ans. Dans notre étude d'électrification rurale, nous considérons une durée de vie utile de quinze (15) ans.
- * En milieu rural la consommation spécifique moyenne annuelle par concession est estimée à 0.8 kilowatts (KW) représentant le cumul des puissances nominales des récepteurs (radio, téléviseur réfrigérateur, lampes etc) généralement trouvés dans la concession ; cette dernière étant supposée représenter un abonné.
- * Le taux de croissance annuel national de la population variant de 2.5 à 3% . Nous considérons en milieu rural le maximum soit 3%.
- * Le taux d'occupation par concession est environ de 15 habitants en moyenne en milieu rural sachant qu'une concession peut comprendre 2 à 4 bâtiments.

Un modèle mathématique illustré par l'expression ci-dessous est souvent utilisé pour l'estimation des charges en milieu rural. Soit: $NH(0)$ le nombre d'habitants à l'année d'électrification

besoins en énergie

NH(T) le nombre d'habitants à l'année T après l'an 0

TCA le taux de croissance annuel considéré de la population

A l'an 0 on a: $NH(0) = NH_0$

A l'an 1 on a : $NH(1) = NH(0) + TCA*NH(0) = NH_0*(1+TCA)$

A l'an 2 on a : $NH(2) = NH(1) + TCA*NH(1) = NH(1)*(1+TCA)$
 $= NH_0*(1+TCA)*(1+TCA) = NH_0*(1+TCA)^2$

A l'an T+1 on a: $NH(T+1) = NH(T) + TCA*NH(T) = NH(T)*(1+TCA)$
 $= NH_0*(1+TCA)^T *(1+TCA)$
 $= NH_0*(1+TCA)^{T+1}$

On obtient donc la relation $NH(T) = NH_0*(1+TCA)^T$

Comme infrastructures, un village typique sénégalais dispose essentiellement de:

- _ un poste de santé (dispensaire + maternité)
- _ une école publique
- _ une maison communautaire éventuellement
- _ une mosquée et/ou église
- _ un forage
- _ un moulin à mil
- _ des boutiques

Un rapport d'enquête de 1991 des services du projet sénégal-allemand d'énergie solaire photovoltaïque sur les besoins

besoins en énergie

énergétiques de deux villages électrifiés donne les résultats des tableaux II-1a et II-1b.

L'analyse de ces tableaux nous donne un aperçu du niveau de consommation en milieu rural.

Des mesures relatives à la consommation d'électricité annuelle par secteur (voir tableau II-1b) nous donnent pour le secteur domestique une consommation moyenne de 1603 KWh/an.

Cette consommation annuelle se ramène à une consommation journalière d'environ 27 KWh. Avec la charge spécifique moyenne de 0.8 KW, un nombre d'abonnés de cent (100) environ, un coefficient de simultanéité de 0.40 , nous obtenons un temps de fonctionnement des appareils égal à une heure environ/jour.

Ceci montre de par les mesures effectuées que la charge spécifique moyenne annuelle habituellement fixée à 0.8 KW pour l'électrification rurale pourrait être trop optimiste.

Une étude basée sur des données statistiques plus importantes pourrait ressortir de façon plus précise une valeur moyenne.

A défaut d'informations allant dans ce sens, nous allons donc utiliser pour l'estimation des besoins énergétiques une charge spécifique moyenne de 0.8 KW.

Appelons: CSMA la charge spécifique moyenne annuelle

CH(T) la charge à l'année T en KW

NA(T) le nombre d'abonnés (concessions) à l'année T

CPA la charge par abonné

Il vient:

besoins en énergie

$$NA(T) = NH_0 * (1 + TCA)^T / 15$$

$$\begin{aligned} CH(T) &= CSMA * NA(T) \\ &= CSMA * NH_0 * (1 + TCA)^T / 15 \\ &= 0.8 * NH_0 * (1 + 0.03)^T / 15 \end{aligned}$$

$$CH(T) = 0.8 * NH_0 * (1.03)^T / 15$$

Le tableau II-4 donne la charge selon la population à l'année d'électrification. Ainsi nous considérons notre village type avec une population à l'année d'électrification variant de 100 à 2500 habitants avec un pas de 500 habitants .

Nous allons donc dans la suite du document passer en revue les différentes alternatives retenues pour l'électrification de notre village type.

TABLEAU II-1

ESTIMATION DES CONSOMMATIONS

Tableau II-1a

UTILISATEURS	DIAOULE	NDIEBEL
Institutions publiques - Poste de santé - Services publiques - Eclairage publique	12.3 KWh/J	10.45 KWh/J
Activités commerciales et professionnelles - Boutiques - Pharmacie - Moulin à mil - Forage - etc	15.8 KWh/J	13.43 KWh/J
Utilisation domestique - Lampes - Télévisions - Frigidaires - Ventilateurs	42.6 KWh/J	36.2 KWh/J
TOTAL/JOUR	70.7 KWh/J	60 KWh/J

Tableau II-1b

Secteur \ période	6/7/89	8/9/89	10/11/89	12/1/90	2/3/90	4/5/90	6/7/90	MOY
Commerce/ ateliers (KWh)	31	137	144	66	112	191	33	102
Structures com- munautaires (KWh)	134	144	139	139	139	143	142	140
Secteur domestique (KWh)	1422	1423	1189	1626	1753	2146	1830	1603
Total (KWh)	1567	1704	1481	1831	2004	2480	1830	1845

Tableau II.2
ESTIMATION DES BESOINS ENERGETIQUES (en KW)

NH(0) = 100 habitants			NH(0) = 500 habitants		
ANNEE	HABITANTS NH(T)	CHARGES CH(T)	ANNEE	HABITANTS NH(T)	CHARGES CH(T)
0	100	5.3	0	500	26.7
1	103	5.5	1	515	27.5
2	106	5.7	2	530	28.3
3	109	5.8	3	546	29.1
4	113	6.0	4	563	30.0
5	116	6.2	5	580	30.9
6	119	6.4	6	597	31.8
7	123	6.6	7	615	32.6
8	127	6.8	8	633	33.8
9	130	7.0	9	652	34.8
10	134	7.2	10	672	35.8
11	138	7.4	11	692	36.9
12	143	7.6	12	713	38.0
13	147	7.8	13	734	39.2
14	151	8.1	14	756	40.3

NH(0) = 1000 habitants			NH(0) = 1500 habitants		
ANNEE	HABITANTS NH(T)	CHARGES CH(T)	ANNEE	HABITANTS NH(T)	CHARGES CH(T)
0	1000	53.3	0	1500	80.0
1	1030	54.9	1	1545	82.4
2	1061	56.6	2	1591	84.9
3	1093	58.3	3	1639	87.4
4	1126	60.0	4	1688	90.0
5	1159	61.8	5	1739	92.7
6	1194	63.7	6	1791	95.5
7	1230	65.6	7	1845	98.4
8	1267	67.6	8	1900	101.3
9	1305	69.6	9	1957	104.4
10	1344	71.7	10	2016	107.5
11	1384	73.8	11	2076	110.7
12	1426	76.0	12	2139	114.1
13	1469	78.3	13	2203	117.5
14	1513	80.7	14	2269	121.0

NH(0) = 2000 habitants			NH(0) = 2500 habitants		
ANNEE	HABITANTS NH(T)	CHARGES CH(T)	ANNEE	HABITANTS NH(T)	CHARGES CH(T)
0	2000	106.7	0	2500	133.3
1	2060	109.9	1	2575	137.3
2	2122	113.2	2	2652	141.5
3	2185	116.6	3	2732	145.7
4	2251	120.1	4	2814	150.1
5	2319	123.7	5	2898	154.6
6	2388	127.4	6	2985	159.2
7	2460	131.2	7	3075	164.0
8	2534	135.1	8	3167	168.9
9	2610	139.2	9	3262	174.0
10	2688	143.4	10	3360	179.2
11	2768	147.7	11	3461	184.6
12	2852	152.1	12	3564	190.1
13	2937	156.6	13	3671	195.8
14	3025	161.3	14	3781	201.7

La demande relativement faible devant laquelle on a souvent à faire face et les distances assez importantes à parcourir rendent assez coûteuses l'électrification en milieu rural. Il est donc nécessaire de se soucier de l'aspect économique des projets en adoptant le type de réseau le mieux adapté aux besoins. Les deux principales alternatives de distribution MT utilisées sont:

- la distribution MT à neutre non distribué
- la distribution MT à neutre distribué

Pour une meilleure cohérence des alternatives de distribution existantes, la SENELEC avait mené une étude d'optimisation relative d'une part à la distribution à neutre non distribué et d'autre part à la distribution à neutre distribué. Etant donné les coûts relatifs des lignes MT et la proportion des dérivations monophasées ne dépassant pas 40% des lignes à construire, la SENELEC est arrivée à la conclusion qu'il est plus indiqué de considérer la distribution MT à neutre non distribué. En effet, elle soutient qu'à quelques exceptions, la nouvelle électrification rurale se fera essentiellement par extensions progressives du réseau MT actuel.

Ainsi donc, dans notre étude, nous allons nous conformer à la pratique actuellement en vigueur au Sénégal et ceci pour des raisons à la fois techniques et économiques. Il s'agit de la distribution MT à neutre non distribué (réseau triphasé classique à trois (3) fils avec dérivations triphasées à trois (3) conducteurs de phase).

Notons que pour des zones assez distantes du réseau interconnecté une autre variante de la distribution à neutre non distribué est souvent utilisée. Il s'agit de la dérivation monophasée à deux (2) fils entre deux phases. IL y a également que la distribution MT à neutre distribué (système MALT) rentre dans l'ordre des possibilités à explorer pour l'électrification rurale. D'ailleurs une étude d'électrification rurale (faite dans le cadre d'un projet de fin d'étude) fait ressortir le système MALT comme une variante intéressante. Cependant outre son application rare dans nos pays surtout orientés vers les techniques européennes de distribution, le système MALT requiert des moteurs monophasés de grande puissance dont la présence sur le marché est encore insignifiante. Seulement ce dernier point pourrait ne pas revêtir une importance particulière dans notre cas du fait que la charge assez souvent rencontrée en monde rural est relativement faible ce qui pourrait donc favoriser l'utilisation des moteurs à puissance moyenne. La difficulté majeure serait alors d'ordre technique. Comme mentionné avant, l'essentiel des installations du réseau interconnecté est basé sur une technologie d'inspiration européenne où le système MALT ne trouve pas une utilisation importante.

Pour toutes ces raisons nous allons dans le cadre de l'électrification rurale par extension du réseau moyenne tension nous limiter à la distribution MT à neutre non distribué.

3-1: Quelques considérations techniques:

Tout d'abord notons que de façon générale, en milieu rural, la contrainte de chute de tension est le paramètre le plus important dans le choix de la section des conducteurs. En milieu

urbain outre la contrainte de chute de tension le taux de charge représente également un paramètre important. Notre choix étant porté sur la distribution MT à neutre non distribué, procédons à un bref aperçu du matériel communément utilisé par la SENELEC dans le domaine de l'électrification rurale.

3-1-1 Aperçu sur le matériel utilisé:

Le poste de transformation sur poteau (H 61) (voir fig 3-1) est le plus utilisé en monde rural. Il se compose principalement:

- _ d'une protection contre la foudre (éclateurs à cornes d'arc)
- _ d'un transformateur MT/BT
- _ d'un disjoncteur BT manoeuvrable à partir du sol

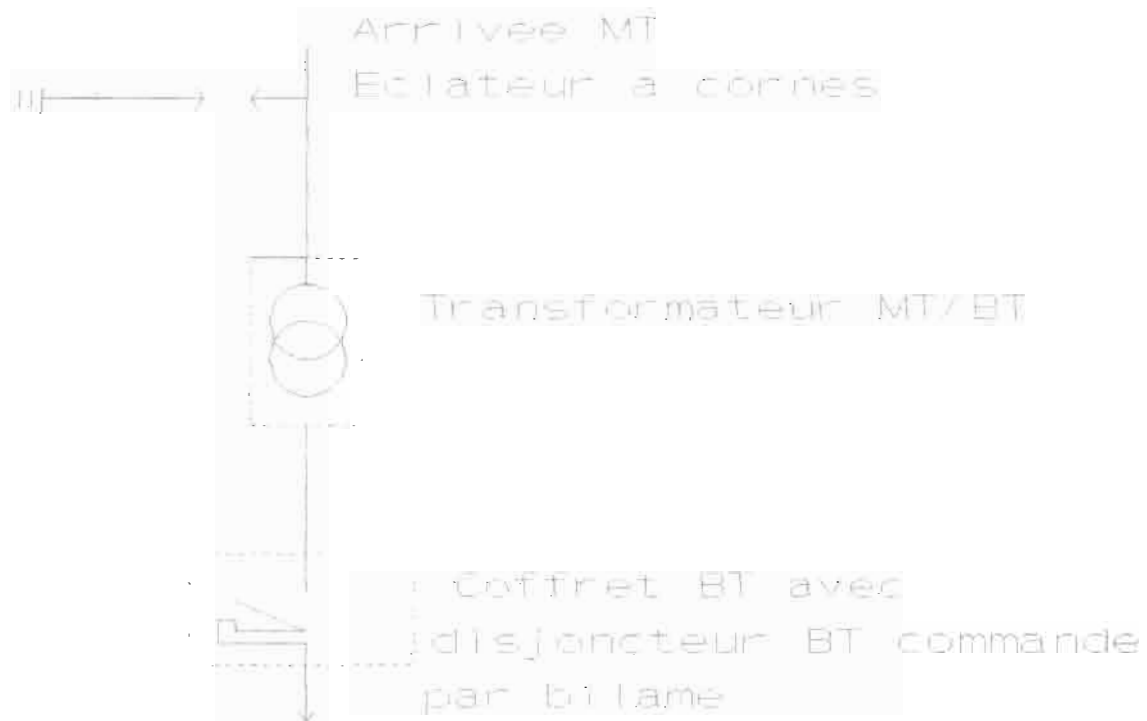


fig 3-1 Schéma de principe du poste de transformation sur poteau

Le transformateur MT/BT est de type extérieur, hermétique à remplissage intégral et spécialement conçu pour l'accrochage en haut du poteau. La puissance de ce transformateur est à choisir dans la gamme normalisée: 50 - 100 - 160 KVA. La tension secondaire sera B2 ou B1/B2 pour les transformateurs de puissance 50 - 100 KVA et uniquement B2 pour les 160 KVA.

Le disjoncteur général installé à trois mètres cinquante (3m 50) du sol et équipé d'un bloc déclencheur interchangeable sur place. Dans sa nouvelle conception le disjoncteur comporte un indicateur de charge à sa partie inférieure. La protection par disjoncteur à déclencheur magnétothermique doit permettre les possibilités de surcharge du transformateur et garantir la sélectivité par rapport à la protection des abonnés. L'éclateur constitue un dispositif de protection. La protection par éclateurs doit limiter les surtensions incidentes au niveau du transformateur aux valeurs de crête qui provoquent l'amorçage de l'éclateur. S'il est impossible d'obtenir à un coût raisonnable une prise de terre efficace (inférieure ou égale à 10 ohms) en zone particulièrement foudroyée, la protection peut être assurée par trois (3) parafoudres à résistance variable.

3-2 : Calculs électriques du réseau

Nous considérons une distribution MT à neutre non distribué (réseau triphasé classique à trois (3) fils avec dérivations triphasées à trois (3) conducteurs de phase) pour les raisons élucidées en début de chapitre. Les procédures de calcul de chute de tension dans les lignes MT et BT sont exposées en annexe.

extension du réseau moyenne tension

3-2-1 : Les lignes MT

L'alimentation d'un village peut être considérée comme une charge située en bout de ligne. Cela engendre un moment électrique M donné par la relation:

$$M = Pl$$

La ligne MT choisie comme étant une ligne aérienne et tenant compte de la chute de tension permise qui est inférieure ou égale à 10% , on obtient la chute de tension par l'expression :

$$u(\%) = M/M_1 \Rightarrow M = u*M_1 \Rightarrow M = 0.1*M_1$$

M_1 étant le moment électrique d'une ligne triphasée qui transporté par cette ligne donne $u = 1$ (1 volt pour 100 volts)

Le tableau III-1 suivant donne les charges foisonnées P à l'année (+14) clôturant la durée du projet d'électrification (15 ans) du village considéré suivant le nombre d'habitants.

Tableau III-1 Charges foisonnées à l'an (+14)

nb habitants	Ch(+14)	coef de simult	P=0.4*Ch(+14)
100	8.1	0.78	6.32
500	40.3	0.44	17.73
1000	80.7	0.40	38.28
1500	121.0	0.40	48.4
2000	161.3	0.40	64.52
2500	201.7	0.40	80.68

extension du réseau moyenne tension

$$\text{Ch}(+14) = \text{charge à l'an (+14)} = 0.8 * \text{NHo} * (1.03)^{14} / 15$$

$$P = \text{charge foisonnée} = 0.4 * \text{Ch}(+14)$$

Pour la ligne MT, la tension 30 KV est normalisée à la fois comme tension de répartition et de distribution pour l'électrification rurale. La SENELEC utilise dans ses installations un câble 34.4 et 54.6 mm² almalec. S'agissant des supports, elle utilise des poteaux en béton car ils sont plus résistants que les poteaux en bois et moins coûteux que ceux en acier (IPE). Notons cependant que dans les lignes principales, des supports en acier sont préférés à ceux en béton. Pour les alignements, elle utilise du bois 12m et des IPE aux angles.

Dans l'étude de la ligne MT, nous allons donc chercher l'influence de la population d'une part et d'autre part celle de la distance par rapport au réseau interconnecté sur la chute de tension.

3-2-1-1 Détermination des spécifications du transformateur:

La ligne MT considérée étant une ligne directe n'alimentant aucune localité en cours de route, le transformateur requis pour un village de 1500 habitants donc pour une puissance appelée de 48.4 KW environ est spécifiée comme suit:

Le calcul du courant de phase donne une intensité de 1.79 A/KW d'où pour une puissance de 48.4 KW, un courant de 86.64 ampères.

Il en résulte une puissance S telle que:

$$S = \sqrt{3} * U * I \quad \text{or} \quad I = P / U * \sqrt{3} * \cos\Phi$$

avec $\cos\Phi$ est le facteur de puissance .

extension du réseau moyenne tension

P est la puissance qui est fonction de la population.

$$U = 400V \quad , \quad I = 86.64A$$

$$\Rightarrow S = 60.025 \text{ KVA} \quad \text{d'où} \quad S(\text{normalisé}) = 100 \text{ KVA}$$

Pour différentes valeurs de la population du village type, le tableau III-2 donne les puissances des transformateurs utilisés. Ce tableau montre que jusqu'à une population de 2500 habitants un transformateur sur poteau H61 de puissance 100 KVA convient. Puisqu'il est rare de voir un village de plus de 2500 habitants, nous pouvons considérer qu'un transformateur de 100 KVA satisfait dans bien des cas le problème de l'électrification rurale par extension de la ligne MT.

Tableau III-2 Puissance des transformateurs utilisés

nombre habitants	Puissance foisonnée	I de phase 1.79 A/kW	Puissance transfo (S)	S normalisé (KVA)
100	6.32	11.32	8	50
500	17.73	31.74	22	50
1000	38.28	68.52	48	50
1500	48.4	86.64	60	100
2000	64.52	115.50	80	100
2500	80.68	144.42	100	100

extension du réseau moyenne tension

Comme spécifications du transformateur, nous avons:

- Puissance nominale	100KVA
- tension nominale	MT 30 KV \pm 2*5%
	BT 400 V
- couplage	Yzn11
- tension de court circuit	4%
- Pertes à vide	320 W
- Pertes en charge	1750 W
- courant à vide	2.5%

On peut utiliser un disjoncteur à déclencheur magnétothermique. Notons que la puissance du transformateur n'est pas influencée par la distance entre le réseau et la zone à électrifier mais seulement par l'importance du nombre d'abonnés.

3-2-1-2 Détermination des spécifications du conducteur:

Une ligne directe tirée du réseau interconnecté sans exploitation en cours de route est dimensionnée selon la norme SENELEC. Il en résulte une ligne triphasée classique de 34.4 mm² ou 54.6 mm² en almalec. Le tableau III-3 donne selon la population et la distance par rapport au réseau la chute de tension pour les deux conducteurs standardisés par la SENELEC pour les lignes MT (voir formule au paragraphe III-2-1). Les lignes pour l'électrification villageoise sont classées dans les lignes courtes. Elles ne peuvent donc pas dépasser 200 kilomètres. Pour une distance inférieure à cette dernière, nous voyons sur le tableau III-3 que l'almalec 34.4 mm² convient pour l'électrification rurale car les chutes de tension ne dépassent pas 10%.

