

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

SYMBÔLES ET ABREVIATIONS

INTRODUCTION GENERALE

PARTIE I : GENERALITES

CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU SITE

CHAPITRE 2 : CONTEXTE ENERGETIQUE

CHAPITRE 3 : LES ENERGIES RENOUVELABLES

CHAPITRE 4 : SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES (HORS RESEAU)

PARTIE II : METHODOLOGIE

CHAPITRE 5 : EVALUATION DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE

CHAPITRE 6 : ESTIMATION DES IRRADIATIONS SOLAIRES JOURNALIERES

CHAPITRE 7 : DIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTS COMPOSANTS

PARTIE III : APPLICATION ET RESULTATS

CHAPITRE 8 : DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES COMPOSANTS

CHAPITRE 9 : ANALYSE DE LA RENTABILITE DU PROJET A L'AIDE DU LOGICIEL
RETSCREEN INTERNATIONAL

CONCLUSION GENERALE

BIBLIOGRAPHIE

WEBOGRAPHIE

ANNEXES

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES

<i>Figure 1 : Carte montrant les cinq villages à électrifier.....</i>	<i>4</i>
<i>Figure 2 : Lieu d'implantation de la centrale photovoltaïque</i>	<i>5</i>
<i>Figure 3 : Installation photovoltaïque alimentant un bâtiment de l'écovillage Tsaratanàna.....</i>	<i>6</i>
<i>Figure 4 : Consommation mondiale par source d'énergie en 2010.....</i>	<i>7</i>
<i>Figure 5 : Contribution des différentes sources dans la fourniture d'énergie en 2011</i>	<i>8</i>
<i>Figure 6: Dispositif de chauffage solaire.....</i>	<i>11</i>
<i>Figure 7 : Centrale thermique avec capteurs cylindro-parabolique.....</i>	<i>12</i>
<i>Figure 8 : Modules photovoltaïques.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 9: Parc éolien</i>	<i>13</i>
<i>Figure 10 : Barrage hydroélectrique</i>	<i>14</i>
<i>Figure 11: Centrale géothermique</i>	<i>15</i>
<i>Figure 12: Les trois familles de biomasse, de gauche à droite, les biocarburants, le biogaz, la biomasse solide</i>	<i>16</i>
<i>Figure 13: Cellule au silicium cristallin</i>	<i>19</i>
<i>Figure 14: Représentation schématique d'un module photovoltaïque.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 15: Schéma de l'effet photovoltaïque sur une cellule photovoltaïque</i>	<i>21</i>
<i>Figure 16: Schéma d'un régulateur</i>	<i>22</i>
<i>Figure 17: Schéma d'une batterie</i>	<i>25</i>
<i>Figure 18: Schéma caractéristique d'un onduleur.....</i>	<i>27</i>
<i>Figure 19: Schéma d'un système photovoltaïque autonome</i>	<i>29</i>
<i>Figure 20: Latitude et longitude d'un point local</i>	<i>31</i>
<i>Figure 21: Angle horaire et déclinaison du soleil.....</i>	<i>33</i>
<i>Figure 22 : Schéma fonctionnel d'un générateur photovoltaïque.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure 23 : Organigramme de la méthodologie employée.....</i>	<i>52</i>
<i>Figure 24 : Carte d'irradiation de Madagascar</i>	<i>56</i>
<i>Figure 25 : Graphique représentatif de l'ensoleillement solaire quotidien en fonction du mois.....</i>	<i>57</i>
<i>Figure 26 : Batterie Hoppecke</i>	<i>62</i>
<i>Figure 27 : Régulateur solaire MPPT utilisé</i>	<i>64</i>
<i>Figure 28 : Onduleur Xantrex.....</i>	<i>67</i>
<i>Figure 29 : Graphique des flux monétaires cumulatifs</i>	<i>83</i>

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Taux d'accès de l'électricité au niveau national en % des ménages totaux en 2010.....	10
Tableau 2 : Critères de choix des régulateurs dans les pays tempérés	24
Tableau 3: Grandeurs caractéristiques d'un accumulateur	25
Tableau 4: Caractéristiques générales d'un accumulateur au plomb.....	26
Tableau 5: Coefficient de simultanéité en fonction du nombre d'équipements	36
Tableau 6: Tension du système PV	38
Tableau 7: Inclinaison i suivant la latitude L du site	46
Tableau 8: Tension minimale donnée en fonction de la tension du système.....	49
Tableau 9 : Evaluation de la consommation énergétique journalière d'un ménage de quatre personnes.....	54
Tableau 10 : Rayonnement solaire quotidien du site.....	57
Tableau 11 : Température, humidité relative, pression atmosphérique du lieu.....	58
Tableau 12 : Coordonnées du site, inclinaison et orientation des panneaux	59
Tableau 13 : Caractéristiques du module photovoltaïque utilisé.....	60
Tableau 14 : Caractéristiques de la Batterie Hoppecke OPZS	63
Tableau 15 : Caractéristiques du régulateur solaire MPPT-80 A outback	65
Tableau 16 : Caractéristiques de l'onduleur Xantrex	67
Tableau 17 : Tableau récapitulatif des résultats	68
Tableau 18: Coûts des principaux composants de l'installation photovoltaïque.....	69
Tableau 19 : Données nécessaires au logiciel PVGIS afin de calculer la production d'énergie moyenne par jour	70
Tableau 20 : Production d'énergie moyenne par jour du site	70
Tableau 21 : Caractéristiques de la charge	74
Tableau 22 : Caractéristiques du système de production d'électricité du cas de référence	74
Tableau 23: Caractéristiques de l'onduleur requises par le logiciel	75
Tableau 24 : Caractéristiques des accumulateurs requises par le logiciel	75
Tableau 25 : Positionnement du soleil.....	75
Tableau 26 : Caractéristiques des panneaux photovoltaïques requises par le logiciel	75
Tableau 27 : Coûts d'investissement du projet.....	76
Tableau 28 : Récapitulation des investissements et amortissements.....	76
Tableau 29 : Coûts (charges) d'exploitation et d'entretien	77
Tableau 30 : Economie annuelle en combustibles.....	77
Tableau 31 : Sommaire des gaz à effet de serre du cas de référence: groupes électrogènes	78
Tableau 32 : Sommaire des gaz à effet de serre du cas proposé : projet photovoltaïque	78
Tableau 33 : Sommaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre	78
Tableau 34 : Economies et revenus annuels du projet.....	79
Tableau 35 : MBA annuels après impôts en dollar sur la durée de vie du projet (25 ans) :	82
Tableau 36 : Indices de viabilité financière obtenus	84