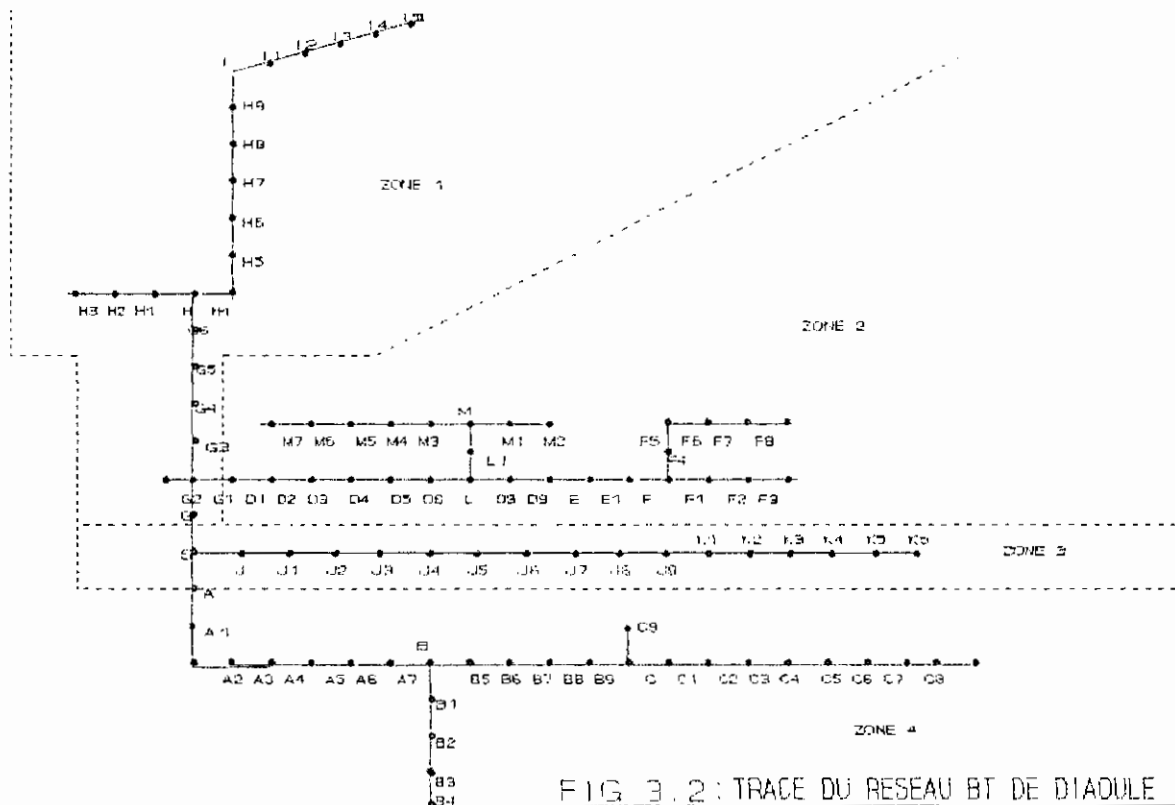
3-2-2 Calculs électriques du réseau BT:

Pour mieux illustrer notre étude nous avons considéré le réseau BT du village de DIAOULE que nous allons dimensionner selon notre approche. (voir tableau III-4 pour les calculs)

Le tracé du réseau est représenté à la figure 3-1 .

Notons qu'en BT la SENELEC utilise le préassemblé almalec $3 \times 35 \text{ mm}^2 + 54.6 \text{ mm}^2 + 16 \text{ mm}^2$ ou $3 \times 70 \text{ mm}^2 + 54.6 \text{ mm}^2 + 16 \text{ mm}^2$.

Le tableau III-4 donne selon la section, le courant de phase, le courant admissible et la chute de tension totale u en chaque point (poteau) du réseau. Ainsi pour l'almalec préassemblé 35 mm^2 , nous avons partout dans le réseau une chute de tension inférieure à 10%.



Pour chacune de ces deux sections, nous avons un courant de phase de loin inférieur au courant admissible donné au tableau III-5. C'est dire donc que du point de vue technique, les deux conditions:

- chute de tension inférieure à 10%
 - courant de phase inférieure à courant admissible
- sont vérifiées.

Le câble préassemblé 35 mm² utilisé par la SENELEC convient donc pour l'électrification de notre village type.

3-2-3 Support en BT:

A la SENELEC, les lignes BT aériennes sont très souvent réalisées sur poteaux de bois 9m et 11m lesquels s'avèrent particulièrement bien adaptés: ils sont moins onéreux, plus faciles à installer et surtout ne nécessitent que très peu d'entretien. Ainsi pour l'électrification rurale à l'intérieur des localités, il a été normalisé des lignes BT sur poteaux de bois supportant des câbles préassemblés et aussi des IPE pour les angles trop prononcés et le transformateur.

L'alternative de l'extension du réseau MT que nous venons de traiter respecte donc les normes fixées par la SENELEC. Nous pouvons ainsi passer à une autre alternative.

TABLEAU III-3
CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT

nombre d'habitants	Puissance P(kW)	Longueur Ligne L(km)	Coefficient k	KPL (MW.km)	u = KPL/Mt		Courant de ligne 0.023A/KW	Section adoptée	u total
					Almalec				
					34.4 Mt=7.9	54.6 Mt=11.6			
100	8.1	1	0.78	0.005	0.0008	0.0005	0.145	0.0008	
	8.1	10	0.78	0.063	0.0080	0.0054	0.145	0.0080	
	8.1	20	0.78	0.126	0.0160	0.0109	0.145	0.0160	
	8.1	30	0.78	0.190	0.0240	0.0163	0.145	0.0240	
	8.1	40	0.78	0.253	0.0320	0.0218	0.145	0.0320	
	8.1	50	0.78	0.316	0.0400	0.0272	0.145	0.0400	
	8.1	60	0.78	0.379	0.0480	0.0327	0.145	0.0480	
	8.1	70	0.78	0.442	0.0560	0.0381	0.145	0.0560	
	8.1	80	0.78	0.505	0.0640	0.0436	0.145	0.0640	
	8.1	90	0.78	0.569	0.0720	0.0490	0.145	0.0720	
	8.1	100	0.78	0.632	0.0800	0.0545	0.145	0.0800	
	8.1	110	0.78	0.696	0.0880	0.0599	0.145	0.0880	
	8.1	120	0.78	0.759	0.0960	0.0654	0.145	0.0960	
	8.1	130	0.78	0.821	0.1040	0.0708	0.145	0.1040	
	8.1	140	0.78	0.885	0.1120	0.0763	0.145	0.1120	
	8.1	150	0.78	0.948	0.1200	0.0817	0.145	0.1200	
	8.1	160	0.78	1.011	0.1280	0.0871	0.145	0.1280	
	8.1	170	0.78	1.074	0.1360	0.0926	0.145	0.1360	
	8.1	180	0.78	1.137	0.1440	0.0980	0.145	0.1440	
	8.1	190	0.78	1.200	0.1520	0.1035	0.145	0.1520	
8.1	200	0.78	1.264	0.1599	0.1089	0.145	0.1599		

nombre d'habitants	Puissance P(kW)	Longueur Ligne L(km)	Coefficient k	KPL (MW.km)	u = KPL/Mt		Courant de ligne 0.023A/KW	Section adoptée	u total
					Almalec				
					34.4 Mt=7.9	54.6 Mt=11.6			
500	40.3	1	0.44	0.018	0.0022	0.0015	0.408	0.0022	
	40.3	10	0.44	0.177	0.0224	0.0153	0.408	0.0224	
	40.3	20	0.44	0.355	0.0449	0.0306	0.408	0.0449	
	40.3	30	0.44	0.532	0.0673	0.0459	0.408	0.0673	
	40.3	40	0.44	0.709	0.0898	0.0611	0.408	0.0898	
	40.3	50	0.44	0.887	0.1122	0.0764	0.408	0.1122	
	40.3	60	0.44	1.064	0.1347	0.0917	0.408	0.1347	
	40.3	70	0.44	1.241	0.1571	0.1070	0.408	0.1571	
	40.3	80	0.44	1.419	0.1796	0.1223	0.408	0.1796	
	40.3	90	0.44	1.596	0.2020	0.1376	0.408	0.2020	
	40.3	100	0.44	1.773	0.2245	0.1529	0.408	0.2245	
	40.3	110	0.44	1.951	0.2469	0.1681	0.408	0.2469	
	40.3	120	0.44	2.128	0.2693	0.1834	0.408	0.2693	
	40.3	130	0.44	2.305	0.2918	0.1987	0.408	0.2918	
	40.3	140	0.44	2.482	0.3142	0.2140	0.408	0.3142	
	40.3	150	0.44	2.660	0.3367	0.2293	0.408	0.3367	
	40.3	160	0.44	2.837	0.3591	0.2446	0.408	0.3591	
	40.3	170	0.44	3.014	0.3816	0.2599	0.408	0.3816	
	40.3	180	0.44	3.192	0.4040	0.2752	0.408	0.4040	
	40.3	190	0.44	3.369	0.4265	0.2904	0.408	0.4265	
40.3	200	0.44	3.546	0.4489	0.3057	0.408	0.4489		

nombre d'habitants	Puissance P(kW)	Longueur Ligne L(km)	Coefficient k	KPL (MW.km)	u = KPL/Mt		Courant de ligne 0.023A/KW	Section adoptée	u total
					Almalec				
					34.4 Mt=7.9	54.6 Mt=11.6			
1000	80.7	1	0.4	0.032	0.0041	0.0028	0.742	0.0041	
	80.7	10	0.4	0.323	0.0405	0.0278	0.742	0.0405	
	80.7	20	0.4	0.646	0.0817	0.0557	0.742	0.0817	
	80.7	30	0.4	0.968	0.1226	0.0836	0.742	0.1226	
	80.7	40	0.4	1.291	0.1634	0.1113	0.742	0.1634	
	80.7	50	0.4	1.614	0.2043	0.1391	0.742	0.2043	
	80.7	60	0.4	1.937	0.2452	0.1670	0.742	0.2452	
	80.7	70	0.4	2.260	0.2860	0.1948	0.742	0.2860	
	80.7	80	0.4	2.582	0.3269	0.2226	0.742	0.3269	
	80.7	90	0.4	2.905	0.3677	0.2504	0.742	0.3677	
	80.7	100	0.4	3.228	0.4086	0.2783	0.742	0.4086	
	80.7	110	0.4	3.551	0.4495	0.3061	0.742	0.4495	
	80.7	120	0.4	3.874	0.4903	0.3339	0.742	0.4903	
	80.7	130	0.4	4.196	0.5312	0.3618	0.742	0.5312	
	80.7	140	0.4	4.519	0.5721	0.3896	0.742	0.5721	
	80.7	150	0.4	4.842	0.6129	0.4174	0.742	0.6129	
	80.7	160	0.4	5.165	0.6538	0.4452	0.742	0.6538	
	80.7	170	0.4	5.488	0.6946	0.4731	0.742	0.6946	
	80.7	180	0.4	5.810	0.7355	0.5009	0.742	0.7355	
	80.7	190	0.4	6.133	0.7764	0.5287	0.742	0.7764	
80.7	200	0.4	6.456	0.8172	0.5566	0.742	0.8172		

TAB III-3 - suite

nombre d'habitants	Puissance P(KW)	Longueur Ligne L(km)	Coefficient k	kPL (MW.km)	u = kPL/M1		Courant de ligne 0.023A/KW	Section adoptée	u total
					Almalec				
					34.4 M1=7.9	54.6 M1=11.6			
1500	121	1	0.4	0.048	0.0061	0.0042	1.113	0.0061	
	121	10	0.4	0.484	0.0613	0.0417	1.113	0.0613	
	121	20	0.4	0.968	0.1225	0.0834	1.113	0.1225	
	121	30	0.4	1.452	0.1838	0.1252	1.113	0.1838	
	121	40	0.4	1.936	0.2451	0.1669	1.113	0.2451	
	121	50	0.4	2.420	0.3063	0.2086	1.113	0.3063	
	121	60	0.4	2.904	0.3676	0.2503	1.113	0.3676	
	121	70	0.4	3.388	0.4289	0.2921	1.113	0.4289	
	121	80	0.4	3.872	0.4901	0.3338	1.113	0.4901	
	121	90	0.4	4.356	0.5514	0.3755	1.113	0.5514	
	121	100	0.4	4.840	0.6127	0.4172	1.113	0.6127	
	121	110	0.4	5.324	0.6739	0.4590	1.113	0.6739	
	121	120	0.4	5.808	0.7352	0.5007	1.113	0.7352	
	121	130	0.4	6.292	0.7965	0.5424	1.113	0.7965	
	121	140	0.4	6.776	0.8577	0.5841	1.113	0.8577	
	121	150	0.4	7.260	0.9190	0.6258	1.113	0.9190	
	121	160	0.4	7.744	0.9803	0.6676	1.113	0.9803	
	121	170	0.4	8.228	1.0415	0.7093	1.113	1.0415	
	121	180	0.4	8.712	1.1028	0.7510	1.113	1.1028	
	121	190	0.4	9.196	1.1641	0.7928	1.113	1.1641	
121	200	0.4	9.680	1.2253	0.8345	1.113	1.2253		

nombre d'habitants	P(KW)	Longueur Ligne L(km)	Coefficient k	kPL (MW.km)	u = kPL/M1		Courant de ligne 0.023A/KW	Section adoptée	u total
					Almalec				
					34.4 M1=7.9	54.6 M1=11.6			
2000	161.3	1	0.4	0.065	0.0082	0.0056	1.484	0.0082	
	161.3	10	0.4	0.645	0.0817	0.0558	1.484	0.0817	
	161.3	20	0.4	1.290	0.1633	0.1112	1.484	0.1633	
	161.3	30	0.4	1.936	0.2450	0.1669	1.484	0.2450	
	161.3	40	0.4	2.581	0.3267	0.2225	1.484	0.3267	
	161.3	50	0.4	3.226	0.4084	0.2781	1.484	0.4084	
	161.3	60	0.4	3.871	0.4900	0.3337	1.484	0.4900	
	161.3	70	0.4	4.516	0.5717	0.3893	1.484	0.5717	
	161.3	80	0.4	5.162	0.6534	0.4450	1.484	0.6534	
	161.3	90	0.4	5.807	0.7350	0.5006	1.484	0.7350	
	161.3	100	0.4	6.452	0.8167	0.5562	1.484	0.8167	
	161.3	110	0.4	7.097	0.8984	0.6118	1.484	0.8984	
	161.3	120	0.4	7.742	0.9801	0.6674	1.484	0.9801	
	161.3	130	0.4	8.388	1.0617	0.7231	1.484	1.0617	
	161.3	140	0.4	9.033	1.1434	0.7787	1.484	1.1434	
	161.3	150	0.4	9.678	1.2251	0.8343	1.484	1.2251	
	161.3	160	0.4	10.323	1.3067	0.8899	1.484	1.3067	
	161.3	170	0.4	10.968	1.3884	0.9456	1.484	1.3884	
	161.3	180	0.4	11.614	1.4701	1.0012	1.484	1.4701	
	161.3	190	0.4	12.259	1.5517	1.0568	1.484	1.5517	
161.3	200	0.4	12.904	1.6334	1.1124	1.484	1.6334		

nombre d'habitants	Puissance P(KW)	Longueur Ligne L(km)	Coefficient k	kPL (MW.km)	u = kPL/M1		Courant de ligne 0.023A/KW	Section adoptée	u total
					Almalec				
					34.4 M1=7.9	54.6 M1=11.6			
2500	201.7	1	0.4	0.081	0.0102	0.0070	1.856	0.0102	
	201.7	10	0.4	0.807	0.1021	0.0696	1.856	0.1021	
	201.7	20	0.4	1.614	0.2043	0.1391	1.856	0.2043	
	201.7	30	0.4	2.420	0.3064	0.2087	1.856	0.3064	
	201.7	40	0.4	3.227	0.4085	0.2782	1.856	0.4085	
	201.7	50	0.4	4.034	0.5106	0.3478	1.856	0.5106	
	201.7	60	0.4	4.841	0.6128	0.4173	1.856	0.6128	
	201.7	70	0.4	5.648	0.7149	0.4869	1.856	0.7149	
	201.7	80	0.4	6.454	0.8170	0.5564	1.856	0.8170	
	201.7	90	0.4	7.261	0.9191	0.6260	1.856	0.9191	
	201.7	100	0.4	8.068	1.0213	0.6955	1.856	1.0213	
	201.7	110	0.4	8.875	1.1234	0.7651	1.856	1.1234	
	201.7	120	0.4	9.682	1.2255	0.8346	1.856	1.2255	
	201.7	130	0.4	10.489	1.3276	0.9042	1.856	1.3276	
	201.7	140	0.4	11.295	1.4298	0.9737	1.856	1.4298	
	201.7	150	0.4	12.102	1.5319	1.0433	1.856	1.5319	
	201.7	160	0.4	12.909	1.6340	1.1129	1.856	1.6340	
	201.7	170	0.4	13.716	1.7362	1.1824	1.856	1.7362	
	201.7	180	0.4	14.522	1.8383	1.2519	1.856	1.8383	
	201.7	190	0.4	15.329	1.9404	1.3215	1.856	1.9404	
201.7	200	0.4	16.136	2.0425	1.3910	1.856	2.0425		

TABLEAU III-4
CALCUL ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU BT

ZONE	TRONÇON	Puissance cumulée	Coeff. de similt.	N° Point	Longueur L (km)	I ² P (KW Km)	I ² R ² L (MVA)			Phase	Nombre de conducteurs	Coef. de correction admissi- ble	I ² total
							Alum.		35				
							70	M1=2.64					
4	C8-C7	3.2	1	3.20	0.045	0.14	0.102	0.065	5.720			8.330	
	C7-C6	4	0.78	3.12	0.045	0.14	0.100	0.063	5.577			8.228	
	C6-C5	6.4	0.78	4.99	0.045	0.22	0.159	0.085	8.929			8.129	
	C5-C4	6.4	0.78	4.99	0.045	0.22	0.159	0.085	8.922			7.985	
	C4-C3	6.4	0.78	4.99	0.045	0.22	0.159	0.085	8.923			7.810	
	C3-C2	6.6	0.83	5.54	0.045	0.26	0.177	0.095	9.910			7.651	
	C2-C1	10.4	0.93	9.57	0.045	0.25	0.176	0.094	9.853			7.474	
	C1-C	12	0.93	11.16	0.045	0.29	0.203	0.108	11.369			7.298	
	C9-B9	12.8	0.93	11.78	0.045	0.31	0.217	0.116	12.126			7.065	
	B9-B8	15.2	0.49	7.45	0.045	0.34	0.238	0.127	13.319			7.116	
	B8-B7	18	0.49	8.82	0.045	0.35	0.250	0.134	14.014			6.878	
	B7-B6	18.4	0.46	8.46	0.045	0.38	0.270	0.144	15.130			6.629	
	B6-B5	20	0.46	9.20	0.045	0.41	0.294	0.157	16.446			6.358	
	B5-B4	23.2	0.44	10.31	0.045	0.46	0.326	0.174	18.247			6.054	
	B4-B3	23.2	0.44	10.31	0.045	0.46	0.326	0.174	18.247			5.739	
	B3-B2	8.8	0.44	3.87	0.045	0.17	0.124	0.066	6.921			6.032	
	B2-B1	11.2	0.42	4.70	0.045	0.21	0.149	0.080	8.408			6.038	
	B1-B	13.6	0.42	5.71	0.045	0.26	0.182	0.097	10.210			5.788	
	B-A	14.4	0.42	6.05	0.045	0.27	0.183	0.103	10.811			5.606	
	A7-A6	40	0.4	16.00	0.045	0.72	0.51	0.273	28.600			5.413	
	A6-A5	42.4	0.4	16.96	0.045	0.76	0.541	0.289	30.315			4.902	
	A5-A4	45.6	0.4	18.24	0.045	0.82	0.582	0.311	32.604			4.361	
	A4-A3	48	0.4	19.20	0.045	0.88	0.613	0.327	34.920			3.779	
	A3-A2	49.6	0.4	19.84	0.045	0.90	0.633	0.338	35.484			3.185	
	A2-A1	49.6	0.4	19.84	0.045	0.89	0.633	0.338	35.484			2.593	
A1-A	49.6	0.4	19.84	0.045	0.89	0.633	0.338	35.484			1.900		
A-S	49.6	0.4	19.84	0.045	0.89	0.633	0.338	35.464			1.266		
3	K6-K5	4	0.78	3.12	0.045	0.14	0.100	0.063	5.577			0.833	
	K5-K4	6.4	0.83	4.03	0.045	0.18	0.129	0.069	7.207			5.112	
	K4-K3	8.8	0.93	4.65	0.045	0.21	0.149	0.080	8.337			6.012	
	K3-K2	12	0.93	6.36	0.045	0.26	0.203	0.108	11.369			4.884	
	K2-K1	13.6	0.93	7.21	0.045	0.27	0.203	0.103	12.884			4.735	
	K1-J6	15.2	0.49	7.45	0.045	0.34	0.238	0.127	13.331			4.532	
	J6-J5	17.6	0.46	8.11	0.045	0.35	0.250	0.138	14.488			4.302	
	J5-J4	18.2	0.46	8.84	0.045	0.40	0.282	0.151	15.804			4.064	
	J4-J3	22.4	0.44	9.95	0.045	0.44	0.315	0.168	17.333			3.805	
	J3-J2	24.8	0.44	10.92	0.045	0.49	0.349	0.185	19.521			3.523	
	J2-J1	27.2	0.42	11.43	0.045	0.51	0.385	0.195	20.436			3.208	
	J1-J	33.6	0.41	13.76	0.045	0.62	0.440	0.235	24.639			2.860	
	J-J	36	0.41	14.76	0.045	0.66	0.471	0.252	26.384			2.495	
	J-I	38.4	0.4	15.37	0.045	0.69	0.490	0.262	27.471			2.055	
	I-J	40.8	0.4	16.33	0.045	0.73	0.521	0.278	29.187			1.694	
	I-S	44.8	0.4	17.93	0.045	0.81	0.572	0.304	32.047			1.089	
	2	F3-F2	0.8	1	0.80	0.045	0.04	0.026	0.014	1.430		3.95	6.572
		F2-F1	0.8	1	0.80	0.045	0.04	0.026	0.014	1.430		1.45	6.657
		F1-F	0.8	1	0.80	0.045	0.04	0.026	0.014	1.430			6.831
		F8-F7	3.2	0.78	2.50	0.045	0.11	0.080	0.043	4.482			6.806
		F7-F6	5.6	0.78	4.37	0.045	0.20	0.139	0.074	7.808			7.260
		F6-F5	6.6	0.78	4.97	0.045	0.20	0.139	0.074	7.806			7.181
		F5-F4	7.2	0.83	4.54	0.045	0.20	0.139	0.074	7.806			7.041
		F4-F	8.8	0.83	5.54	0.045	0.25	0.177	0.095	9.910			6.902
		F-E	10.4	0.93	6.55	0.045	0.29	0.209	0.112	11.712			6.757
E1-E		10.4	0.93	6.55	0.045	0.29	0.209	0.112	11.712			6.580	
E-D9		12	0.93	6.36	0.045	0.29	0.209	0.108	11.369			6.371	
D9-D8		12.8	0.93	6.78	0.045	0.31	0.217	0.116	12.126			6.182	
D8-L		15.2	0.49	7.45	0.045	0.34	0.238	0.127	13.313			5.959	
M2-M1		17.6	0.49	8.62	0.045	0.39	0.275	0.147	15.419			5.742	
M1-M		19.2	0.45	8.93	0.045	0.40	0.280	0.151	16.787			7.238	
M7-M6		21.6	0.45	9.94	0.045	0.45	0.317	0.169	17.761			7.063	
M6-M5		23.2	0.44	10.31	0.045	0.46	0.326	0.174	18.247			6.845	
M5-M4		24.8	0.44	10.91	0.045	0.49	0.348	0.186	19.505			6.627	
M4-M3		28	0.42	11.76	0.045	0.53	0.375	0.200	21.021			6.409	
M3-M		29.6	0.42	12.43	0.045	0.56	0.397	0.212	22.222			6.191	
M-L		49.6	0.4	19.84	0.045	0.89	0.633	0.338	35.464			5.971	
L-L		50.4	0.4	20.16	0.045	0.91	0.643	0.344	36.036			6.148	
L-D6		50.4	0.4	20.16	0.045	0.91	0.643	0.344	36.036			5.505	
D6-D5		51.2	0.4	20.48	0.045	0.92	0.654	0.349	36.609			4.881	
D5-D4		52	0.4	20.80	0.045	0.94	0.664	0.355	37.180			4.208	
D4-D3	52.8	0.4	21.12	0.045	0.96	0.674	0.360	37.752			3.544		
D3-D2	54.4	0.4	21.76	0.045	0.98	0.694	0.371	38.896			2.870		
D2-D1	58.8	0.4	22.72	0.045	1.02	0.725	0.387	40.612			2.175		
D1-D	56.8	0.4	22.72	0.045	1.02	0.725	0.387	40.612			1.430		
D-S	56.8	0.4	22.72	0.045	1.02	0.725	0.387	40.612			0.725		
1	H3-H	1.6	1	1.60	0.045	0.07	0.051	0.027	2.860			5.434	
	H4-H3	2.4	1	2.40	0.045	0.11	0.077	0.041	4.290			5.383	
	H3-H2	4	0.78	3.12	0.045	0.14	0.100	0.063	5.577			5.303	
	H2-H	5.6	0.78	4.37	0.045	0.20	0.139	0.074	7.808			5.206	
	H1-H	6	0.83	5.04	0.045	0.23	0.161	0.088	9.005			5.067	
	H9-H8	11.2	0.83	7.06	0.045	0.32	0.225	0.120	12.813			4.906	
	H8-H7	11.2	0.83	7.06	0.045	0.32	0.225	0.120	12.813			4.691	
	H7-H6	11.2	0.83	7.06	0.045	0.32	0.225	0.120	12.813			4.456	
	H6-H5	11.2	0.83	7.06	0.045	0.32	0.225	0.120	12.813			4.231	
	H5-H4	12.0	0.93	8.78	0.045	0.31	0.217	0.116	12.126			4.005	
	H4-H	18	0.49	7.84	0.045	0.35	0.250	0.134	14.014			3.789	
	H3-H2	16	0.49	7.84	0.045	0.35	0.250	0.134	14.014			3.539	
	H2-H1	4.8	0.46	2.21	0.045	0.10	0.070	0.038	3.947			3.677	
	H1-H	6.4	0.49	2.94	0.045	0.13	0.094	0.050	5.232			3.506	
	H-G6	8.8	0.44	3.87	0.045	0.17	0.124	0.065	6.921			3.412	
	G5-G4	24.8	0.4	9.92	0.045	0.49	0.317	0.169	17.732			3.289	
	G4-G3	27.2	0.4	10.88	0.045	0.49	0.317	0.165	18.448			2.972	
	G3-G2	28	0.4	11.20	0.045	0.50	0.327	0.191	20.020			2.625	
	G2-G1	28.8	0.4	11.52	0.045	0.52	0.338	0.196	20.592			2.297	
	G1-G	28.8	0.4	11.52	0.045	0.52	0.338	0.196	20.592			1.900	
	G1-G	29.6	0.4	11.84	0.045	0.53	0.378	0.202	21.164			1.610	
	G1-G	69.2	0.4	23.68	0.045	1.07	0.756	0.404	42.328			1.322	
	G-S	69.2	0.4	23.68	0.045	1.08	0.776	0.415	43.472			0.775	

extension du réseau moyenne tension

Tableau III-5

INTENSITE ADMISSIBLE EN REGIME PERMANENT

POUR UN ECHAUFFEMENT DE 40⁰C

Section mm ²	Intensité admissible en Ampères				
	Alumi- nium	Almé- lec	Almélec acier	Alumi- nium acier	Cuivre
7.1 (30/10)					70
12.6 (40/10)					100
19.6 (50/10)					130
22		115	100	105	
23.4	120				
27.8	135	130		125	
29.3					170
34.4	150	145	125	135	
37.75				135	
38.2					200
43.1	180	170		145	
48.3					230
54.6	200	190	155	150	
59.7		205		155	260
69.3	235				
74.9					300
75.5	250	240		175	
88				260	
93.3	280	270			350
94.2			240		
94.3				250	
116.2			280	300	400
117	325	315			
147.1			320	345	
148.1	380	365			
181.6		415	370	395	
188	440				
210				440	
228		480	430	460	
238				470	
288	580	550	490	525	
297				525	
299.4			450		
366	655	630	560	600	
398				622	
411			580	620	
475	766	705			
570		840			
604	920	860			
612				850	
709	1010	945			

La centrale diésel est une centrale à combustible liquide utilisant un moteur diésel. Ce genre de centrale ne convient que pour des petites puissances comme c'est généralement le cas en milieu rural et groupe de secours. En milieu rural, la centrale diésel est souvent utilisée pour l'éclairage publique surtout pour les villages relativement limités en population et en infrastructures. Il est constitué outre le moteur diésel, d'une batterie d'accumulateurs, d'un démarreur, d'un volant, d'un alternateur et d'un régulateur de tension (voir fig IV-1).

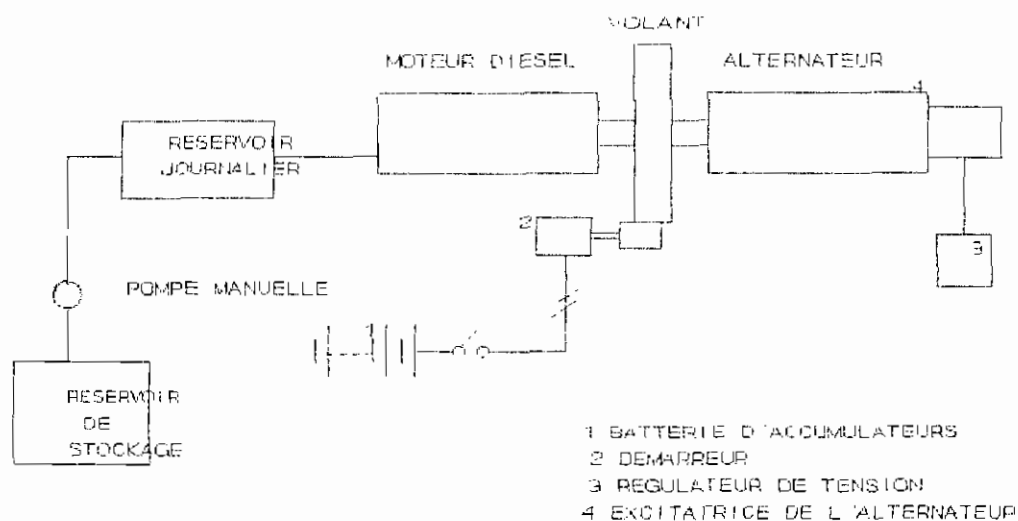


FIG 4-1 SCHEMA DE PRINCIPE D'UNE CENTRALE DIESEL

4 - 1 Détermination de la puissance du moteur diésel:

L'estimation de la puissance du groupe électrogène requiert

la centrale diésel

au préalable la connaissance des besoins énergétiques de l'utilisateur. Ainsi comme nous l'avons vu au chapitre III, la demande énergétique varie avec la population. En considérant notre localité d'étude peuplée de 1500 habitants nous obtenons une puissance de 121 KW (voir chapitre II). Avec un rendement de 85%, la puissance nette du groupe électrogène requis est de 20 KVA environ.

Au niveau de la SENELEC, la consommation en combustible des centrales se situe sur une plage de 210 à 235g/KWh. Nous pouvons donc considérer une consommation moyenne de 220g/KWh.

En supposant notre localité de 1500 habitants, nous pouvons adopter le groupe électrogène dont les spécifications sont les suivantes:

* moteur:

- + Puissance nominale continue sur le site: 150 KVA
- + Vitesse de rotation : 1500 tr/mn maximum
- + Combustible : diésel oil satisfaisant aux conditions locales (climat tropical $T=50^{\circ}\text{C}$, $H = 90\%$)
- + Refroidissement: Eau + radiateur et ventilateur attelé
- + Démarrage : Electrique

Le moteur est en général équipé des accessoires suivants :

- + un réservoir de combustible de capacité 24h de fonctionnement au moins
- + une pompe à main pour remplir ce réservoir

Deux cuves sont souvent utilisées pour les centrales diésel: une cuve journalière servant de réservoir au groupe électrogène si

la centrale diésel

ce n'est pas incorporé et une cuve de stockage destinée à recevoir les approvisionnements périodiques en combustible.

L'utilisation de la centrale diésel pour l'éclairage public et pour l'alimentation en énergie électrique des ménages pourrait nécessiter deux générateurs diésel, un premier pour faire face à la charge de pointe le soir, et un deuxième pour la charge de base. Seulement, la SENELEC utilisant les centrales diésel le plus souvent pour l'éclairage public, l'option des deux générateurs diésel est très peu probable.

L'énergie photovoltaïque de par son caractère récent constitue à l'heure actuelle, une lueur d'espoir quant à la quête permanente de ressources énergétiques. Classée dans la rubrique "énergies nouvelles et renouvelables", elle fait encore l'objet de recherches et d'expériences assez soutenues. En effet, le photovoltaïque apporte entre autres, une réponse au problème de l'alimentation en énergie électrique des sites isolés. Son autonomie totale de fonctionnement, sa grande fiabilité, sa propreté, sont ses principaux atouts. L'énergie photovoltaïque convient donc surtout lorsqu'un faible volume d'énergie est requis, le plus souvent dans des endroits éloignés des réseaux de distribution existants, où le transport de combustibles classiques, comme le gasoil, coûte trop cher sans répondre toutefois de façon totale aux besoins énergétiques des populations. C'est généralement le cas dans les pays du tiers monde, dont les besoins en énergie sont souvent très dispersés et peu élevés.

L'électricité obtenue à partir des piles solaires, peut alimenter des installations d'éclairage, de pompage d'eau, de réfrigération. La communication par radio et par téléphone, la télévision ne sont également pas en reste.

Les bénéfices que peut en tirer une région rurale se traduisent par une amélioration du niveau de vie et de la productivité agricole. Pour les villages ou sites éloignés, l'électricité photovoltaïque peut être une source d'énergie "sur mesure". En effet, dans les régions reculées sans réseau de distribution

d'électricité et, où, l'alternative serait le générateur diesel, l'énergie solaire pourrait constituer une solution rentable.

5 -1 Les systèmes photovoltaïques

a) Bref aperçu de différents composants.

- La photopile

Les photopiles sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériau semi-conducteurs.

- Le module

Les caractéristiques propres des cellules photovoltaïques, essentiellement leur faible tension utile ($<0.6V$) et leur fragilité (épaisseur $\approx 0.3mm$) exigent leur utilisation sous forme de module solaire.

Le module solaire, élément standard directement utilisable, assure une double fonction:

- association de cellules pour obtenir des caractéristiques courant-tension intéressantes pour applications.
- protection des cellules vis à vis des agents atmosphériques extérieurs pour que leur durée de vie soit significative (paramètre très important pour les systèmes photovoltaïques).

Les groupements de modules série-parallèle donnent lieu à des panneaux solaires.

b) Les systèmes photovoltaïques

A des fins pratiques, les modules photovoltaïques sont associés étroitement à un système complet pour une application donnée. Les systèmes photovoltaïques les plus couramment utilisés sont de deux types:

* les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique (batteries d'accumulateurs électrochimiques). Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation

- . soit directement en courant continu
- . soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-alternatif (onduleur)

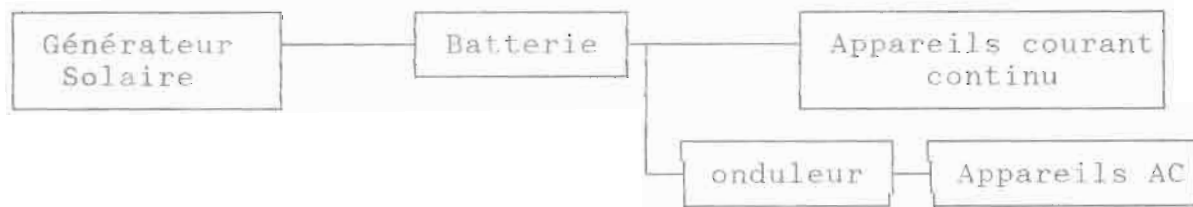


Fig 5-a: Schéma de principe d'un système photovoltaïque avec stockage électrique

Notons que notre présente étude sur le photovoltaïque est relative à ce type de système car s'agissant d'une électrification donc sensée couvrir des heures d'ensoleillement à priori (diurnes) et les heures de nuit. De fait du décalage de la demande énergétique vis à vis de l'apport énergétique solaire, un stockage est souvent nécessaire et le système tampon le plus couramment utilisé pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques. Ce dernier peut être assimilé à un générateur "réversible" c'est à dire pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de

la centrale solaire photovoltaïque

la transformation.

* les systèmes à couplage direct sans batterie (fonctionnement dit aussi "au fil du soleil"). Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu (adaptateur d'impédance).

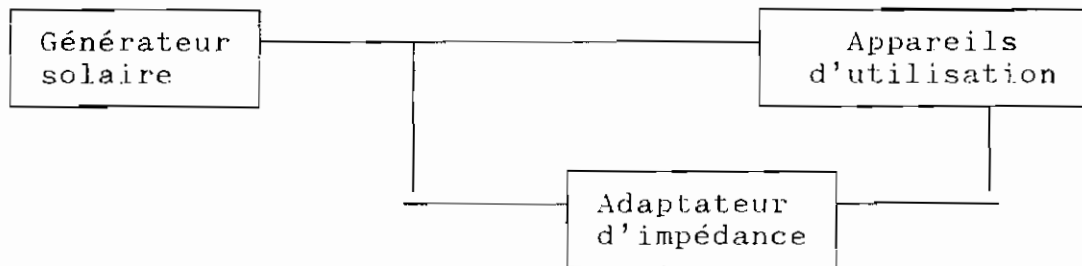
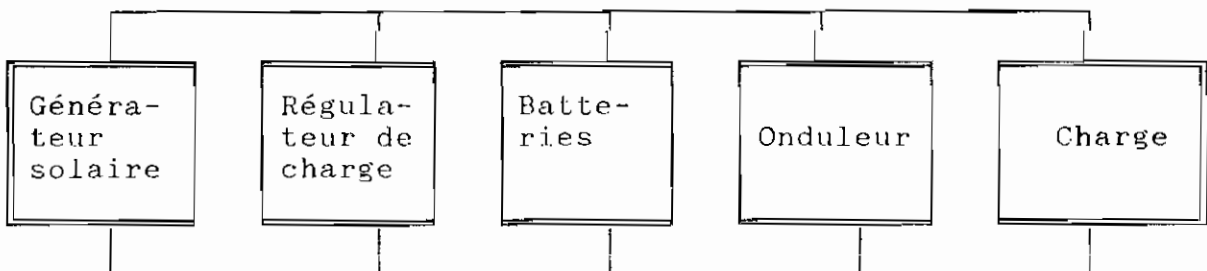


Fig 5-b: Schéma de principe d'un système à couplage direct sans batterie

5 -1 -1 Les systèmes photovoltaïques avec batterie:

5 -1 -1 -1 Schéma de principe:



5 -1 -1 -2 Le générateur:

Bien que faible, la charge alimentée pour une étude d'électri-

fication rurale nécessite des groupements de modules. En effet, dans le domaine du photovoltaïque, cette puissance est relativement importante et requiert une association en série-parallèle de modules solaires. Le générateur produit de l'électricité avec laquelle elle charge les batteries (stockage chimique) en période d'ensoleillement. Le choix des caractéristiques des modules que nous aurons à utiliser sera effectué lors du dimensionnement.

5 -1 -1 -3 Les batteries d'accumulateurs:

Les batteries d'accumulateurs assurent le stockage de l'énergie électrique. Compte tenu des conditions d'exploitation des accumulateurs dans les systèmes solaires, on recherchera des éléments à :

- faible auto-décharge ($\leq 5\%$)
- cyclage profond
- faible maintenance
- durée de vie supérieure à cinq (5) ans

Ainsi les accumulateurs à plomb sont les mieux adaptés dans les systèmes solaires photovoltaïques. Les batteries d'accumulateurs sont soumis à des cycles de charge et de décharge.

Pendant la charge, l'élément d'accumulateur se comporte comme un récepteur.

La fin de charge est atteinte à 2.6V ou 2.7V en charge cyclique (voir fig 5-1).