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

SYMBÔLES ET ABREVIATIONS

Symboles	Désignation	Unité
A	Ampère	A
A	Azimut du soleil	Degré
Ah	Ampère-heure	Ah
°C	Degré Celcius	°C
C'	Coefficient d'incidence	
C	Capitaux investis	
C _T	Capacité du parc de batteries	Ah
C _u	Capacité par élément de batterie	Ah
Cos φ_0	Facteur de puissance de l'onduleur	
δ	Déclinaison	Degré
D	Rayonnement solaire diffus	W/m ²
d	Durée de l'ensoleillement	Heure
E ₀	Constante solaire	W/m ²
E _{ca}	Consommation en courant alternatif non rectifié	Wh
E _{car}	Consommation en courant alternatif rectifié	Wh
E _{cc}	Energie consommée en courant continu	Wh
E _i	Ensoleillement du lieu	W/m ²
E _{ij}	Consommation d'énergie	Wh
E _s	Rayonnement solaire reçu par une surface perpendiculaire	W/m ²
E _T	Consommation électrique totale	Wh
G	Rayonnement solaire global	W/m ²
H	Angle du jour	Degré
h'	Constante de Planck	J.s
h	Hauteur du soleil	Degré
h _{ij}	Durée de fonctionnement de l'équipement i	heures
H _r	Taux moyen d'humidité relative	%
I'	Rayonnement solaire direct sur un plan incliné	W/m ²
I _n	Courant nominal dans le circuit	A
I _p	Indice de profitabilité	
j	Numéro du jour dans l'année	
kW	Kilowatt	kW
k _d	Coefficient de décharge	
k _{ij}	Coefficient de simultanéité	
kJ	Kilojoule	kJ
L	Latitude	Degré
Lo	Longitude	Degré
l	Longueur du conducteur	Mètre
U _{batt}	Tension d'une batterie	Volt
U _{mod}	Tension d'un module	Volt
N _{bs}	Nombre de batteries en série	
MW	Mégawatt	MW
m ²	Mètre carré	m ²

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

SYMBOLES (suite)

m	Masse d'air optique de relative	Kg
η_{ond}	Rendement de l'onduleur	
n	Coefficient de nébulosité	
n_{ij}	Nombre de l'équipement i	
N_{ms}	Nombre de modules en série	
N_{mp}	Nombre de modules en parallèle	
N_m	Nombre de modules	
N_j	Nombre de jours d'autonomie	J
N_{bs}	Nombre de batteries en série	
N_{bp}	Nombre de batteries en parallèle	
N_b	Nombre de batteries	
P_0	Puissance active de l'onduleur	Watt
P_{atm}	Pression atmosphérique	Pascal
P_c	Puissance-crête	Watt-crête
P_{ij}	Puissance de l'équipement i	Watt
P_{mod}	Puissance-crête d'un module	Watt-crête
P_v	Pression de vapeur	mm Hg
P_{vs}	Pression de vapeur saturante	mm Hg
P_{pertes}	Pertes par effet de joule	J
ρ	Résistivité linéaire du matériau	$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
R	Résistance du conducteur	Ω
R_L	Résistance linéique du conducteur	Ω/m
r	Taux d'actualisation	%
S	Rayonnement solaire sur un plan incliné	W/m^2
S'	Section du conducteur	mm^2
S_0	Puissance apparente de l'onduleur	kVA
$t\text{CO}_2$	Tonnes de CO_2	Tonne
tep	Tonne équivalent de pétrole	Tep
T	Température de l'air	$^\circ\text{C}$
T_L	Facteur de Trouble de Linke	
TSM	Temps Solaire Moyen	Heure
TSV	Temps Solaire Vrai	Heure
T_e	Température effective des parties conductrices	$^\circ\text{C}$
U	Tension de l'installation photovoltaïque	Volt
U_{batt}	Tension d'une batterie	Volt
ν	Fréquence	Hertz
V_{ca}	Volt en courant alternatif	Volt
V_{cc}	Volt en courant continu	Volt
W	Watt	W
W_c	Watt-crête	W_c
Wh	Watt-heure	Wh
ω	Angle horaire du soleil	Degré
ω_s	Angle horaire du soleil à son coucher	Degré

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

SYMBOLES (suite)

b	Coefficient de trouble atmosphérique	
E_r	Epaisseur optique de Rayleigh	
i	Inclinaison du plan du capteur	Degré
o	Orientation du plan du capteur	Degré
z	Altitude du lieu exprimé en degré	

ABREVIATIONS

ABREVIATIONS	Désignations
ADER	Agence de Développement de l'Electrification Rurale
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ca	Courant Alternatif
Cc	Courant Continu
DRCI	Durée de Récupération des Capitaux Investis
ET	Equation de Temps
GES	Gaz à Effet de Serre
IBGE	Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement
INSTAT	Institut National de la STATistique
JIRAMA	Jiro sy RAho Madagascar
MBA	Marge Brute d'Autofinancement
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NASA	National Aeronautic and Space Administration
NF	Numéro du Fuseau horaire
PV	Photovoltaïque
TRI	Taux de Rendement Interne
VAN	Valeur Actualisée Nette
WWF	World Wildlife Fund