En charge flottante (régulation de charge), on se limite entre 2.25 et 2.4V par élément. Pendant la décharge, la force électromotrice varie (voir fig 5-1). Pendant une assez longue

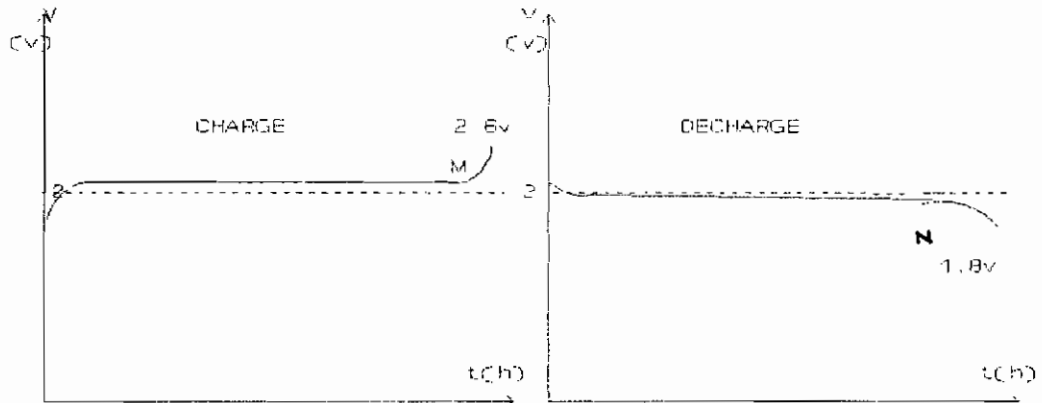


Fig. 5-1 : Charge et décharge d'un élément d'accumulateur au plomb

durée d'utilisation, elle reste constante à la valeur de 2V environ. A partir du point N, elle diminue brusquement (1.8V). Il faut alors recharger l'accumulateur sous peine de voir apparaître la sulfatation des plaques.

En pratique, le seuil admissible en cas de décharge est fixé à 20% de la capacité batterie. Au cas échéant, la sulfatation entraîne une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne d'où baisse de tension.

5 -1 -1 -4 Le régulateur de charge:

Le régulateur de charge protège les batteries contre les surcharges et éventuellement contre les décharges profondes occasionnelles; anomalies pouvant mener respectivement à une perte en eau et à un vieillissement prématuré des accumulateurs. Le régulateur de charge est un convertisseur de courant continu.

5 -1 -1 -5 L'onduleur:

L'onduleur est un convertisseur du courant continu en courant alternatif alimentant directement les consommateurs.

Notons qu'entre le générateur et le régulateur sont placés des diodes anti-retour. En l'absence de diode anti-retour, la charge des batteries serait faite normalement durant les heures d'ensoleillement. Seulement en période d'obscurité, les batteries se déchargeraient alors avec le courant dans le panneau solaire perdant ainsi la nuit une partie de l'énergie qui a été produite la journée.

5 -2 Dimensionnement du système solaire:

5 -2 -1 Données d'ensoleillement:

Les données d'ensoleillement pour une étude d'électrification avec système solaire photovoltaïque revêtent un cachet important.

Pour une région déterminée, elles sont généralement disponibles mois par mois et correspondent à l'irradiation quotidienne moyenne sur un plan horizontal. Les unités sont exprimées soit en cal/cm^2 soit en kWh/m^2 .

$$1 \text{ cal/cm}^2 = 0.0116 \text{ kWh/m}^2$$

Les valeurs de l'ensoleillement sont fonction de la latitude mais aussi des conditions climatiques locales.

L'inclinaison optimale est fixée par le dimensionnement qui prend directement en compte la capacité correspondante des batteries de stockage. Toutefois l'inclinaison i choisie est en général proche de la latitude (Φ), ($i \geq \Phi$).

la centrale solaire photovoltaïque

Le rayonnement solaire, rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde de 0.22 à 10 μ m est constitué de trois (3) composantes principales:

- le rayonnement direct
- le rayonnement diffus
- l'albédo du sol

5 -2 -1 -1 Le rayonnement direct (S):

Le rayonnement direct est le rayonnement provenant directement du disque solaire (ciel clair). Il représente l'éclairement énergétique reçu par une surface réceptrice normale aux rayons solaires.

Pour des applications nécessitant une orientation angulaire entre cette surface receptrice et la direction du soleil, l'effet cosinus est à considérer.

5 -2 -1 -2 Le rayonnement diffus (D):

Il représente l'éclairement énergétique provenant de toute la voûte céleste . Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.

5 -2 -1 -3 L'albédo du sol:

C'est la part du rayonnement solaire réfléchi par le sol. Il dépend directement de la nature du sol (neige, terre, etc). Pour des plans autres que le plan horizontal, il faut tenir compte du rayonnement réfléchi par le sol.

5 -2 -1 -4 Le rayonnement global:

Le rayonnement global est donc une synthèse des trois rayonnements précités. La valeur de ce flux global sur une

la centrale solaire photovoltaïque

surface varie notablement selon sa position et son orientation. Les données d'ensoleillement pour une région déterminée sont généralement disponibles mois par mois et correspondent à l'irradiation quotidienne moyenne sur un plan horizontal. L'ensoleillement dépend à la fois de la latitude et des conditions climatiques du milieu.

Au Sénégal, des valeurs moyennes ont été définies. Il en ressort que un (1) watt-crête (Wc) fournit environ quatre (4) watt-heure (Wh) d'énergie par jour. Cela correspond à un flux de 1200 W/m^2 à une température de 25°C . Ce qui signifie que l'insolation journalière est égale à 1200 W/m^2 pendant 4 heures.

5 -2 -2 Dimensionnement du système:

Le dimensionnement du générateur photovoltaïque permet de déterminer la puissance crête à installer d'une part et d'autre part la capacité de batteries associée au vu des conditions météorologiques du lieu d'implantation et des exigences de la demande. Le générateur photovoltaïque est au début de la chaîne productrice d'énergie. Cette énergie affectée des rendements des différentes composantes de la chaîne augmentée des coefficients correctifs dus à certaines incertitudes subit une baisse avant d'arriver au consommateur. Un coefficient correctif global k variant entre 0.7 et 0.8 est ainsi défini.

Pour le dimensionnement, nous allons nous atteler à trois méthodes.

5 -2 -2 -1 Première méthode:

5 -2 -2 -1 -1 Détermination de la charge:

La puissance crête d'un module est la puissance électrique

la centrale solaire photovoltaïque

maximale qu'il peut fournir dans les conditions suivantes:

- lorsqu'il est connecté à sa charge optimale
- lorsqu'il reçoit du soleil une puissance de 1000 W/m^2
- sa température étant de 28°C

Les récepteurs dans les villages peuvent être alimentés en triphasé 220 V ou 380 V selon leurs exigences. Il suffit pour cela de procéder à un montage phase-neutre ou phase-phase respectivement.

Cette méthode de dimensionnement rapide consiste à déterminer la puissance crête qui fournit l'énergie électrique nécessaire pendant le mois le moins ensoleillé.

En considérant la charge spécifique moyenne de 0.8 kW qui représente le cumul approximatif des puissances nominales des récepteurs (appareils de reproduction de son et d'images, lampes, réfrigérateurs etc), il s'avère difficile de déterminer la consommation de chacun des appareils.

Nous allons donc réévaluer les besoins en énergie électrique en tenant compte de la consommation et de la durée d'utilisation quotidienne moyenne de chaque appareil; ce qui nous donne le tableau V-1.

Ce tableau nous donne une consommation par jour en moyenne de 62297 Wh/J.

Au Sénégal un watt-crête fournit quatre(4) watt-heure d'énergie par jour. Une consommation de 62297 Wh/J nécessite donc une puissance crête d'environ $62297/4 = 15574 \text{ Wc}$.

On choisit des modules de puissance 38.4 Wc polycristallin type PQ 10/40 AEG pour des raisons de performances (expériences

TABLEAU V-1
EVALUATION DES BESOINS EN ENERGIE ELECTRIQUE

Equipement	Puissance électrique unitaire(W)	Coefficient de simultanéité (k)	Puissance électrique cumulée (W)	Durée d'utilisation quotidienne moy.	Energie consommée (Wh/J)
ampoules (200*2+18)	25	0.4	4180	5	20900
Radio-cassette (200)	15	0.4	1200	8	9600
Télévision (n.b)	20	0.49	137.2	5	686
Télévision couleur (2)	60	1	120	5	600
Ventilateur (15)	75	0.53	596.25	6	3577
Réfrigérateur (6)	150	0.78	702	17	11934
Forage	4000	1	4000	1	4000
Moulin à mil	2200	1	2200	5	11000
TOTAL					62297

du projet Sénégalo-allemand), d'adaptation aux conditions climatiques tropicales.

5-2 -2 -1 -2 Choix de la tension de travail:

Pour une puissance crête supérieure à 1 kWc, il faut un système en 48 V [ref 5].

En général, les constructeurs offrent des onduleurs dont la tension d'entrée est fonction de la puissance de la charge. C'est ainsi que les marges suivantes ont été définies:

Entre 0 et 5 kWc, la tension d'entrée varie de 24 à 48 V

Entre 5 et 20 kWc, la tension d'entrée se situe à 100 V environ

Pour une puissance supérieure à 20 kWc, la tension d'entrée se situe un peu au-dessus de 100 V .

Cette limitation peut s'expliquer par le fait que le produit de la tension et du courant donne une puissance constante. Or notre souci est de limiter le courant , ce qui nécessite une élévation de la tension. Un compromis entre la baisse du courant et l'élévation de la tension est donc à rechercher afin d'optimiser les performances du système.

Selon les spécifications de la Joint Research Center-Ispra, les modules photovoltaïques choisis subissent un test de tenue en tension de l'isolation pour une tension égale à $1000 + 2 * U$, U étant la tension maximale du système. Les modules étant testés pour une tension de 1500 V, la tension maximale ne doit normalement pas excéder la valeur de 250 V.

S'agissant de cette première méthode de dimensionnement, nous aurons une tension de travail de 100V environ.

la centrale solaire photovoltaïque

5 -2 -2 -1 -3 Calcul du rendement du module:

La production en énergie d'un module photovoltaïque dépend de l'insolation du site et de ses conditions de température. Les données climatiques du site sont nécessaires pour déterminer la quantité d'énergie que peut produire le module. On doit tenir compte de la température du module (qui est une fonction de la température ambiante, de la radiation solaire, de la vitesse du vent, de la production d'énergie du champ) en calculant la production d'énergie par jour. Un tel calcul doit se faire de façon rigoureuse par des moyens informatiques. Cependant, un calcul approximatif donne la production d'énergie moyenne(en Wh/J) en multipliant la puissance du module (W_c) par la moyenne d'insolation (en $KWh/m^2/J$).

Ainsi, un module 38.4 W_c avec une insolation moyenne de 5.83 $KWh/m^2/J$ produira un rendement d'environ 224 Wh/J.

5 -2 -2 -1 -4 Dimensionnement du stockage des batteries:

La capacité de stockage des batteries est la quantité d'électricité que ces dernières doivent pouvoir emmagasiner pour pallier aux problèmes de décalage entre la production et la consommation au cours des changements de temps.

La capacité de la batterie, exprimée en ampère-heure (Ah), dépend de la charge quotidienne et du nombre consécutif de temps couverts dont on peut s'attendre aux lieux d'étude.

Une autonomie de trois (3) jours (cas des pays sahéliens) et un rendement de 85% nous donnent une capacité C telle que:

$$C = 62297 * 3 / 0.85 * 100 = 2199 \text{ Ah}$$

La capacité disponible d'une batterie est fonction de sa propor-

la centrale solaire photovoltaïque

tion nominale, de la température, de l'âge, de l'historique de la charge/cycles de décharge et du taux de décharge. C'est ainsi qu'un facteur de mesure de sécurité de 2 est habituellement appliquée à la capacité de réserve calculée. Nous obtenons ainsi une capacité de la batterie (en facteur de sécurité de 2) de 4398 Ah.

5 -2 -2 -1 -5 Calcul des pertes:

Des pertes seront inévitablement causées et généralement par plusieurs sources. Elles sont dues :

- au déséquilibre établi entre le courant/courbes de voltage des modules provenant du champ,
- au blocage et au dépassement des diodes, des fils et des terminaux
- à la batterie, aux fils de connection et aux systèmes de contrôle.

Les pertes faites par suite de déséquilibre peuvent être minimisées par un choix judicieux des modules.

Comme loi de sécurité, une marge de 20% est ajoutée à la charge typique et si le système comporte un convertisseur de courant direct en courant alternatif, on doit prendre en compte à peu près 10% à 15% des besoins en fonction du genre de convertisseur utilisé.

En conséquence, pour notre charge nous allons considérer des pertes de 15% . La charge totale y compris les pertes sera donc de 71642 Wh/J .

5 -2 -2 -1 -6 Dimensionnement du champ:

Un champ est sensé contenir un nombre de modules suffisant

pour faire face à la demande plus les pertes. Dans le cas présent, le nombre de modules nécessaires est de:

$$\frac{71642}{224} = 320 \text{ modules}$$

Pour déterminer combien de modules sont à connecter en série, on divise le voltage nominal du système par le voltage nominal du module. Pour déterminer le nombre de modules en parallèle, on divise le total du système par le nombre de modules en série. En conséquence, nous obtenons:

$$\text{nombre de modules en série : } 100/12 = 9$$

$$\text{nombre de modules en parallèle : } 320/9 = 36$$

Cela fait un total de 324 modules.

5 -2 -2 -2 Deuxième méthode:

Cette méthode s'appuie sur une estimation au préalable des différents paramètres des composants du système.

Soient les variables suivantes:

E_g : insolation du champ ($\text{kWh/m}^2\text{J}$)

$P_{\text{crête}}$: puissance crête du générateur

Cap.bat : Capacité de la batterie

V_{bat} : tension de la batterie

Rdt.bat : rendement énergétique de la charge/décharge de la batterie

Taux.dech : taux de décharge admissible

En.ut : énergie utile délivrée par la batterie (kWh/J)

Rdt.ond : rendement de l'onduleur

la centrale solaire photovoltaïque

Corr.temp : facteur de correction de la température

Pert.res : pertes dans le réseau

Rdt.adap : rendement d'adaptation générateur-batterie

5 -2 -2 -2 -1 Le générateur

La quantité d'énergie produite par le générateur est égal au produit de l'insolation du champ par sa puissance crête. En tenant compte des pertes de charge dans le réseau, il résulte:

$$En.ut = E_g * P_{crête} * (1 - Corr.temp) * (1 - Pert.res) * Rdt.adap * Rdt.bat * Rdt.ond$$

ce qui donne:

$$P_{crête} = \frac{En.ut}{E_g * (1 - Corr.temp) * (1 - Pert.res) * Rend.adap * Rend.bat * Rend.ond}$$

avec

$$En.ut = 62.3 \text{ kWh} = \text{charge}$$

$$E_g = 5.83 \text{ kWh/m}^2 \text{ .jour en moyenne}$$

$$Corr.temp = 5\%$$

$$Pert.res = 5\%$$

$$Rdt.adap = 0.9$$

$$Rdt.bat = 0.85$$

$$Rdt.ond = 0.9 \quad (\text{possibilités de rendement de 96\%})$$

Il en résulte

$$P_{crête} = \frac{62300}{5.83 * 0.95 * 0.95 * 0.9 * 0.85 * 0.9}$$

$$P_{crête} = 17198 \text{ Wc}$$

Pour des modules de 38.4Wc polycristallin et 1.075m * 0.456m, il

faudra :

$$17198/38.4 = 448 \text{ modules}$$

soit

$$448 * 0.4902 = 219.61 \text{ m}^2 \text{ de surface de panneau}$$

5 -2 -2 -2 -1 -1 Choix de la tension de travail:

Pour le choix de la tension de travail, les considérations faites au niveau de la première méthode de dimensionnement restent valables. Ce qui fait que nous aurons une tension de travail de cent (100) volts.

Avec une tension d'entrée de 100 V DC (onduleur existant sur le marché) le système requiert 9 modules en série et 50 modules en parallèle soit un total de 450 modules.

5 -2 -2 -2 -2 Les batteries de stockage:

Le dimensionnement des batteries de stockage nécessite la fixation au préalable du taux de décharge admissible. Ce paramètre varie selon le concepteur et le type de batterie utilisé. Pour les batteries au plomb, en pratique, on ne descend pas en général au-dessous de 20% ou davantage de la capacité de la batterie sous peine de voir apparaître la sulfatation des plaques. Celle-ci entraîne une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne d'où baisse de tension.

L'estimation de 62297 Wh/J faite au niveau de l'énergie consommée avec une tension de travail de 100 V requiert une capacité utile de $62297/100 = 623 \text{ Ah}$.

Notons que la tension de fin de charge par élément admise dans notre cas est de 2.4 V.

5 -2 -2 -3 Troisième méthode:

Cette méthode comme les deux précédentes est basée sur le fait qu'en moyenne, sur une année, l'énergie journalière fournie par le panneau solaire (W_s) doit être au moins égale, à un coefficient correctif k près, à l'énergie journalière moyenne consommée par l'utilisation (W_u).

5 -2 -2 -3 -1 Le coefficient correctif k :

L'énergie produite par le générateur photovoltaïque traverse les différentes composantes de la chaîne énergétique. Elle est ainsi affectée des différents rendements et de certains coefficients correctifs avant d'arriver à l'étape d'utilisation. Un coefficient correctif global variant de 0.7 à 0.8 tient compte de:

- l'incertitude météorologique : $\pm 10\%$ environ
- la perte de rendement des modules dans le temps (vieillissement et poussière)
- la dispersion des caractéristiques des modules
- le rendement de la batterie : $\approx 85\%$ environ sur l'énergie transitant par elle.

A des fins pratiques, la valeur moyenne de 0.75 est utilisée pour k .

Les pertes de puissance dans les câbles de connexion seront prises en compte dans la détermination du point de fonctionnement du module solaire.

5 -2 -2 -3 -2 Détermination de la puissance crête:

Déterminer la puissance crête du panneau revient à rechercher le nombre total de modules requis pour satisfaire aux

la centrale solaire photovoltaïque

exigences de l'utilisation. La consommation journalière de la charge doit en effet être satisfaite tout au long de l'année avec une moyenne annuelle d'ensoleillement journalier. A des fins pratiques, une conversion de l'énergie incidente totale reçue sur une journée en un nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à 1 kW/m^2 est indiquée. Pour ce faire, il suffit de multiplier le nombre moyen de $\text{cal/cm}^2/\text{J}$ par le facteur 0.0116 (voir paragraphe sur les données d'ensoleillement).

Pour une branche, la production journalière d'énergie (en Ah/J) s'obtient en multipliant son courant de charge I_c par le nombre d'heures (h) d'ensoleillement équivalent à 1 kW/m^2 .

Ainsi l'expression suivante donne le nombre (N) de branches en parallèle :

$$N \geq \frac{W_u}{k \cdot h \cdot I_c}$$

En considérant une tension moyenne du système de 100 V, nous aurons 9 modules de 12 V (AEG PQ 10/40) en série. En supposant un onduleur de rendement 90% environ, nous obtenons une consommation journalière de $62.3 / 0.9 = 69.3 \text{ kWh/J}$.

Sous une tension de 100 V, la consommation journalière se ramène à $W_u = 693 \text{ Ah/J}$.

Dans notre étude, nous avons considéré une insolation journalière moyenne de 5.83 kWh/m^2 soit 5.83 heures d'ensoleillement équivalent à 1 kW/m^2 par jour.

Nos modules choisis offrent un courant au point de puissance

la centrale solaire photovoltaïque

maximale de 2.20 ampères; soit $I_c = 2.20$ A.

Il en résulte un nombre minimum de branches (N) tel que:

$$N \geq \frac{693}{0.75 * 5.83 * 2.20}$$

$$N \geq 72$$

Le nombre total de modules requis est alors 648 modules; soit 72 branches de 9 modules en série chacune.

5 -2 -2 -3 -3

La capacité batterie:

La capacité de la batterie renseigne sur les possibilités de stockage de la batterie pour palier au déficit des périodes peu ensoleillées. On distingue la capacité minimale de la capacité réelle.

5 -2 -2 -3 -3 -1

La capacité minimale:

La détermination de la capacité minimale de la batterie se fait en calculant le cumul d'ampères heures sur les périodes les moins ensoleillées. Cette capacité minimale est donnée par l'expression:

$$C_{min} = \sum_{\substack{\text{mois} \\ \text{déficitaires}}} (W_u - k * W_s)$$

W_s est l'énergie journalière fournie pour un mois donné (en Ah/J).