INTRODUCTION GENERALE

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

Du fait de l'épuisement progressif des ressources fossiles, et afin de protéger la planète du réchauffement climatique, les énergies renouvelables constituent incontestablement l'avenir dans le domaine de l'énergie. Parmi ces sources d'énergie, aussi appelées énergies propres, on distingue l'énergie solaire, éolienne, géothermique, hydroélectrique, et la biomasse. A Madagascar, une grande partie de l'électricité est produite à l'aide de centrales thermiques et de nombreuses régions rurales ne sont pas encore électrifiées. Il serait judicieux d'employer les énergies renouvelables afin de les électrifier, et augmenter ainsi le taux d'électrification du pays tout en évitant d'employer les ressources fossiles.

En ce qui concerne l'énergie solaire, Madagascar a un potentiel peu exploité jusqu'à maintenant. Pourtant, l'énergie solaire est souvent rentable lorsque les lieux à électrifier sont éloignés du réseau électrique. Elle serait alors plus rentable que l'extension du réseau électrique ou l'utilisation de groupes électrogènes qui, bien que moins chers lors des investissements initiaux sont plus coûteux à long terme à cause de l'achat permanent de carburant et des frais de maintenance élevés. L'énergie solaire quant à elle ne nécessite cependant que peu de maintenance, avec une longue durée de vie et ne produit pas de dioxyde de carbone. Mais avant de décider d'employer l'énergie solaire, un dimensionnement et une étude de rentabilité préalables de l'utilisation de cette énergie doit d'abord être faite. C'est ce que nous ferons, tout au long de ce mémoire (en ce qui concerne un site rural non électrifié) intitulé: « PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO »

Nous commencerons d'abord par présenter le site choisi et le contexte énergétique de Madagascar. Ensuite, nous continuerons par une description des installations photovoltaïques autonomes en décrivant les différentes parties qui les constituent: les modules photovoltaïques, les régulateurs, les batteries et les onduleurs afin de donner une image globale d'une installation autonome. Puis, nous décrirons de quelle manière dimensionner chacun de ces composants. Après, nous passerons à l'application sur cinq villages de la commune d'Ambohidratrimo qui sont non-électrifiés et éloignés du réseau électrique. Nous dimensionnerons le système photovoltaïque puis nous évaluerons la rentabilité financière du projet à l'aide du logiciel RETScreen.

PARTIE I : GENERALITES

CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU SITE

1.1. PRESENTATION GENERALE

Nous avons choisi dans ce travail de concevoir un projet d'électrification grâce à une centrale photovoltaïque autonome de l'Ecovillage Tsaratanàna ainsi que des 4 autres villages qui se situent à proximité (tous les cinq n'étant pas encore électrifiés) : Antsahakely, Antsaraloha, Antohibe, Indita. Ces cinq villages se situent tous dans commune rurale d'Ambohidratrimo à 16 km d'Antananarivo. Ensemble, ils abritent près de 2 000 personnes qu'il faudra fournir en énergie électrique.

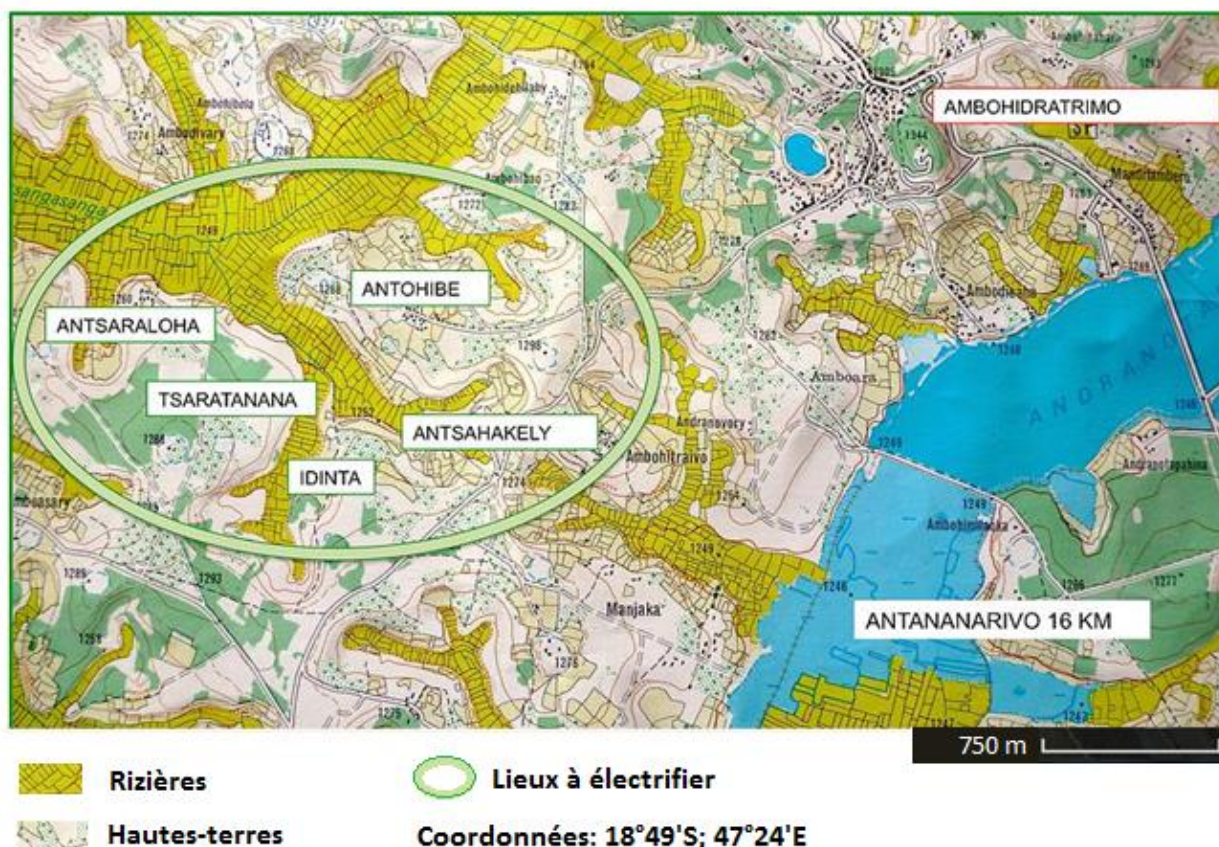


Figure 1 : Carte montrant les cinq villages à électrifier

Auparavant, les membres de l'association Yocontigo qui s'occupent de l'électrification des cinq villages (ainsi que du développement de l'écovillage Tsaratanàna) pensaient électrifier la zone grâce à l'électricité du réseau fournie par la JIRAMA. Mais certains problèmes comme l'insuffisance de la puissance reçue par un village ont conduit les membres de cette association à abandonner le projet de

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

prolongement de la ligne électrique de la JIRAMA et de produire leur électricité eux-mêmes. C'est pourquoi nous avons décidé d'évaluer si une centrale photovoltaïque autonome hors-réseau serait rentable pour l'électrification de ces lieux.

Nous commencerons d'abord par le dimensionnement du système photovoltaïque, ensuite nous évaluerons sa rentabilité à l'aide du logiciel RETSCREEN (Nous ne nous intéresserons dans ce travail qu'à l'évaluation de la rentabilité d'une centrale photovoltaïque autonome hors-réseau si on choisissait celle-ci comme source d'énergie pour alimenter les cinq villages).

1.2. LIEU DE MISE EN PLACE DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

[16]

Voici le lieu où la centrale photovoltaïque pourrait être installée. Elle est située à une latitude de 18°49'48.0'' Sud et à une longitude de 47°24'56.9'' Est à une altitude de 1046 m.



Figure 2 : Lieu d'implantation de la centrale photovoltaïque

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Ce lieu est un atout certain pour l'utilisation de l'énergie solaire en effet :

- Le terrain est déjà dégagé, ce qui signifie que les travaux d'aménagement seront à moindre coûts,
- il est exposé aux rayons du soleil presque toute la journée, quasiment aucune ombre ne viendra cacher les modules durant la journée,
- il est près de l'utilisation pour limiter les pertes dans les câbles,
- il est plus près de la surveillance : les habitants de l'écovillage Tsaratanana pourront se relayer pour la surveillance de la centrale,
- il possède une grande surface plane, idéale pour l'installation des panneaux.

Deux installations photovoltaïques ont déjà été mises en place auparavant ; l'une alimentant la menuiserie de l'écovillage Tsaratanana et l'autre alimentant une maison de ce même village.



**Figure 3 : Installation photovoltaïque alimentant un bâtiment de l'écovillage
Tsaratanana**

CHAPITRE 2 : CONTEXTE

2.1. SITUATION ENERGETIQUE MONDIALE [1] [2]

La situation énergétique mondiale est marquée par la consommation croissante d'énergie et le recours toujours en hausse aux énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) malgré le contexte de raréfaction de ces ressources qui ne sont pas inépuisables à long terme et les conséquences de leur utilisation qui accélèrent notamment le changement climatique.

La consommation énergétique mondiale a plus que doublé depuis 1973. La quantité de ressources énergétiques consommées, rapportées pour les mesurer à un équivalent en pétrole, est ainsi passée selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) de 6 107 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) à 12 717 Mtep en 2010.

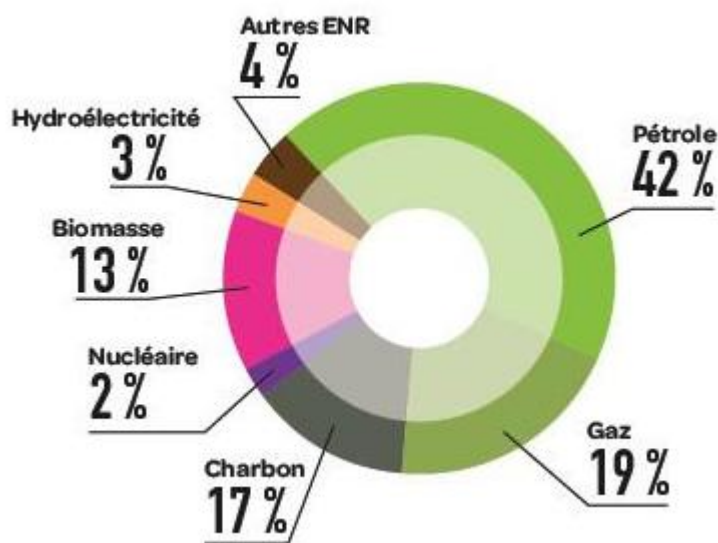


Figure 4 : Consommation mondiale par source d'énergie en 2010

La croissance de la population mondiale, qui pourrait passer de 7 milliards d'êtres humains actuellement à 9 milliard en 2050, et le développement économique, génèrent de nouveaux besoins de services énergétiques. Ainsi, deux milliards de personnes n'ont pas accès à l'électricité aujourd'hui. Au niveau mondial, la consommation d'énergie finale pourrait croître, si les tendances actuelles se poursuivaient, de 50% d'ici à 2035 selon l'AIE, sous l'impulsion notamment des zones en pleine croissance comme la Chine ou l'Inde avec un recours massif au charbon [1].