Avec le courant de charge de 2.20 A et les 72 branches trouvées, nous avons:

$$W_s = 72 * 2.20 * E$$

avec E (KWh/m²) = ensoleillement journalier pendant un mois donné, soit:

la centrale solaire photovoltaïque

$$W_s = 158 * E \quad \Rightarrow \quad kW_s = 118.5 * E$$

Des valeurs d'ensoleillement mensuelles relevées dans notre localité d'étude par le projet sénégalais-allemand d'énergie solaire nous permettent d'établir le bilan énergétique suivant:

Notons:

$E(KWh/m^2/J)$ = Ensoleillement

$kW_s(Ah/J)$ = Energie produite

$W_u(Ah/J)$ = Consommation moyenne

$(W_u - kW_s)$ = Déficit journalier

Tableau V -2 Bilan énergétique

	$E(KWh/m^2/J)$	$kW_s(Ah/J)$	$W_u(Ah/J)$	$W_u - kW_s$	Déficit mensuel
Janvier	4.992	692.64	693	0.36	11.16
Février	5.896	818.07	693	-	-
Mars	5.904	819.18	693	-	-
Avril	6.300	874.13	693	-	-
Mai	6.354	881.62	693	-	-
Juin	5.659	785.19	693	-	-
Juillet	5.364	744.25	693	-	-
Août	5.536	768.12	693	-	-
Septemb.	5.879	815.71	693	-	-
Octobre	5.472	759.24	693	-	-
Novembre	6.202	860.53	693	-	-
Décembre	5.672	787.00	693	-	-

la centrale solaire photovoltaïque

La capacité minimale étant égale au cumul du déficit mensuel sur l'année, nous avons donc 11.16 Ah/J comme capacité minimale.

5 -2 -2 -3 -3 -2 La capacité réelle:

Les accumulateurs bien qu'ayant des performances techniques appréciables connaissent des limites quant à leurs caractéristiques. En effet:

- la capacité minimale ne doit pas dépasser 60% de la capacité réelle (profondeur de décharge)
- le type de batterie est choisi en tenant compte du régime de charge et de décharge et de la température d'utilisation
- le cycle journalier ne doit pas dépasser 10 à 15% de la capacité nominale de la batterie pour préserver sa longévité
- une capacité minimale est imposée par le nombre de jours d'autonomie souhaité.

Une capacité minimale limite de 60% de la capacité réelle confère pour cette dernière une valeur de $11.16/0.6 = 18.60$ Ah. Cette faible capacité s'expliquant par un excédent de production d'énergie requiert une seule batterie de capacité supérieure à 18.60 Ah.

5 -2 -2 -4 Choix de la méthode à retenir:

Les trois méthodes étudiées donnent des résultats différents. Basées sur un principe commun qu'est la prédominance relative de la production d'énergie sur la consommation, il n'en demeure pas moins qu'il existe une différence entre les approches.

Les première et troisième méthodes donnent respectivement une capacité et un nombre de modules assez élevés . Cela s'explique

par le fait que ces deux méthodes soient caractérisées par une approche approximative notable.

S'agissant de la deuxième méthode, il ressort une rigueur d'approche relative car tenant compte des performances quantifiées des différents composants. Notre choix portera donc sur cette méthode et la suite du dimensionnement se fera selon les résultats obtenus avec cette approche.

5 -2 -2 -5 Détermination du régulateur de charge:

La batterie est l'un des éléments les plus fragiles d'un système photovoltaïque; sa durée de vie est étroitement liée à la façon dont elle est chargée et déchargée: une longévité raisonnable n'est atteinte que par une protection soignée contre la surcharge ou la décharge trop profonde. Cette tâche est assignée au régulateur de charge.

Idéalement, le régulateur devrait fournir à la batterie de l'énergie électrique en deux paliers:

- charge à intensité constante jusqu'à la tension de fin de charge
- charge à tension constante (tension de fin de charge) jusqu'à ce que l'intensité atteigne la valeur du courant de charge.

(voir fig V-2)

Dans notre étude, nous avons trouvé une puissance crête de 17198 Wc. Nous allons donc choisir un régulateur de puissance un peu plus élevée que celle du générateur pour prévoir une évolution future de la charge. Sur le marché, nous disposons de régulateur de charge dont les caractéristiques sont les suivantes:

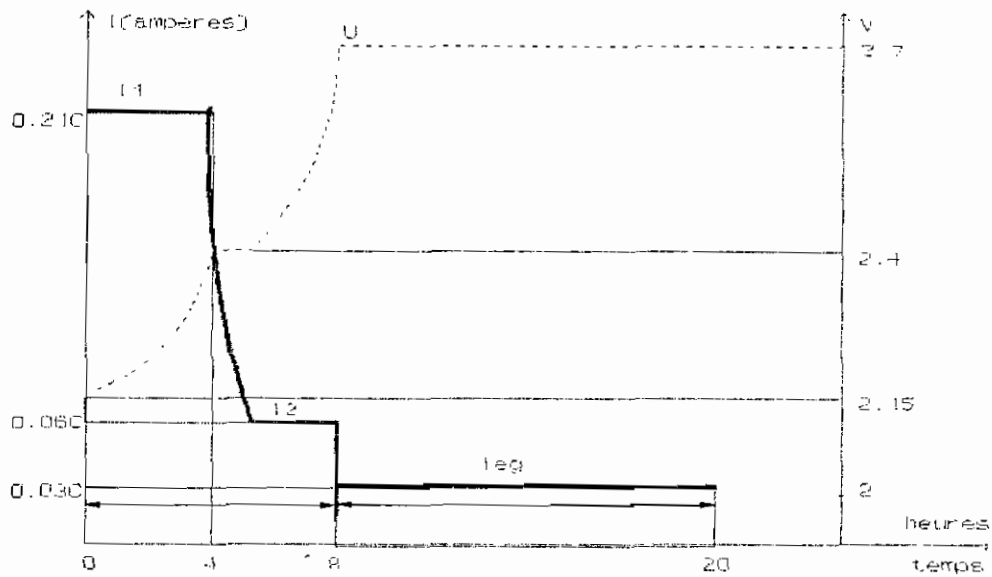


Fig 5-2: Exemple de procédure de charge d'une batteries au plomb

- Puissance : 20KW
- Tension d'entrée : 180V DC
- Tension de sortie : 100V DC
- Tension de fin de charge : 120V DC

5 -2 -2 -6 Détermination de l'onduleur:

Pour alimenter une charge en courant alternatif, il faut interposer un convertisseur continu-alternatif entre la batterie de stockage et la charge. Les convertisseurs les plus utilisés transforment le courant continu issu de la batterie en courant alternatif 50 Hz, 220V ou 380V. Avec notre charge de 13.2 KW (somme des puissances électriques cumulées :voir tableau V-1), un rendement de 0.9 et un facteur de puissance de 0.8, il nous faudra un onduleur de puissance $13.2/0.9*0.8 = 18.3$ KVA. Pour des raisons d'évolution future de la charge et de disponibilité sur

la centrale solaire photovoltaïque

le marché, nous portons notre choix sur un onduleur de spécifications techniques:

- Puissance	:	20 KVA
- Tension d'entrée	:	100 V DC
- Tension de sortie	:	200 V AC
- Fréquence de l'onde de sortie	:	50 Hz
- Forme de l'onde de sortie	:	sinusoïdale
- Rendement	:	0.9 environ

CHAPITRE VI: LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES FAMILIAUX

L'utilisation du solaire pour la fourniture d'énergie électrique en milieu rural, outre par le biais de la centrale solaire photovoltaïque peut également se faire au moyen des systèmes photovoltaïques familiaux. Ces derniers sont des installations solaires décentralisées équipant chaque maison. Ils rendent ainsi possible une électrification individuelle des ménages ruraux (pour l'éclairage et le fonctionnement Radio/TV). On retrouve les principaux composants des systèmes photovoltaïques que sont:

- un panneau photovoltaïque
- _ un accumulateur
- _ un régulateur de charge

6 -1 Estimation des besoins en énergie d'une habitation

La quantité d'énergie moyenne nécessaire chaque jour: $Q(\text{Wh/J})$ est la somme des consommations des divers équipements (voir tableau VI-1). Les équipements retenus sont en général les plus fréquents en milieu rural.

Tableau VI-1 Estimation des besoins énergétiques

Equipement	Puissance unitaire (W)	k	Puissance cumulée (W)	temps service(h)	Energie consommée(Wh/J)
Ampoule(3)	5	1	15	4	60
RK7 (1)	9	1	9	4	36
Télévision	20	1	20	4	80
TOTAL					176

Le tableau VI-1 donne une consommation moyenne journalière de 176 Wh/J par habitation. Cette estimation est faite à base d'un optimisme qui pourrait s'expliquer par le fait que l'acquisition d'un système photovoltaïque familial peut inciter à s'équiper encore plus. Il est aussi très optimiste de vouloir considérer que chaque maison soit équipée de certains types d'appareils comme la télévision. Seulement, étant donné qu'il n'est pas très indiqué de vouloir changer d'installation électrique à chaque fois qu'on acquiert un appareil supplémentaire, nous avons décidé de procéder à une considération aussi optimiste sachant l'effet qu'une dotation en équipements nouveaux pourrait créer chez le voisin en terme de besoin.

6 -2 Différents composants d'un système photovoltaïque familial

6 -2 -1 Le générateur photovoltaïque:

Le choix du module photovoltaïque générant l'énergie électrique dans un système dépend des conditions météorologiques et du profil de la charge à alimenter. Avec une insolation journalière moyenne de 5.83 KWh/m²/J environ au Sénégal, une consommation journalière moyenne de 176 Wh/J et des différents rendements des composants du système, nous obtenons:

$$P_{crête} = \frac{176}{5.83 * 0.95 * 0.95 * 0.9 * 0.85}$$

$$P_{crête} = 43.7 \text{ Wc}$$

Notons que le rendement de l'onduleur n'intervient pas dans l'expression de la puissance crête car le système familial

délivre de l'énergie sous forme de courant continu.

6 -2 -1 -1 Choix de la tension de travail:

De l'importance de la puissance crête (PC), nous pouvons déduire la tension de travail [ref 5].

- PC < 150 Wc : système en 12 V
- 300 Wc < PC < 1000 Wc : système en 24 V
- PC > 1000 Wc environ : système en 48 V

6 -2 -2 Le stockage chimique:

Le stockage de l'énergie électrique est indispensable afin de pallier une énergie solaire intermittente et une consommation irrégulière. Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon le plus couramment utilisé pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent (Pb, CdNi, NiZn). Dans le choix du type de batterie pouvant convenir aux systèmes photovoltaïques familiaux, les critères suivants doivent être pris en compte:

- prix réduit (par Wh stocké)
- maintenance peu fréquente
- rendement faradique élevé
- rendement énergétique élevé
- température d'utilisation convenable
- coût d'investissement réduit.

Les accumulateurs au plomb répondent mieux à ces différents critères, en particulier pour leur utilisation dans les pays

tropicaux. Ces accumulateurs seront donc retenus pour le stockage.

Avec une consommation journalière moyenne de 176 Wh/J, la capacité utile de la batterie sera de 15 Ah/J.

La profondeur de décharge, élément important dans la durée de vie de la batterie est aussi à considérer. Il est ainsi recommandé un taux de décharge de 30 à 40%. Un taux de décharge de 30% engendre une batterie de 50 Ah/J C10 (capacité assignée pour une décharge de 10 heures).

6 -2 -3 Le régulateur de charge:

Par souci de conférer une durée de vie normale à la batterie, il s'est avéré nécessaire de procéder à une régulation de la charge et de la décharge de celle-ci.

Deux types de régulation sont souvent utilisés :

6 -2 -3 -1 Régulation parallèle (ou shunt):

Le régulateur de charge intervient en dérivation sur le panneau solaire pour dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissance (voir fig VI-1).

6 -2 -3 -1 -1 Principe de fonctionnement:

Deux cas peuvent se poser:

$$* V_b < V_{limite}$$

Ce cas conduit à $V_i < V_{ref} \Rightarrow V_s \equiv 0, i = 0$

Le transistor se bloque ainsi ($I_i = 0$) et le régulateur se retrouve court circuité ($I_p = I_b$). Le panneau solaire délivre donc un courant destiné uniquement à la recharge de la batterie.

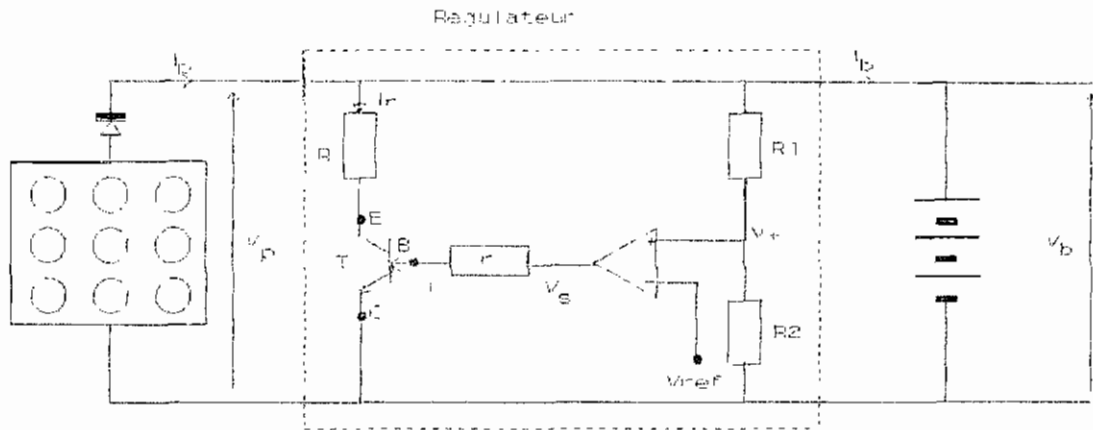


FIG 6-1 : REGULATEUR PARALLELE

* $V_b > V_{limite}$

Ce cas mène à $V_i > V_{ref} \Rightarrow V_s \neq 0, i \neq 0$

Le transistor conduit ($I_r \neq 0; I_p = I_r + I_b = constante$)

$I_i \neq 0$ entraîne une diminution de I_b donc de V_b

On atteint ainsi l'équilibre lorsque le courant I_b est tel qu'il est suffisant pour maintenir la batterie à la tension de limitation; ce qui donne $V_b = V_{limite}$ et $V_i = V_{ref}$.

6 -2 -3 -2 Régulation série:

Avec cette alternative le régulateur de charge intervient en série avec le panneau solaire (voir fig IV-2).

6 - 2 -3 -2 -1 Principe de fonctionnement:

* En absence de régulation

Dans ce cas $V_b < V_{limite}$ d'où:

$V_i < V_{ref} \Rightarrow V_s \neq 0, i \neq 0, i_b \neq 0$

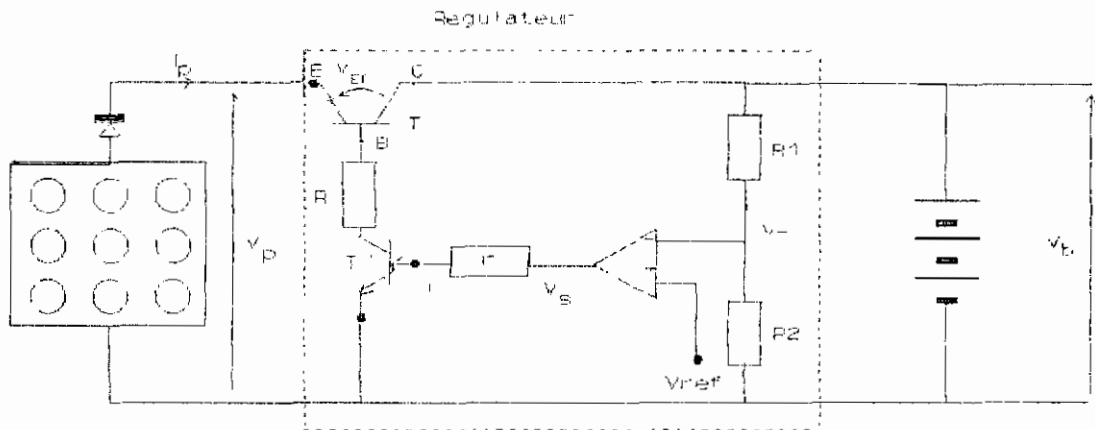


Fig 6-2 REGULATEUR SERIE

Le transistor est alors saturé, $V_{EC} = V_{ECsat}$

*** En régulation**

En posant $V_b > V_{limite}$, il résulte $V_- > V_{ref}$ et $V_s \equiv 0$, $i = 0$, $i_B = 0$

Le transistor se bloque ainsi ($I_p = 0$)

Par absence de courant de charge, la tension batterie va diminuer et un équilibre va s'établir par régulation.

6 -2 -3 -3 Choix du système de régulation:

La régulation shunt dispose d'avantages importants pouvant aider à une optimisation d'énergie. En effet:

- elle est du type proportionnelle
- elle n'introduit pas de chute de tension dans le circuit de charge
- la consommation du régulateur est négligeable en absence de régulation

- une défaillance du régulateur autorise encore la charge de la batterie.

Comme inconvénient, le régulateur doit pouvoir dissiper la puissance crête du panneau solaire.

La régulation série quant à elle est du type proportionnelle et la puissance dissipée aux bornes du transistor est faible vis à vis de la puissance crête du panneau solaire.

Cependant, en absence de régulation, le régulateur introduit une chute de tension dans le circuit (V_{BCsat}) et a une consommation de courant (courant de base i_b).

De même, une défaillance du régulateur provoque l'arrêt de la charge de la batterie. Ces insuffisances de la régulation série font que nous allons adopter la régulation shunt pour nos systèmes photovoltaïques familiaux.

L'évaluation économique d'un projet est d'abord à distinguer de l'évaluation financière. Cette distinction revêt un caractère important car portant un jugement relatif sur la pertinence d'un projet selon le type d'évaluation auquel ce projet est soumis. Alors que le but de l'évaluation financière est de veiller à la rentabilité des capitaux investis par les entreprises privées, à l'équilibre financier des services publics chargés de gérer les projets etc, l'évaluation économique vise à aider à préparer et sélectionner les projets apportant la plus grande contribution au développement économique.

Si la rentabilité financière d'un projet est perçue comme une condition nécessaire à la réalisation et à la bonne gestion du projet, elle révèle cependant des insuffisances dès lors que le projet est à caractère publique. C'est dire que pour les projets publiques, la rentabilité financière n'est pas l'objectif premier étant donné que l'équilibre financier tant important peut toujours être reporté à une échéance ultérieure; lequel équilibre pourra être obtenu à l'aide de subventions, crédits à taux préférentiels ou prix garantis. Dans le même ordre d'idée, l'électrification rurale pourrait être perçue comme un projet à rentabilité non immédiate du fait de l'insuffisance de moyens des populations auxquelles elle est destinée. Cependant, il reste entendu que par les relations de cause à effet l'électrification d'une zone est toujours un catalyseur de développement .

7 -1 Méthodologie:

Les bases d'une évaluation économique reposent essentiellement sur deux grandes méthodes: la méthode des effets et la méthode des prix de référence.

7 -1 -1 Méthode des effets

La méthode des effets est basée sur une comparaison entre les situations "sans" et "avec" le projet au niveau macroéconomique et pour l'ensemble des agents directement ou indirectement affectés. Elle utilise le critère de la valeur ajoutée pour apprécier les effets d'un projet. Ce critère peut être interprété à la fois sous sa forme globale (contribution du projet à l'accroissement net de la production intérieure brute) ou pour ses aspects sectoriels (par exemple la répartition de la valeur ajoutée aux comptes des administrations et de l'extérieur). L'utilisation de ce critère nécessite qu'on ait à :

- identifier les différences significatives entre les situations économiques "sans" et "avec" le projet
- mesurer ces différences
- apprécier dans quelle mesure les différences ainsi reconnues et chiffrées peuvent-elles être considérées comme des avantages ou des inconvénients pour les agents considérés
- apprécier s'il y a lieu le rapport entre ces avantages et ces inconvénients. Les critères d'évaluation dans ce cas est donc une analyse avantage-coût.