Les risques réels d'épuisement des sources d'énergie non renouvelables à terme nous font considérer de plus en plus les sources d'énergie renouvelables, les premières à être exploitées par l'homme. Par exemple, le bois – ou plus généralement la biomasse – représente le combustible le plus courant dans les pays en voie de développement. L'énergie hydraulique, jadis utilisée dans les moulins à eau, est actuellement exploitée dans les centrales hydroélectriques ; l'énergie utilise le mouvement d'importantes masses d'eau lors des marées ; l'énergie éolienne tire parti de la force du vent. L'énergie solaire, qui peut être transformée en électricité ou en chaleur, est le plus grand espoir comme source d'énergie inépuisable [2].

2.2. SITUATION ENERGETIQUE DE MADAGASCAR [3] [4]

2.2.1. La consommation énergétique à Madagascar [3] [4]

La structure de la consommation d'énergie à Madagascar est caractérisée par une forte dépendance vis-à-vis du bois énergie et dans une certaine mesure des produits pétroliers résultat d'une valorisation insuffisante des énergies alternatives propres, notamment l'énergie hydraulique, solaire et éolienne, le biogaz. Ces sources d'énergie ne sont pas compétitives suite aux prix très bas des produits ligneux (bois) sur les marchés locaux [3].

D'après une étude de la Fondation Energie pour le Monde et le Ministère de l'énergie, la consommation énergétique par habitant est de 0,2 tep/an, parmi les plus faibles au monde, la moyenne mondiale étant de 1,6 tep/an. Elle repose pour moment sur l'utilisation du bois et de ses dérivés ce qui a fortement contribué à la déforestation : la couverture forestière de l'île a diminué de près de 40% entre 1950 et 2000.

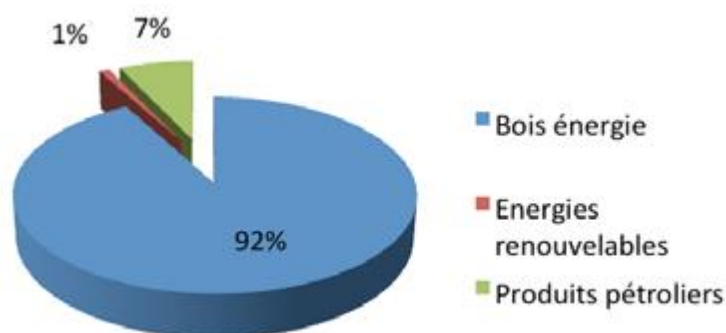


Figure 5 : Contribution des différentes sources dans la fourniture d'énergie en 2011 [4]

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Le bois énergie constituerait la principale source d'énergie à hauteur de 92%. Les produits pétroliers viennent au second rang avec 7% des énergies consommées en 2011. Les produits pétroliers (gasoil et fuel oil) occupent une place importante dans la production d'électricité à Madagascar tant du côté de la JIRAMA que du côté des opérateurs privés encadrés par l'ADER. En termes de production de la JIRAMA, la part du thermique (gasoil et fuel oil) augmente d'année en année passant de 28,64% en 1994, elle atteint 45,54% en 2011 (JIRAMA). En termes d'effectif au niveau des opérateurs privés du secteur de l'électrification rural, une large proportion (73,6%) utilise le thermique diesel.

Les énergies renouvelables viennent en troisième position avec 1%. Parmi les ressources renouvelables, l'exploitation de l'énergie hydraulique est relativement plus développée par rapport aux autres sources d'énergie pour la production d'électricité. L'énergie hydroélectrique représente 54% de la production de l'électricité de la JIRAMA en 2011. Au niveau des opérateurs privés en milieu rural, 18,6% utilisent l'hydraulique contre 3,9% contre la thermique biomasse; 3,57% pour l'éolienne et 0,29% pour le solaire [3].

2.2.2. Taux d'électrification à Madagascar [4]

Globalement, l'accès à l'énergie électrique reste faible à Madagascar. Selon l'INSTAT, l'Enquête Périodique au niveau des Ménages réalisée en 2010 (EPM 2010) a montré que 12% des ménages malgaches possèdent l'électricité. L'enquête a également démontré une inégalité flagrante quant à l'accès à l'électricité en milieu rural et en milieu urbain. En effet, en milieu rural où vit près de 70% de la population, il n'y a que 4,8% des ruraux qui ont l'électricité en 2010. En milieu urbain, 39% des ménages ont accès à l'électricité en 2010 alors que ce taux était de 42% en 2001. Le pétrole lampant reste la principale source d'éclairage pour les ménages malgaches jusqu'à ce jour [4].

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 1: Taux d'accès de l'électricité au niveau national en % des ménages totaux en 2010
[4]

%	RURAL		URBAIN		TOTAL MADAGASCAR	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
Electricité	155 474	4,8	357 712	39,1	513 186	12,3
Générateur	34 161	1,1	7 618	0,8	41 779	1
Pétrole lampant	2 897 625	88,9	493 835	53,8	3 391 460	81,2
Bougies	104 842	3,2	53 335	5,8	158 177	3,8
Autres	67 238	2,1	4 520	0,5	71 758	1,7
Total	3 259 340	100	917 020	100	4 176 360	100

Ce tableau illustre bien le fait que la majeure partie des ménages malgaches, aussi bien en milieu rural qu'en milieu urbain, utilisent le pétrole lampant pour s'éclairer. On constate également un écart important entre l'utilisation de l'électricité en milieu rural et en milieu urbain.

CHAPITRE 3: LES ENERGIES RENOUVELABLES [5]

Une énergie renouvelable est une énergie qui se renouvelle assez vite pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le soleil (rayonnement), mais aussi la lune (marée) et la Terre (énergie géothermique).