7 -1 -2 La méthode des prix de référence:

Sur le plan des objectifs fixés, la méthode des prix de référence ne diffère pas de la méthode des effets. L'utilisation

étude économique

des prix de référence permet de modifier et de remplacer les systèmes de prix du marché par un système de prix théoriques supposé exprimer de façon plus rigoureuse la "valeur" pour la collectivité des facteurs de production affectés au projet, des biens et services qu'il produit. La méthode des prix de référence consiste à partir de l'étude financière à opérer une série d'opérations permettant:

- d'identifier les perturbations provoquées par le projet dans l'économie nationale
- de classer ces perturbations en coûts et avantages économiques
- de mesurer ces coûts et avantages en choisissant pour cela un nouveau système de prix
- enfin, de comparer ces coûts et avantages à l'aide de divers critères permettant un classement entre projets ou variantes de projets.

Seulement dans le cadre de notre projet, le souci majeur étant d'estimer les coûts comparatifs des différentes alternatives, nous allons utiliser la méthode de comparaison de l'annuité des dépenses. C'est une approche consistant à convertir les frais d'investissement en une série de versements annuels appelés annuités.

7 -2 Coûts de réalisation des différentes alternatives proposées:

7 -2 -1 Extension du réseau MT:

L'électrification du village considéré entraînerait des investissements dûs aux installations nécessaires suivantes:

étude économique

- une ligne à moyenne tension 30 KV
- un poste aérien 30 KV
- un réseau à basse tension (triphasée 7km, 100 abonnés)

En supposant que pour une meilleure réussite de l'électrification rurale, une prise en main de l'Etat, de la SENELEC ou de toute autre structure "équivalente" est nécessaire, nous pouvons considérer comme exempts de toutes taxes les coûts unitaires des différentes installations (ouvrages).

7 -2 -1 -1 Coûts des installations:

Pour l'extension du réseau MT, les coûts (unitaires) des installations sont consignés sur le tableau VII-1. Les coûts unitaires des ouvrages ont été recueillis au projet sénégallo-allemand d'énergie solaire et à la SENELEC.

7 -2 -1 -1 -1 Les coûts d'investissement:

Notons que les coûts sont exprimés en million (M)

Type d'installation	Coûts unit.	total/ouvrage	Coût total
Ligne MT 30 KV	7.5 M/km	82.5 M	
Poste secteur aérien	1.6 M	1.6 M	129.6 M
réseau basse tension	6.5 M/km	45.5 M	

Tableau VII-1: Coûts d'investissement du réseau MT/BT

7 -2 -1 -1 -2 Les coûts courants:

Ce sont les coûts d'entretien et d'exploitation estimés à 2% des coûts d'investissement par an soit 2.592.000 .

7 -2 -2 -1 -3 Les coûts marginaux:

Ce sont les coûts additionnels relatifs à l'énergie soutirée au réseau général interconnecté. Ils sont estimés à 35 FCFA/KWh. Le taux de rendement de la ligne MT et du réseau BT est estimé à 0.9. Les coûts marginaux sont donc de $35/0.9 = 38.89$ FCFA/kWh fourni.

Avec une consommation de 22738.4 KWh/an, on obtient un coût marginal total de 884297 FCFA/an.

7 -2 -2 La centrale diesel:

Les investissements relatifs à cette alternative peuvent être établis comme suit:

- un bâtiment servant d'abri
- un générateur
- un réseau basse tension

7 -2 - 2 -1 Coûts des installations:

Comme pour l'extension de la ligne MT, les coûts relatifs à la centrale diesel seront classés sous deux rubriques: les coûts d'investissement et les coûts courants.

7 -2 -2 -1 -1 Les coûts d'investissement:

Ces coûts sont consignés sur le tableau suivant:

étude économique

Type d'installation	Coût Unitaire	Sous total	Total
Bâtiment	2.00 M	2.1 M	
* Planif. & surveillance	0.10 M		
Générateur	14.28 M	14.28 M	61.88 M
Réseau BT(7km,100 abonnés)	6.50 M	45.5 M	

Tableau VII-2: Coûts d'investissement de la centrale diesel

7 -2 -2 -1 -2 Les coûts courants:

Ces coûts représentent les frais d'entretien et d'exploitation et les coûts variables.

* Les coûts d'entretien et d'exploitation:

Ils sont estimés à 2% des coûts d'investissement (sans générateur) soit 952.000 FCFA/an .

* Les coûts d'entretien du générateur:

Ils sont évalués à environ 64000 FCFA/KW/an soit 7.744.000 FCFA/an.

* Les coûts variables:

Ils se rapportent essentiellement au combustible. Ils sont estimés à :

- consommation spécifique moyenne de diesel : 0.22 kg/Kwh
- transport au site : 6.26 FCFA/kg
- prix du diesel : 132 FCFA/kg
- coûts d'entretien variables : 2.4 FCFA/KWh
- taux de rendement du réseau BT : 0.95

Le coût du transport routier en francs par tonne est donnée par la relation $y = 18.4 * x^{1.1419}$ établie par la SENELEC et basée sur des données statistiques d'exploitation avec:

étude économique

y = coût du transport routier

x = distance entre Dakar et le site en kilomètres.

Il en résulte un total en coûts variables de:

$$((6.26 + 132) * 0.22 + 2.4)/0.95 = 34.54 \text{ FCFA/KWh fourni}$$

total coûts variables : 785.440 FCFA/an

7 -2 -3 La centrale photovoltaïque:

7 -2 -3 -1 Les coûts d'investissement:

Ils sont consignés sur le tableau VII-3 :

7 -2 -3 -2 Les coûts courants:

Ce sont les coûts d'entretien et d'exploitation . Ils sont estimés à 2% des coûts d'investissement par an soit 2.542.024 FCFA.

étude économique

Tableau VII-3: Coûts d'investissement de la centrale photovoltaïque

Type d'installation	Sous total	Total
* bâtiment		7350000
ouvrage	7 M	
Planification et surveillance(5%)	0.35 M	
* Accumulateurs		3923966
matériel	3.018435M	
Coût assurance et frêt (20%)	0.603678M	
Installation (5%)	0.150922M	
Planification et surveillance(5%)	0.150922M	
* Panneaux photovoltaïques		37341200
matériel	28.724 M	
Coût assurance et frêt (20%)	5.7448 M	
Installation (5%)	1.4362 M	
Planification et surveillance(5%)	1.4362 M	
* Supports		1570078
matériel	1.427344M	
Installation (5%)	0.071367M	
Planification et surveillance(5%)	0.071367M	
* Régulateur de charge		9100000
matériel	7 M	
Coût assurance et frêt (20%)	1.4 M	
Installation (5%)	0.35 M	
Planification et surveillance(5%)	0.35 M	
* Onduleur		8752
matériel	0.006732M	
Coût assurance et frêt (20%)	0.001346M	
Installation (5%)	0.000337M	
Planification et surveillance(5%)	0.000337M	
* Armoire électrique		2600000
matériel	2 M	
Coût assurance et frêt (20%)	0.4 M	
Installation (5%)	0.1 M	
Planification et surveillance(5%)	0.1 M	
* Divers (câbles, paratonnerre, etc)		2600000
Equipement	2 M	
Coût assurance et frêt (20%)	0.4 M	
Installation (5%)	0.1 M	
Planification et surveillance (5%)	0.1 M	
* Réseau basse tension (100 abo., 7km)		45500000
Ligne aérienne triphasée (35 mm ² al torsadé, poteaux en bois) 6.5 M FCFA/km	45.5 M	
TOTAL		110 M

NB: Les coûts (M) sont exprimés en million de francs(CFA).

7 -2 -4 Les systèmes photovoltaïques familiaux:

Comme les autres alternatives étudiées, le coût d'un système photovoltaïque familial est constitué de coûts d'investissement et de coûts courants.

7 -2 -4 -1 Les coûts d'investissement

Les investissements consistent en l'acquisition d'un panneau photovoltaïque 45 Wc environ, d'un accumulateur, d'un régulateur de charge, de petits accessoires de montage et certains frais de distribution comme reflétés par le tableau VII-4.

7 -2 -4 -2 Les coûts courants:

* Eau distillée

total eau (0.5l/an) 100 F/an

* matériel de montage

matériel 500 FCFA/an

étude économique

Tableau VII-4 Coût d'investissement des systèmes photovoltaïques familiaux

Type d'installation	Sous total	Total
* Panneau photovoltaïque matériel	75180 F	90180 F
Coût assurance et frêt	15030 F	
* Accumulateur matériel	16500 F	16500 F
* Régulateur de charge matériel	9000 F	9000 F
* Lampes et prises		2400 F
lampes (3)	900 F	
prise (1)	1500 F	
* Matériel de montage (boîte de dérivation, attaches, fusibles, câbles etc) matériel	13000 F	13000 F
* Distribution(transp., instal.) 20% des coûts ci-dessus	26216 F	26216 F

NB: Les francs sont en CFA

7 -3 Analyse avantages-coûts:

Pour comparer les coûts de nos diverses alternatives, nous avons choisi de ramener en termes d'annuités leurs frais d'investissement respectifs. Pour ce faire un facteur de recouvrement fonction du taux d'actualisation de 12% (taux utilisé par la SENELEC) permet de rendre équivalent l'annuité et la valeur actuelle de l'investissement pour une durée donnée. De façon plus générale l'annuité peut être obtenue par la relation:

$$A.N = V.A * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

avec A.N = annuité

V.A = valeur actuelle de l'investissement

i = taux d'actualisation

n = période

L'analyse avantage-coût consistera donc à déceler pour chaque alternative les avantages et les insuffisances mais aussi ses impacts sur la société eu égard l'investissement consenti.

Le tableau VII-5a donne les coûts récapitulatifs des différentes alternatives étudiées pour notre village type peuplé de 1500 habitants. Il s'y dégage que les systèmes photovoltaïques familiaux sont plus économiques suivis respectivement par la centrale photovoltaïque, la centrale diesel et enfin l'extension du réseau moyenne tension. Cette tendance est confirmée par le tableau VII-5b pour les alternatives sans réseau MT/BT.

Cela pourrait s'expliquer par la distance relativement importante séparant le site à électrifier au réseau interconnecté, à l'inexistence de réseau de distribution pour les systèmes photovoltaïques familiaux entre autres.

Nous pouvons cependant noter que les coûts spécifiques sont fonction de l'investissement consenti, des coûts annuels, de la consommation en énergie, toutes choses variant avec la population donc avec la charge et la longueur des réseaux moyenne tension et basse tension. Le tableau VII-6 donne l'évolution des coûts

étude économique

spécifiques de l'extension de la ligne moyenne tension en fonction de la longueur du réseau moyenne tension. Il en résulte que jusqu'à une longueur d'environ sept (7) kilomètres du réseau, l'extension du réseau interconnecté est préférable à la centrale

Tableau VII-5a Coûts des différentes alternative
avec une population de 1500 habitants

Nature des coûts	Extension réseau MT	Centrale photovoltaïque	Centrale Diésel	Systèmes familiaux (*200)
1. Invest. Annuité (i =12%)	129.600.000 19.025.000	110.000000 16.430.821	61.880.000 10.948.952	31.459200 5.790.800
2. Coûts courants (F/an)	3.476.000	2.199.880	10.261.584	120.000
3. Coûts annuels (F/an)	22.502.000	18.630.701	21.210.536	5.910.800
4. Consommation annuelle (KWh/an)	22740	22740	25014	13.000
5. Coûts spécifique (F/KWh)	989	819	848	455

étude économique

Tableau VII-5b: Coûts spécifiques des alternatives sans réseau MT/BT

COUTS SPECIFIQUES						
Population	100	500	1000	1500	2000	2500
Systeme familial	455	455	455	455	455	455
Centrale diesel	1485	987	899	848	799	789
Centrale photovoltaïque	975	849	826	819	792	783

photovoltaïque et que jusqu'à huit (8) kilomètres environ, elle est préférable à la centrale diesel. C'est dire donc que pour les alternatives avec réseau de distribution basse tension, la longueur de la ligne moyenne tension influence de beaucoup le choix à faire.

Il ressort que pour des longueurs réduites l'extension du réseau moyenne tension est une solution intéressante surtout si en plus cette ligne arrive à alimenter d'autres villages avant d'arriver à destination.

Sur les tableaux VII-7a à VII-7f, nous avons voulu montrer l'impact qu'aurait une évolution simultanée de la population (charge) et de la longueur de la ligne moyenne tension. Il ressort que cette évolution affecte sensiblement les coûts spécifiques résultant. Ainsi nous notons que les coûts spécifiques augmentent avec la longueur de la ligne moyenne tension pour une

TABEAU VII-6: EVOLUTION DES COÛTS DU RESEAU MT/BT EN FONCTION DE LA LONGUEUR DE LA LIGNE

(Population ≥ 1500 habitants)

Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques MFCFA/KWh
1	54.60	8.015	1.976	9.992	25014	0.000399
2	62.10	9.116	2.126	11.243	25014	0.000449
3	69.60	10.217	2.276	12.494	25014	0.000499
4	77.10	11.318	2.426	13.745	25014	0.000549
5	84.60	12.419	2.576	14.996	25014	0.000599
6	92.10	13.520	2.726	16.247	25014	0.000649
7	99.60	14.621	2.876	17.498	25014	0.000699
8	107.10	15.722	3.026	18.749	25014	0.000749
9	114.60	16.823	3.176	20.000	25014	0.000799
10	122.10	17.924	3.326	21.251	25014	0.000849
11	129.60	19.025	3.476	22.502	25014	0.000899
12	137.10	20.126	3.626	23.753	25014	0.000949
13	144.60	21.227	3.776	25.004	25014	0.000999
14	152.10	22.328	3.926	26.255	25014	0.001049
15	159.60	23.429	4.076	27.506	25014	0.001099
16	167.10	24.530	4.226	28.757	25014	0.001149
17	174.60	25.631	4.376	30.008	25014	0.001199
18	182.10	26.732	4.526	31.259	25014	0.001249
19	189.60	27.833	4.676	32.510	25014	0.001299
20	197.10	28.934	4.826	33.761	25014	0.001349

(Population < 1500 habitants)

Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques MFCFA/KWh
1	54.50	8.001	1.974	9.975	25014	0.000398
2	62.00	9.102	2.124	11.226	25014	0.000448
3	69.50	10.203	2.274	12.477	25014	0.000498
4	77.00	11.304	2.424	13.728	25014	0.000548
5	84.50	12.405	2.574	14.979	25014	0.000598
6	92.00	13.506	2.724	16.230	25014	0.000648
7	99.50	14.607	2.874	17.481	25014	0.000698
8	107.00	15.708	3.024	18.732	25014	0.000748
9	114.50	16.809	3.174	19.983	25014	0.000798
10	122.00	17.910	3.324	21.234	25014	0.000848
11	129.50	19.011	3.474	22.485	25014	0.000898
12	137.00	20.112	3.624	23.736	25014	0.000948
13	144.50	21.213	3.774	24.987	25014	0.000998
14	152.00	22.314	3.924	26.238	25014	0.001048
15	159.50	23.415	4.074	27.489	25014	0.001098
16	167.00	24.516	4.224	28.740	25014	0.001148
17	174.50	25.617	4.374	29.991	25014	0.001198
18	182.00	26.718	4.524	31.242	25014	0.001248
19	189.50	27.819	4.674	32.493	25014	0.001298
20	197.00	28.920	4.824	33.744	25014	0.001349

TABLEAU VII-7: EVOLUTION DES COÛTS DU RESEAU MT/BT EN FONCTION DE LA LONGUEUR DE LA LIGNE ET DE LA POPULATION

Tableau VII-7a

Population	Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques (MFCFA/KWh)
100	1	12.18	1.780	1.128	2.917	1819	0.001803
	2	19.69	2.690	1.278	4.188	1819	0.002291
	3	27.18	3.991	1.428	5.419	1819	0.002978
	4	34.68	5.092	1.578	6.670	1819	0.003668
	5	42.18	6.193	1.728	7.921	1819	0.004354
	6	49.68	7.294	1.878	9.172	1819	0.005042
	7	57.18	8.395	2.028	10.423	1819	0.005729
	8	64.68	9.496	2.178	11.674	1819	0.006417
	9	72.18	10.597	2.328	12.925	1819	0.007105
	10	79.68	11.698	2.478	14.176	1819	0.007793
	11	87.18	12.799	2.628	15.427	1819	0.008480
	12	94.68	13.900	2.778	16.678	1819	0.009168
	13	102.18	15.001	2.928	17.929	1819	0.009855
	14	109.68	16.102	3.078	19.180	1819	0.010544
	15	117.18	17.203	3.228	20.431	1819	0.011231
	16	124.68	18.304	3.378	21.682	1819	0.011919
	17	132.18	19.405	3.528	22.933	1819	0.012607
	18	139.68	20.506	3.678	24.184	1819	0.013295
	19	147.18	21.607	3.828	25.435	1819	0.013982
	20	154.68	22.708	3.978	26.686	1819	0.014670
							0

Tableau VII-7b

Population	Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques (MFCFA/KWh)
500	1	24.47	3.592	1.374	4.966	7732	0.000842
	2	31.97	4.293	1.524	6.217	7732	0.000804
	3	39.47	5.794	1.674	7.468	7732	0.000865
	4	46.97	6.895	1.824	8.719	7732	0.001127
	5	54.47	7.996	1.974	9.970	7732	0.001289
	6	61.97	9.097	2.124	11.221	7732	0.001451
	7	69.47	10.198	2.274	12.472	7732	0.001613
	8	76.97	11.299	2.424	13.723	7732	0.001774
	9	84.47	12.400	2.574	14.974	7732	0.001936
	10	91.97	13.501	2.724	16.225	7732	0.002098
	11	99.47	14.602	2.874	17.476	7732	0.002260
	12	106.97	15.703	3.024	18.727	7732	0.002421
	13	114.47	16.804	3.174	19.978	7732	0.002583
	14	121.97	17.905	3.324	21.229	7732	0.002745
	15	129.47	19.006	3.474	22.480	7732	0.002907
	16	136.97	20.107	3.624	23.731	7732	0.003069
	17	144.47	21.208	3.774	24.982	7732	0.003230
	18	151.97	22.309	3.924	26.233	7732	0.003392
	19	159.47	23.410	4.074	27.484	7732	0.003554
	20	166.97	24.511	4.224	28.735	7732	0.003716

Tableau VII-7c

Population	Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques (MFCFA/KWh)
1000	1	39.49	5.796	1.674	7.470	15236	0.000490
	2	46.99	6.897	1.824	8.721	15236	0.000572
	3	54.49	7.998	1.974	9.972	15236	0.000654
	4	61.99	9.099	2.124	11.223	15236	0.000736
	5	69.49	10.200	2.274	12.474	15236	0.000818
	6	76.99	11.301	2.424	13.725	15236	0.000900
	7	84.49	12.402	2.574	14.976	15236	0.000982
	8	91.99	13.503	2.724	16.227	15236	0.001065
	9	99.49	14.604	2.874	17.478	15236	0.001147
	10	106.99	15.705	3.024	18.729	15236	0.001229
	11	114.49	16.806	3.174	19.980	15236	0.001311
	12	121.99	17.907	3.324	21.231	15236	0.001393
	13	129.49	19.008	3.474	22.482	15236	0.001475
	14	136.99	20.109	3.624	23.733	15236	0.001557
	15	144.49	21.210	3.774	24.984	15236	0.001639
	16	151.99	22.311	3.924	26.235	15236	0.001721
	17	159.49	23.412	4.074	27.486	15236	0.001804
	18	166.99	24.513	4.224	28.737	15236	0.001886
	19	174.49	25.614	4.374	29.988	15236	0.001968
	20	181.99	26.715	4.524	31.239	15236	0.002050

Tableau VII-7 suite

Population	Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques MFCFA/KWh
1500	1	54.80	8.015	1.976	9.992	25014	0.000392
	2	82.10	9.118	2.126	11.243	25014	0.000449
	3	96.60	10.217	2.278	12.464	25014	0.000499
	4	77.10	11.318	2.428	13.746	25014	0.000549
	5	84.60	12.419	2.576	14.996	25014	0.000599
	6	92.10	13.520	2.726	16.247	25014	0.000648
	7	99.60	14.621	2.876	17.498	25014	0.000699
	8	107.10	15.722	3.026	18.749	25014	0.000749
	9	114.60	16.823	3.176	20.000	25014	0.000799
	10	122.10	17.924	3.326	21.251	25014	0.000849
	11	129.60	19.025	3.476	22.502	25014	0.000899
	12	137.10	20.126	3.626	23.753	25014	0.000949
	13	144.60	21.227	3.776	25.004	25014	0.000999
	14	152.10	22.328	3.926	26.255	25014	0.001049
	15	159.60	23.429	4.076	27.506	25014	0.001099
	16	167.10	24.530	4.226	28.757	25014	0.001149
	17	174.60	25.631	4.376	30.008	25014	0.001199
	18	182.10	26.732	4.526	31.259	25014	0.001249
	19	189.60	27.833	4.676	32.510	25014	0.001299
	20	197.10	28.934	4.826	33.761	25014	0.001349

Tableau VII-7e

Population	Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques MFCFA/KWh
2000	1	65.97	10.272	2.284	12.556	35929	0.000349
	2	77.47	11.373	2.434	13.806	35929	0.000394
	3	84.97	12.474	2.584	15.057	35929	0.000419
	4	92.47	13.575	2.734	16.308	35929	0.000453
	5	99.97	14.676	2.884	17.559	35929	0.000488
	6	107.47	15.777	3.034	18.810	35929	0.000523
	7	114.97	16.878	3.184	20.061	35929	0.000558
	8	122.47	17.979	3.334	21.312	35929	0.000593
	9	129.97	19.080	3.484	22.563	35929	0.000627
	10	137.47	20.181	3.634	23.814	35929	0.000662
	11	144.97	21.282	3.784	25.065	35929	0.000697
	12	152.47	22.383	3.934	26.316	35929	0.000732
	13	159.97	23.484	4.084	27.567	35929	0.000767
	14	167.47	24.585	4.234	28.818	35929	0.000802
	15	174.97	25.686	4.384	30.069	35929	0.000836
	16	182.47	26.787	4.534	31.320	35929	0.000871
	17	189.97	27.888	4.684	32.571	35929	0.000906
	18	197.47	28.989	4.834	33.822	35929	0.000941
	19	204.97	30.090	4.984	35.073	35929	0.000976
	20	212.47	31.191	5.134	36.324	35929	0.001011

Tableau VII-7f

Population	Distance (km)	Investissement (MFCFA)	Annuité (MFCFA)	Coûts courants (MFCFA/an)	Coûts annuels (MFCFA/an)	Consommation annuelle (KWh/an)	Coûts spécifiques MFCFA/KWh
2500	1	84.99	12.478	2.594	15.080	44798	0.000398
	2	92.49	13.577	2.734	16.311	44798	0.000434
	3	99.99	14.678	2.884	17.582	44798	0.000469
	4	107.49	15.779	3.034	18.813	44798	0.000499
	5	114.99	16.880	3.184	20.064	44798	0.000447
	6	122.49	17.981	3.334	21.315	44798	0.000475
	7	129.99	19.082	3.484	22.566	44798	0.000503
	8	137.49	20.183	3.634	23.817	44798	0.000531
	9	144.99	21.284	3.784	25.068	44798	0.000559
	10	152.49	22.385	3.934	26.319	44798	0.000587
	11	159.99	23.486	4.084	27.570	44798	0.000615
	12	167.49	24.587	4.234	28.821	44798	0.000643
	13	174.99	25.688	4.384	30.072	44798	0.000671
	14	182.49	26.789	4.534	31.323	44798	0.000699
	15	189.99	27.890	4.684	32.574	44798	0.000727
	16	197.49	28.991	4.834	33.825	44798	0.000755
	17	204.99	30.092	4.984	35.076	44798	0.000782
	18	212.49	31.193	5.134	36.327	44798	0.000810
	19	219.99	32.294	5.284	37.578	44798	0.000838
	20	227.49	33.395	5.434	38.829	44798	0.000866

population donnée. Pour une distance fixée, les coûts spécifiques diminuent avec une augmentation de la population. Une augmentation simultanée de la longueur de la ligne moyenne tension et de la population s'accompagne d'une diminution des coûts spécifiques. Les tableaux VII-8 et VII-9 donnent respectivement l'évolution des coûts de la centrale photovoltaïque et de la centrale diesel. Les coûts relatifs aux systèmes photovoltaïques familiaux sont donnés au tableau VII-10. Ses coûts spécifiques constants sont de façon générale les plus réduits parmi toutes les alternatives étudiées.

Au vu de tous ces paramètres nous dressons ci-après le tableau VII-11 reflétant la prédominance des alternatives les unes par rapport aux autres.

Quoiqu'il en soit, les coûts spécifiques obtenus sont élevés par rapport aux moyens des ruraux. Cela prouve qu'en matière d'électrification rurale, la rentabilité financière ne saurait être l'objectif premier. Les impacts de l'électrification dans la vie de la communauté sont en effet les premiers à permettre un jugement qualitatif sur les coûts d'électrification d'autant plus que ses impacts constituent des avantages significatifs

7 -3 Impacts des différentes alternatives:

Si l'objectif des différentes alternatives retenues est la fourniture d'énergie électrique aux populations, il n'en demeure pas moins que dans la manière, on note une certaine limite des unes par rapport aux autres.

L'extension du réseau moyenne tension permet en effet aux abonnés une utilisation large et diversifiée. Cette alternative présente

COUTS DES COMPOSANTS

Tableau VII -Ba

Population	100	Coût	500	Coût	1000	coût	1500	coût	2000	Coût	2500	Coût
Puls. crête (KwC)	1 204	2010680	5.848	9766160	11.522	19241740	20	28724000	23 108	38590360	28 72	47962400
Accumulateurs		232560		1211250		2325600		3718435		4042184		5098378
Régulat. de charge		421400		2046800		4032700		7000000		8087800		10052000
onduleur		1530		2754		4238		6732		7405		9425
Réseau BT		3185000		15470000		30485000		45500000		60970000		75985000
Armoire électrique		120400		584800		1152200		2000000		2310900		2872000
Divers		120400		584800		1152200		2000000		2310900		2872000
Bâtiment		2000000		4000000		6000000		7000000		7000000		7000000
Support		98572		485554		862266		1427344		1917844		2383610

INVESTISSEMENTS

Tableau VII -Bb

Population	100	500	1000	1500	2000	2500
Panneaux	2610884	12686008	25014262	37341200	50167468	62351120
Accumulateurs	302328	1574625	3023280	3923966	5254809	6547291
Régulat. de charge	547820	2660840	5242510	9100000	10514140	13067600
onduleur	1988	3580	5470	8752	9627	12253
Réseau BT	3185000	15470000	30485000	45500000	60970000	75985000
Armoire électrique	156520	760240	1497860	2600000	3004040	3733600
Divers	156520	760240	1497860	2600000	3004040	3733600
Bâtiment	2100000	4200000	6300000	7350000	7350000	7350000
Support	108538	534108	1051883	1570078	2106628	2621871

ANNUITES

Tableau VII -Bc

Population	100	500	1000	1500	2000	2500
Panneaux	380718	1863774	3672094	5481688	7364584	9153144
Accumulateurs	66240	345000	662401	859741	1151335	1434511
Régulateur de charge	80420	390611	762600	1335880	1543476	1918324
onduleur	282	526	803	1285	1413	1799
Réseau BT	467558	2270996	4475198	6679400	8950396	11154598
Armoire électrique	22977	111633	219886	381690	440993	548092
Divers	22977	111633	219886	381690	440993	548092
Bâtiment	308280	616560	924840	1078980	1078980	1078980
Support	15934	79407	154418	230468	309683	384905

COÛTS SPECIFIQUES DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE

Population		
100	Investissement	9172600
	Annuité	1368396
	Coûts courants	183452
	Coûts annuels	1551848
	Consommation	1819
	Coût spécifique	853
500	Investissement	38659643
	Annuité	5789081
	Coûts courants	773193
	Coûts annuels	6562274
	Consommation	7732
	Coût spécifique	849
1000	Investissement	74118135
	Annuité	11099125
	Coûts courants	1482363
	Coûts annuels	12581488
	Consommation	15236
	Coût spécifique	826
1500	Investissement	109993996
	Annuité	16430821
	Coûts courants	2199880
	Coûts annuels	18630701
	Consommation	25014
	Coût spécifique	745
2000	Investissement	142383781
	Annuité	21281864
	Coûts courants	2847676
	Coûts annuels	24129540
	Consommation	35929
	Coût spécifique	672
2500	Investissement	175402434
	Annuité	26222446
	Coûts courants	3508049
	Coûts annuels	29730495
	Consommation	44798
	Coût spécifique	664

Tableau VII -9

EVOLUTION DES COÛTS DE LA CENTRALE DIESEL

COÛTS DES COMPOSANTS

Tableau VII -9a

Population	100	Coût	500	Coût	1000	coût	1500	coût	2000	Coût	2500	Coût
Bâtiment		2000000		2000000		2000000		2000000		2500000		2500000
Générateur	10 KVA	4080000	50 kVA	5760000	55 KVA	8640000	150 KVA	14280000	200 KVA	20100000	250 KVA	23820000
Réseau BT		3185000		15470000		30485000		45500000		60970000		75985000

INVESTISSEMENTS

Tableau VII -9b

Population	100	500	1000	1500	2000	2500
Bâtiment	2100000	2100000	2100000	2100000	2625000	2625000
Générateur	4080000	5760000	8640000	14280000	20100000	23820000
Réseau BT	3185000	15470000	30485000	45500000	60970000	75985000

ANNUITES

Tableau VII -9c

Population	100	500	1000	1500	2000	2500
Bâtiment	308280	308280	308280	308280	385350	385350
Générateur	1131792	1597824	2396736	3961272	5575740	6607668
Réseau BT	467558	2270996	4475198	6679400	8960396	11154568

Tableau VII -9d

COUTS SPECIFIQUES DE LA CENTRALE DIESEL

Population		
100	Investissement	9365000
	Annuité	1907630
	Coûts courants	794135
	Coûts annuels	2701765
	Consommation	1819
	Coût spécifique	1485
500	Investissement	23330000
	Annuité	4177100
	Coûts courants	3453649
	Coûts annuels	7630749
	Consommation	7732
	Coût spécifique	987
1000	Investissement	41225000
	Annuité	7180214
	Coûts courants	6518745
	Coûts annuels	13698959
	Consommation	15236
	Coût spécifique	899
1500	Investissement	61880000
	Annuité	10948952
	Coûts courants	10261584
	Coûts annuels	21210536
	Consommation	25014
	Coût spécifique	848
2000	Investissement	83695000
	Annuité	14911486
	Coûts courants	13794895
	Coûts annuels	28706381
	Consommation	35929
	Coût spécifique	799
2500	Investissement	1.0243E + 08
	Annuité	18147616
	Coûts courants	17195916
	Coûts annuels	35343532
	Consommation	44798
	Coût spécifique	789

Tableau VII-10**COÛTS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES FAMILIAUX**

Nombre de concessions	1	7	34	67	100	134	167
investissement	157296	1101072	5348064	10538832	15729600	21077664	26268432
annuités	28954	202678	984436	1939918	2895400	3879836	4835318
coûts courants	600	4200	20400	40200	60000	80400	100200
coûts annuels	29554	206878	1004836	1980118	2955400	3960236	4935518
consommation	65	455	2210	4355	6500	8710	10855
coûts spécifiques	455	455	455	455	455	455	455

un certain "confort" et une souplesse d'utilisation . Elle peut alimenter toutes les charges susceptibles d'être rencontrées en milieu rural. A cette qualité de service, nous pouvons adjoindre sa longévité prouvée sur le terrain, son aptitude à l'extension sans problèmes majeurs. Il s'y ajoute qu'une ligne moyenne tension destinée à l'électrification d'un village donné peut également servir pour d'autres villages en cas de besoin.

étude économique

Tableau VII-11 **Etude comparée des différentes alternatives**

Popula- tion	Longueur ligne MT	Extension réseau MT	Centrale photovol- taïque	Centra- le dié- sel	Système photov. familial
100	Quelcon- que	+	+++	++	++++
500	L ≤ 3 km	++	+++	+	++++
	L > 3 km	+	+++	++	++++
1000	L ≤ 5 km	+++	++	+	++++
	L > 5 km	(+)	+++	(++)	++++
1500	L ≤ 8 km	++	+++	+	++++
	L > 8 km	+	+++	++	++++
2000	L ≤ 10 km	+++	++	+	++++
	L > 10 km	+	+++	++	++++
2500	L ≤ 12 km	+++	++	+	++++
	L > 12 km	+	+++	++	++++

++++ : préférable

+++ : moins préférable

++ : acceptable

() , [] : coûts spécifiques

pas très différents

+ : à éviter

Les insuffisances notées pour cette alternative se résument essentiellement aux délestages souvent constatés et à son coût assez exorbitant, ce qui explique en partie le faible taux d'électrification rurale dû aux moyens très limités des ruraux. La centrale diesel offre un service de qualité moindre par rapport à l'extension du réseau moyenne tension. Dans notre étude, dans le but de pouvoir mener une comparaison notamment financière entre les différentes alternatives, nous avons choisi d'électrifier avec la centrale diesel les domiciles mais assurer aussi l'éclairage public. Seulement dans la politique de la SENELEC, il est rare d'électrifier les domiciles en milieu rural lorsqu'on exploite une centrale diesel surtout pour les villages limités en matière de population et d'infrastructures. Cela est dû aux coûts présumés élevés en matière d'investissement et surtout d'entretien de la centrale diesel, coûts comparés aux possibilités financières en milieu rural. En plus de ces voies classiques d'électrification, émerge une voie nouvelle mais tout aussi intéressante: le solaire.

La centrale solaire photovoltaïque qui est une des applications du solaire offre un service tout aussi important. Au vu des expériences déjà existantes, elle satisfait dans bien des cas les besoins énergétiques ruraux. Elle peut en effet alimenter les foyers, les infrastructures mais aussi supporter l'éclairage public. Seulement, l'utilisation de récepteurs utilisant un courant fort n'est pas indiqué pour ce type de centrale. Leur prévision dans le dimensionnement d'une telle centrale augmenterait les coûts d'investissement déjà suffisamment élevés alors

que leur utilisation serait pratiquement nulle.

Une autre application du solaire est l'utilisation des systèmes photovoltaïques familiaux. Contrairement aux trois alternatives précitées, le système photovoltaïque familial est sans réseau de distribution. C'est un système individuel destiné à alimenter des charges en courant continu. Etant donné les charges relativement faibles en milieu rural, le système photovoltaïque semble être une source d'alimentation "taillée sur mesure". Vu sous l'aspect financier, le système photovoltaïque familial est moins coûteux en termes d'investissement et d'entretien, donc plus conformes aux possibilités financières du monde rural. Du point de vue adéquation, il peut assurer l'alimentation en énergie électrique des équipements les plus fréquents dans une concession rurale. Comme insuffisance, nous pouvons noter le manque de réseau de distribution portant atteinte à l'éclairage publique; faut-il encore prouver sa nécessité en milieu rural eu égard aux limites au niveau des moyens des populations.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Dans notre étude, nous nous proposons de travailler sur la pertinence économique des différents systèmes d'électrification rurale comme l'extension du réseau moyenne tension, l'utilisation de groupes électrogènes ainsi que l'emploi des systèmes solaires photovoltaïques. Sans pour autant pouvoir dégager de façon inéluctable une conclusion générale sur l'électrification rurale, du fait des estimations techniques et financières effectuées, de la diversité du monde rural, de la marge de la population considérée entre autres, nous pouvons quand même avancer que l'électrification en milieu rural ne saurait se faire sans la prise en compte de la situation géographique de la localité à électrifier.

Les coûts d'investissement relatifs aux alternatives étudiées avec réseau de distribution varient avec ce paramètre. L'électrification par extension du réseau MT dépend essentiellement de la longueur de la ligne.

Cela nous amène donc à faire une distinction entre les alternatives avec réseau de distribution et les systèmes photovoltaïques familiaux.

Il se dégage de notre étude que les systèmes photovoltaïques familiaux, dans bien des cas constituent l'alternative la plus économique. Il est bien vrai que l'extension du réseau moyenne tension, pour des distances réduites du réseau interconnecté, représente une solution privilégiée. Seulement, l'isolement de la plupart des zones rurales constitue un sérieux obstacle au choix de cette alternative. Il s'y ajoute la faiblesse et la

dispersion des charges.

La centrale solaire photovoltaïque requiert quant à elle beaucoup d'investissements et représente à l'heure actuelle une alternative trop coûteuse eu égard aux moyens des populations rurales.

La centrale diesel apparaît comme une solution de rechange aux systèmes photovoltaïques familiaux. Cependant, vu les coûts d'entretien élevés au kilowatt-heure, une augmentation de la charge pourrait compromettre cette tendance.

De plus la qualité du service offert n'est pas des meilleurs.

Tous ces paramètres constituent des critères d'évaluation des alternatives pour l'électrification rurale et, de ce fait, nos recommandations iront dans le sens d'une meilleure maîtrise de ces paramètres.

C'est ainsi que nous suggérons une utilisation des systèmes photovoltaïques familiaux pour l'électrification rurale étant donné les équipements rencontrés dans les concessions rurales, malgré l'absence de réseau de distribution BT. Un système de facturation annuelle pourrait ainsi être appliquée pour une meilleure prise en compte des possibilités du monde rural.

L'extension du réseau moyenne tension doit se faire pour les localités proches de la ligne. Cela pourrait également se faire selon des axes dont la densité de la population est relativement importante.

L'électrification rurale nécessite un effort de subventions et d'exonérations des taxes ce qui d'ailleurs pourrait encore plus faciliter l'exploitation de l'énergie solaire qui du fait de sa gratuité et de son abondance dans nos pays pourrait constituer une voie de salut pour des projets de cette nature.

RECHERCHES BIBLIOGRAPHIQUES

- [ref 1] Ecole polytechnique de Thiès, Energies nouvelles et renouvelables (ENER 3.11) 1993.
- [ref 2] Plan directeur national d'électrification au Sénégal
- [ref 3] Mouhamadou GUEYE, Projet de fin d'étude: Etude de faisabilité d'une source d'énergie photovoltaïque d'appoint, cas d'une boulangerie.
- [ref 3] CRES, Séminaire régional sur l'ingénierie des systèmes énergies renouvelables, manuel de formation.
- [ref 4] Résultats et expériences du projet sénégal-allemand, Energie solaire photovoltaïque
- [ref 5] Théodore fogelman / régis montloin, Installations photovoltaïques dans l'habitat isolé.
- [ref 6] Seydou Abdoul Soumaré, Projet de fin d'étude : Projet d'électrification de l'île à MORPHIL.

ANNEXES

ANNEXE A

Datenblatt/Data Sheet

Solarmodule PQ 10/40/01 PQ 10/40/02



Elektrische Daten

Die Module PQ 10/40/01 und PQ 10/40/02 sind ausgelegt für eine Batterie-Nennspannung von 12 V. Beliebige Reihen- und Parallelschaltungen sind möglich.

Electrical Data

The modules PQ 10/40/01 and PQ 10/40/02 are designed to charge 12 V-batteries. Any series and parallel connections are possible.