3.1. L'ENERGIE SOLAIRE [5]

3.1.1. Le chauffage

Le rayonnement solaire est reçu par un absorbeur qui à son tour chauffe soit le fluide caloporteur soit l'eau directement. Un vitrage est placé devant l'absorbeur, ainsi le rayonnement est capturé, en d'autres termes, c'est l'effet de serre.

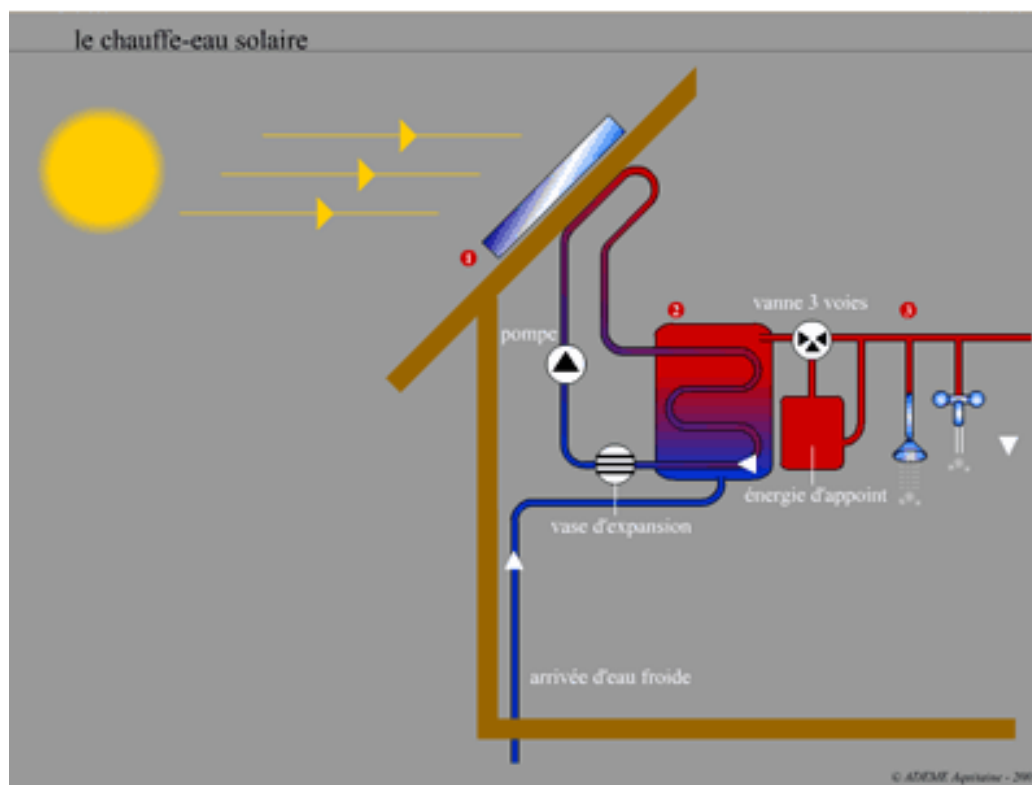


Figure 6: Dispositif de chauffage solaire [5]

3.1.2. Centrale électrique thermique solaire

Des miroirs orientables reflètent le rayonnement solaire et le concentre sur un réservoir de fluide. Le fluide s'échauffe et s'évapore entraînant la rotation d'une turbine et produisant ainsi de l'électricité avec des puissances pouvant atteindre 150 MW, 1000 kW avec des températures de l'ordre de 3800°C.



Figure 7 : Centrale thermique avec capteurs cylindro-parabolique [5]

3.1.3. Le photovoltaïque [6] [7]

La cellule photovoltaïque, aussi appelée cellule solaire, constitue l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique l'énergie lumineuse fournie par une source inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des semi-conducteurs utilisés dans l'industrie électronique IBGE [6]. C'est de cette énergie dont nous parlerons en détail dans ce mémoire.

Un module photovoltaïque se compose généralement de 36 cellules en série, encapsulées dans un laminage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. Les modules en silicium cristallin courant ont un rendement de conversion de l'ordre de 11% à 15% [7] .



Figure 8 : Modules photovoltaïques [5]

3.2. LES EOLIENNES [5]

L'éolienne est une forme très ancienne d'exploitation du vent. Une éolienne est constituée :

- d'un rotor avec des pales montées sur le moyeu ;
- la transmission mécanique qui transforme le mouvement de rotation du rotor en un mouvement utilisable par la charge ;
- une génératrice électrique qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique ;
- un système d'orientation qui entraîne la nacelle face au vent ;
- un système électrique qui gère la connexion au réseau et le fonctionnement de l'éolienne.



Figure 9: Parc éolien [5]

Elle peut être utilisée de deux manières :

- Conservation de l'énergie mécanique : navire à voile pour pomper l'eau pour faire tourner la meule d'un moulin
- Transformation en énergie électrique : l'éolienne ou aérogénérateur directement relié au réseau ou de manière indépendante.

3.3. L'HYDRAULIQUE [5] [2]

L'hydraulique est l'énergie mise en jeu lors du déplacement ou de l'accumulation d'un fluide incompressible. Ce déplacement va produire un travail mécanique qui est utilisée directement ou converti sous forme d'électricité. Un cinquième des besoins totaux en énergie de la Terre est couvert par l'énergie hydraulique.

Il existe trois différents types de centrales :

Les centrales de basse chute : moins de 40 m de chute avec un débit important. Elles produisent sans interruption.

Les centrales de moyenne chute : 30 à 300 m de chute, elles utilisent les réserves d'eau accumulées sur de courtes périodes.

Les centrales de haute chute : chutes supérieures à 300 m, leur rapidité de démarrage permet de répondre aux consommations.



Figure 10 : Barrage hydroélectrique [2]

3.4. GEOTHERMIE [5]

La géothermie consiste à exploiter la chaleur contenue dans la croûte terrestre pour produire du chauffage ou de l'électricité. On caractérise trois types d'énergies :

- La géothermie haute énergie (150 °C-320 °C)
- Géothermie à moyenne énergie (90 °C-150 °C)
- Géothermie à basse énergie (50°C à 90°C)
- Géothermie à très basse énergie (12°C à 50°C) [2]



Figure 11: Centrale géothermique [5]

3.5. BIOMASSE [5]

Dans le domaine de l'énergie et plus particulièrement des bio-énergie, le terme biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale (algues incluses), animales ou fongiques (champignons) pouvant devenir source d'énergie par combustion (ex : bois-énergie) après méthanisation (biogaz) ou après de nouvelles transformations chimiques (agro-carburant).

La biomasse comprend trois familles principales :

Le bois énergie ou biomasse solide : Le bois peut être considéré comme une énergie renouvelable tant que le volume prélevé ne dépasse pas l'accroissement naturel de la forêt.

Les biocarburants : un biocarburant est produit à partir de matériaux organiques. Les principales catégories sont l'huile végétale carburant et le bioéthanol.

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Le biogaz ou la méthanisation : La méthanisation est un procédé de transformation de la matière organique en biogaz, par l'action des bactéries en l'absence d'oxygène. On parle alors de « digestion anaérobie »



Figure 12: Les trois familles de biomasse, de gauche à droite, les biocarburants, le biogaz, la biomasse solide [5]

3.6. LES ENERGIES RENOUVELABLES A MADAGASCAR [8]

Pour clore ce chapitre, remarquons que Madagascar possède un grand potentiel dans le domaine des énergies renouvelables. Les énergies solaire, éolienne ou hydraulique sont disponibles à Madagascar.

- Le potentiel hydraulique est estimé à 7 800 MW, or seuls 105 MW sont pour le moment exploités.
- La demande mondiale en systèmes solaires d'alimentation électrique croît constamment depuis 20 ans. Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. La demande en systèmes PV devrait connaître une croissance significative dans les pays en développement pour

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

satisfaire aux besoins de base des 2 milliards de personnes qui n'ont pas encore accès aux réseaux électriques conventionnels [7].

Madagascar dispose d'un important potentiel en énergie solaire avec une énergie incidente de l'ordre de $2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Presque toutes les régions de Madagascar ont plus de 2.800 heures d'ensoleillement par an. Les régions de Diana, Sava, Sofia, Boeny, Menabe, Haute Matsiatra, sont plus intéressantes car elles disposent d'un niveau de rayonnement supérieur à $5\,500 \text{ W/m}^2$. Des sociétés distributrices d'énergie solaire telles que Solarprod, Solarmad, GC énergies et bien d'autres existent également à Madagascar.

- Enfin, le potentiel éolien est conséquent avec une vitesse de vent moyenne de 6 à 9 m/s à 50 mètres de hauteur. Il existe également quelques ressources d'énergie géothermique, et la valorisation de la biomasse issue des déchets agricoles et agro-industriels est possible.

Malgré la disponibilité des ressources en énergies renouvelables et un cadre législatif désormais clair et favorable, peu de programmes ont été mis en place pour leur utilisation. Ce faible développement est d'abord lié aux ressources limitées du secteur public pour répondre à la demande en énergie.

CHAPITRE 4 : SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES (HORS RESEAU)

4.1.DESCRPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES [7]

L'ensemble des cellules photovoltaïques reliées entre elles, constituent le module photovoltaïque. Plusieurs modules sont groupés pour former un système photovoltaïque qui peut comprendre d'autres composants comme le régulateur, la batterie et l'onduleur.

Le module PV est l'élément commercial principal du marché photovoltaïque. Un module PV est classé en fonction de la puissance fournie dans des conditions normalisées d'essai. Ces conditions sont de 1 kW/m^2 de rayonnement solaire et une température de cellule PV de $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$. La puissance mesurée dans ces conditions est appelée capacité nominale et est exprimée en watts-crête (Wc).

- Les modules PV sont intégrés à des systèmes conçus pour des applications précises. Les composants ajoutés aux modules constituent les « infrastructures connexes » et peuvent être classifiés dans les quatre catégories suivantes :
- Batterie d'accumulateurs : éléments de stockage qui emmagasine sous forme chimique l'énergie produite par les modules PV, pour la restituer sous forme électrique selon les besoins (p. ex. : la nuit ou lors de jours couverts);
- onduleur - dispositif électrique utilisé pour convertir en courant alternatif(CA), le courant électrique continu (CC) produit par les modules PV;
- régulateur : dispositif électrique qui gère le stockage de l'énergie dans les accumulateurs et la distribution vers la charge (c.-à-d. qui contrôle la charge et la décharge des accumulateurs); et
- structure portante - support requis pour monter ou installer les modules

Selon le type d'application, certaines infrastructures connexes d'un système PV ne sont pas nécessaires. Par exemple, un onduleur n'est pas utile s'il n'y a pas de charge en courant alternatif

(CA). Pour les applications en réseau, les batteries d'accumulateurs ne sont plus nécessaires puisque le réseau peut agir comme élément de stockage, en absorbant les surplus d'électricité. De même, elles ne sont généralement pas utilisées pour des applications de pompage de l'eau où le stockage de l'énergie peut se faire sous la forme d'une simple réserve d'eau accumulée pendant les heures d'ensoleillement. Par contre, certains systèmes requièrent d'autres infrastructures connexes particulières. Par exemple, les systèmes autonomes peuvent inclure une génératrice diesel; et un système de pompage PV comprend une pompe CC ou CA.