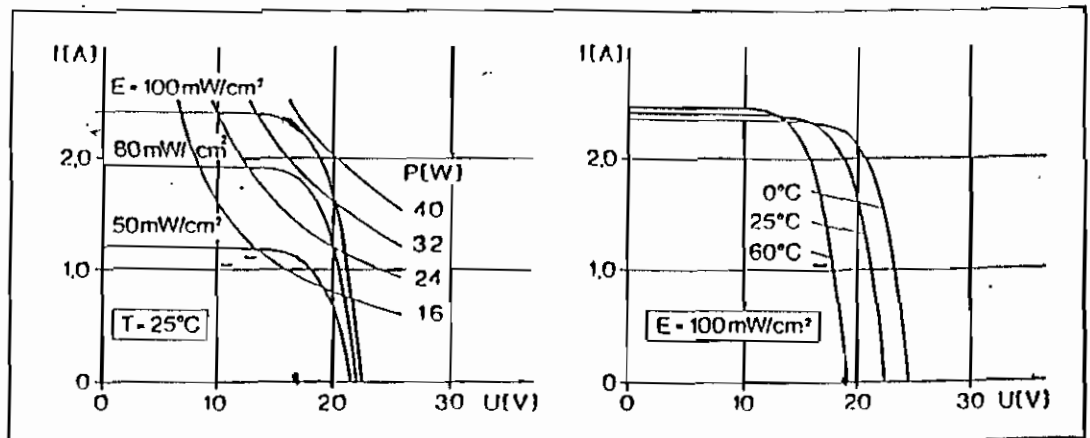
Elektrische Daten
in Abhängigkeit von der
Solarzellen-Temperatur

Electrical data
as a function of the
solar cells temperature

Kenngrößen Characteristic values	(AM 1.5-100 mW/cm ²)	Solarzellen-Temperatur Solar cells temperature		
		0 °C	25 °C	60 °C
Leerlaufspannung (V) Open circuit voltage (V)		24,6	22,4	19,2
Kurzschlußstrom (A) Short circuit current (A)		2,37	2,41	2,46
Strom im Punkt max. Leistung (A) Current at maximum Power (A)		2,18	2,20	2,23
Nennleistung (W) Nominal Power (W)		42,6	38,4	32,4

Max. Abweichung von der Nennleistung kleiner als 10%
Max. difference to nominal power less than 10%

Strom-/
Spannungscharakteristik
Current/
Voltage Characteristic



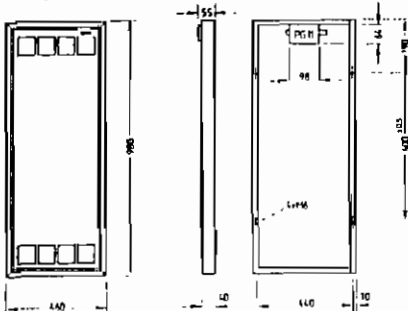
Temperaturabhängigkeit/Voltage, current and power data as a function of temperature

Die Spannung/Voltage	erhöht sich/Increases sinkt/decreases	um/by 0,4%/°C	unter/below über/above	25 °C
Der Strom/Current	erhöht sich/Increases sinkt/decreases	um/by 0,06%/°C	über/above unter/below	25 °C
Die Leistung/Power	erhöht sich/Increases sinkt/decreases	um/by 0,44%/°C	unter/below über/above	25 °C

Module solaire SM 50-18 A2 / SM 50-18 K2

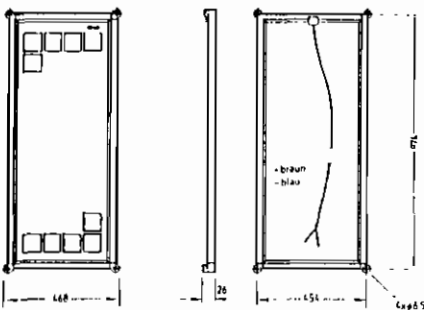
Type de module SM 50-18 A2

Pour simplifier le montage, le cadre du module est pourvu d'éclous enfoncés. Le module dispose de diodes à bypass assurant la protection lorsque les cellules sont partiellement à l'ombre. Le câblage est réalisé via la boîte de raccordement intégrée. Ce type de module est tout spécialement conçu pour une utilisation professionnelle.



Type de module SM 50-18 K2

Pour faciliter le montage, le module est doté de coins de cadre à perçages spécialement conçus à cet effet. Le raccordement du module est effectué à l'aide du câble intégré de 2 m de long. Ce type de module est spécialement conçu pour le secteur des loisirs.



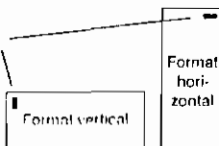
Mode de montage

Distances

par rapport aux parois arrière: > 50 mm
par rapport aux modules voisins: > 5 mm
Inclinaison par rapport à l'horizontale: > 15°

Positions de montage préférentielles:

Marque de l'entreprise



Siemens Solar GmbH
Buchenallee 3
D-5060 Bergisch Gladbach 1
West Germany
Téléphone: 02204/406-0
Télécopieur: 02204/406-66
Télex: 884891 sso!

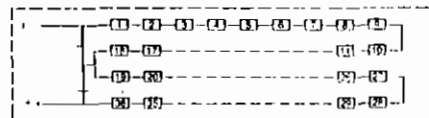
Valeurs limites	température de stockage	-40 °C ... +95 °C
	température ambiante en service	-40 °C ... +50 °C
	pression superficielle gauchissement du cadre	2400 N/m ² diagonale de module gauchie de 1,2° max. par rapport au module
Valeurs électriques caractéristiques	(dans des conditions de test standard Am 1,5; 1000 W/m ² ; température de la cellule T _c = 25 °C)	
	courant de court-circuit	I _k = 3,1 A
	puissance maximale	P _{max} = 50 W ¹⁾
	tension à vide	U _L = 21,5 V
Valeurs mécaniques caractéristiques	Poids SM 50-18 A2	7,6 kg
	SM 50-18 K2	6,3 kg
Valeurs thermiques caractéristiques	NOCT ²⁾	45 °C
	coefficient de température du courant de court-circuit	+4 x 10 ⁻⁴ K ⁻¹
	coefficient de température de la tension à vide	-3,4 x 10 ⁻³ K ⁻¹
Qualifications	Les modules sont testés suivant les directives de la spécification de la C.E. 101,502 et sont soumis à des tests encore plus poussés:	
	plage de température	-40 °C ... +95 °C
	humidité	+90 °C/95% d'humidité relative
	grêle	grêlons de 25 mm de ø v = 100 km/h
	givre	
	brouillards salins sollicitations aux U.V., au SO ₂ et à l'O ₃ pression superficielle et gauchissement	

1) Ces valeurs sont susceptibles de présenter des marges de fabrication de ± 10%
2) Température de cellule pour E = 800 W/m², température ambiante 20 °C et vitesse du vent 1 m/s

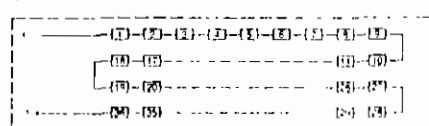
Câblage interne:

SM 50-18 A2

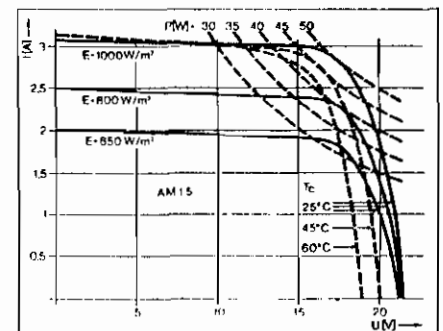
Montage en série avec diodes à bypass sur 18 cellules solaires à chaque fois

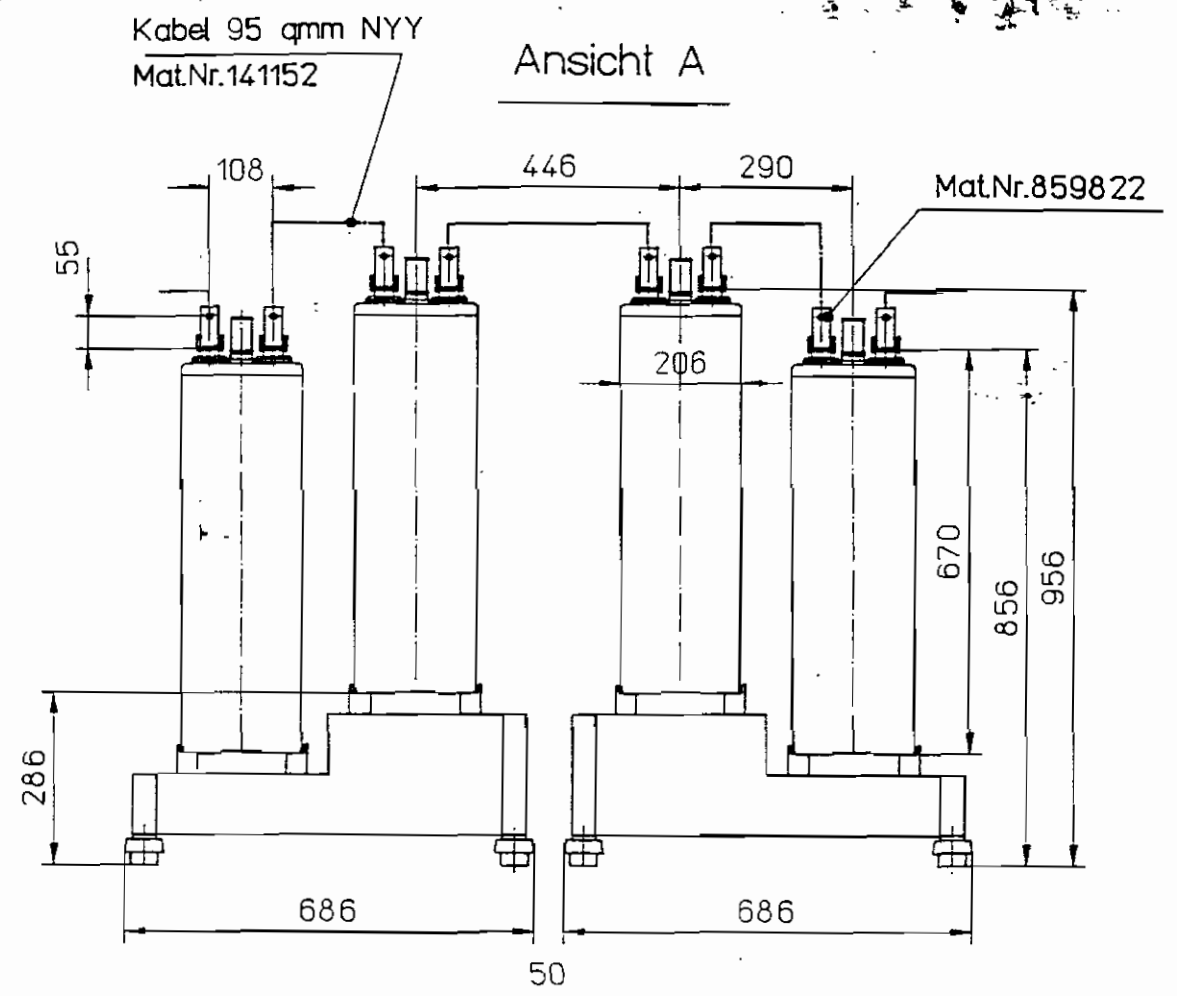
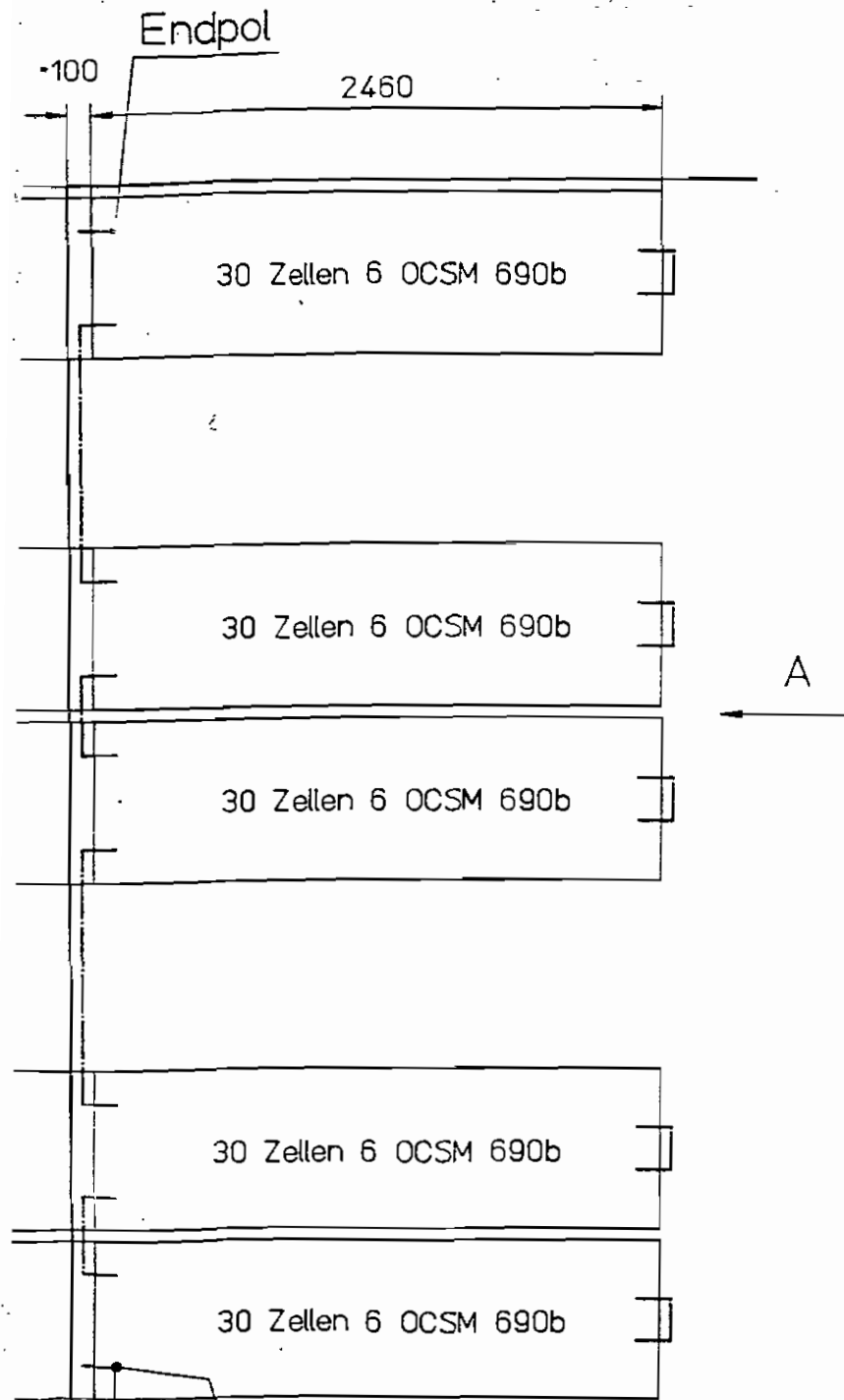


SM 50-18 K2



Caractéristique courant/tension





6 Gestelle
Code Nr.für ein Gestell
Nr.164 000 211 11 (Fa. Kunstm.)

Teil	Stück	Benennung		Material-Nr.	Werkstoff	Abmessungen	Bemerk.
Änderung		Datum	Name				
Index	Datum	Name	Gezeichnet	04.03.88			

HAGEN Batterie AG 

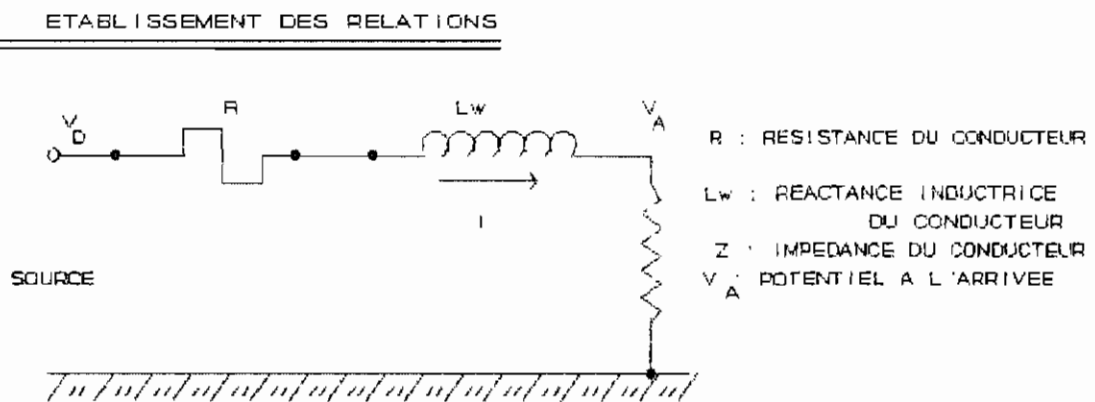
ANNEXE B

PROCEDURE DE CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT/BT

PROCEDURE DE CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU ET

1 . Chutes de tension dans les lignes

Imaginant une distribution d'énergie avec retour par la terre, on obtient le schéma suivant:



avec R = résistance du conducteur

L_w = réactance inductive du conducteur

Z = impédance du récepteur

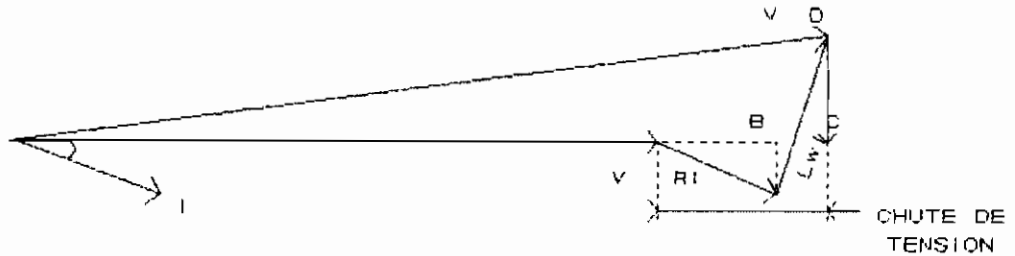
V_D = potentiel de la source

V_A = potentiel aux bornes du récepteur

Notons que la réactance capacitive des lignes de distribution est négligée .

Représentation vectorielle des tensions dans le circuit

REPRESENTATION VECTORIELLE DES TENSIONS DANS LE CIRCUIT



Pratiquement nous pouvons admettre que $OC = OD$ car le déphasage entre la tension aux bornes de la source et celle aux bornes du récepteur est faible .

$$\text{On a: } AB = RI \cos \tau \quad \text{et} \quad BC = L \omega I \sin \tau$$

$$AC = AB + BC = I (R \cos \tau + L \omega \sin \tau)$$

La chute de tension $\Delta u = V_D - V_A$ s'écrit :

$$\Delta u = I (R \cos \tau + L \omega \sin \tau)$$

ce qui donne pour une ligne monophasée

$$\Delta u = 2I(R \cos \tau + L \omega \sin \tau) \quad (1)$$

et pour une ligne triphasée

$$\Delta u = I \sqrt{3} (R \cos \tau + L \omega \sin \tau) \quad (2)$$

Les lignes triphasées nous intéressant particulièrement dans notre étude, nous avons:

En triphasé $I = P/U\sqrt{3}\cos\tau$ et la relation (2) peut s'écrire:

$$\Delta u = (P/U\sqrt{3}\cos\tau) * \sqrt{3}(R\cos\tau + Lw\sin\tau)$$

$$\Delta u = (P/U) * (R\cos\tau + Lwtg\tau) \quad (3)$$

u étant la chute de tension en pourcentage de U

$$\Delta u = (u*U)/100 \quad \text{ou} \quad u = 100 \Delta u/U$$

et la relation (3) peut s'écrire

$$u = (100 P_1/U^2) * (R+Lwtg\tau) \quad (4)$$

avec $P_1 = M$, M étant le moment électrique

Si en BT, on exprime M en KW.Km et U en volt(V), on obtient:

$$u = (10^5 M/U^2) * (R+Lwtg\tau)$$

Si en MT, on exprime M en MW.Km et U en KV, u s'obtient ainsi:

$$u = (100 M/U^2) * (R+Lwtg\tau)$$

Moment électrique M1 d'une ligne triphasée:

C'est le moment qui transporté par cette ligne donne $u = 1$

(1 volt pour 100 volts)

Selon que nous sommes en BT ou MT, nous avons les relations:

(5) $M_1 = (1/10^5) * (U^2/R+Lwtg\tau)$ en BT avec M_1 en KW.Km, U en volt

(6) $M_1 = (1/100) * (U^2/R+Lwtg\tau)$ en MT avec M_1 en MW.Km, U en volt

Valeurs de Lw

Lignes aériennes nues Lw = 0.35Ω/Km

Lignes souterraines et lignes aériennes isolées . Lw = 0.10Ω/Km

Les réseaux de distribution sont généralement calculés à

$$\cos\tau = 0.9 \quad \text{soit } \tan\tau = 0.5 .$$

Les valeurs de M_1 sont tabulées en fonction de la tension de ligne, du matériau du conducteur et de la section du conducteur.

Connaissant M_1 et M , nous pouvons en déduire : $u(\%) = M/M_1$

Dans les lignes aériennes, on admet les chutes de tension maximales suivantes:

* Lignes MT : $\pm 10\%$ (norme SENELEC)

* Lignes BT : $\pm 10\%$ (norme SENELEC)

S'agissant des départs BT en agglomération, nous pouvons noter que la probabilité que les branchements issus de ce départ fonctionnent simultanément est faible voire nulle. C'est pour tenir compte de ces réalités de fonctionnement que la somme des puissances des branchements issus de ce départ doit être multipliée par un coefficient dit de simultanéité (ou de foisonnement) des utilisations dont les valeurs sont données ci-dessous.

Tableau 1

n ..	1 à 4	5 à 9	10 à 14	15 à 19	20 à 24	25 à 29	30 à 34	35 à 39	40 à 49
k ..	1	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	0.44	0.42	0.41

$$n \geq 50 \Rightarrow k = 0.40$$

n = nombre d'abonnés

k = coefficient de simultanéité