4.2. MODULES PHOTOVOLTAÏQUES [7]

4.2.1. Technologies utilisées

Il existe essentiellement deux technologies de fabrication de modules photovoltaïques : la production de cellules issues de plaques de silicium cristallin et les modules obtenus directement par des procédés en couches minces. Dans le premier cas, des tranches de silicium monocristallin, de silicium polycristallin ou de silicium en ruban sont utilisées pour produire des cellules solaires dans des chaînes de production utilisant des procédés et machines propres à l'industrie des semi-conducteurs au silicium.

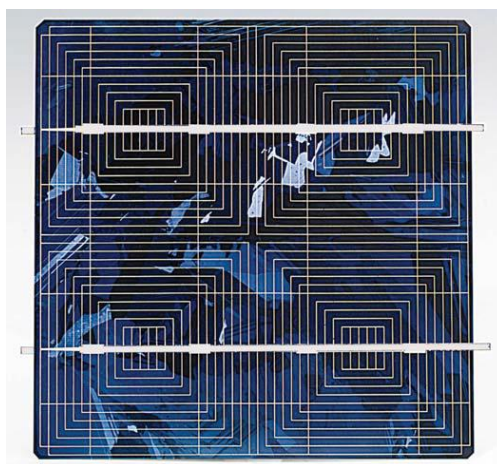


Figure 13: Cellule au silicium cristallin [7]

Les fabricants de ce type de cellules, les assemblent ensuite eux-mêmes en modules ou les vendent à des fabricants de modules, qui se chargent de l'assemblage. La première grande utilisation du PV ayant été la recharge de batteries d'accumulateurs, la plupart des modules sur

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

le marché est conçu pour fournir un courant continu (CC) d'un peu plus de 12 Volts (V). Un module PV se compose donc généralement d'un circuit de 36 cellules en série, encapsulées dans un laminage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. Les modules en silicium cristallin courants ont un rendement de conversion (énergie électrique produite vs. énergie solaire incidente) de l'ordre de 11 à 15 %.

Il existe quatre types de modules en couches minces. Leurs noms sont dérivés de l'un des principaux matériaux actifs de la cellule : tellurure de cadmium (CdTe), diséléniure de cuivre indium (CIS), silicium amorphe et silicium cristallin en couche mince. Le silicium amorphe est déjà produit à l'échelle commerciale alors que les trois autres technologies approchent du stade de commercialisation. Les modules en couches minces sont déposés directement sur le substrat de verre, supprimant ainsi les étapes intermédiaires associées à la fabrication des cellules solaires individuelles.



Figure 14: Représentation schématique d'un module photovoltaïque

4.2.2. effet photovoltaïque

La cellule PV constitue l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique l'énergie lumineuse fournie par une source d'énergie inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des matériaux semi-conducteurs.

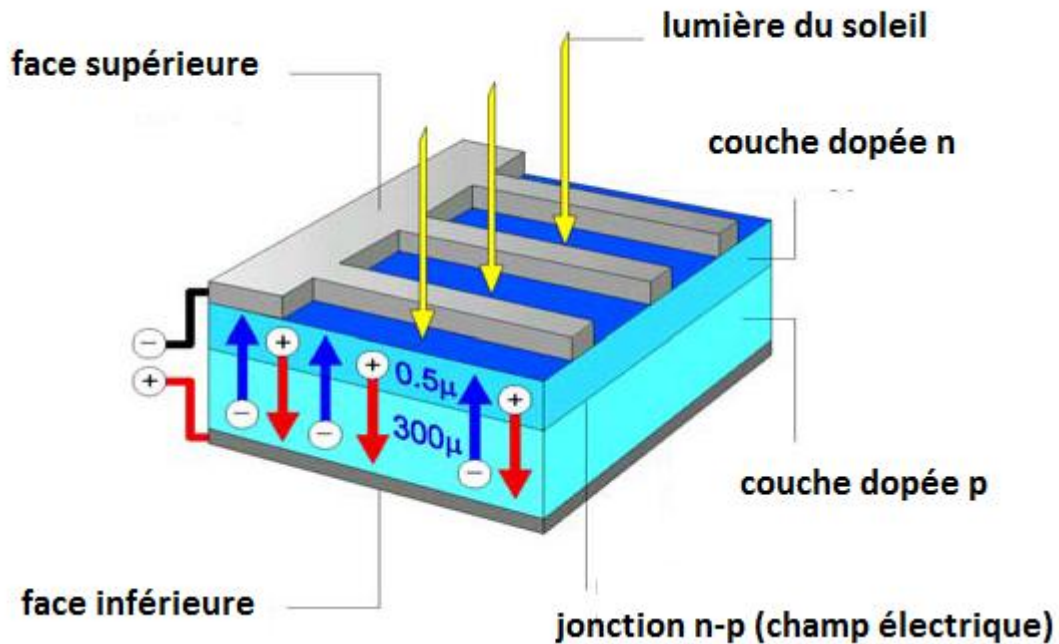


Figure 15: Schéma de l'effet photovoltaïque sur une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste quand un photon est absorbé dans un matériau composé de semi-conducteurs dopés p (positif) et n (négatif), dénommé comme jonction p-n (ou n-p). Sous l'effet de ce dopage, un champ électrique est présent dans le matériau de manière permanente (comme un aimant possède un champ magnétique permanent). Quand un photon incident (grain de lumière) interagit avec les électrons du matériau, il cède son énergie $h \cdot \nu$ à l'électron qui se retrouve libéré de sa bande de valence et subit donc le champ électrique intrinsèque. Sous l'effet de ce champ, l'électron migre vers la face supérieure laissant place à un trou qui migre en direction inverse. Des électrodes placées sur les faces supérieure et inférieure permettent de récolter les électrons et de leur faire réaliser un travail électrique pour rejoindre le trou de la face antérieure.

4.3.REGULATEUR

Le régulateur régularise les cycles de recharge et de décharge des batteries accumulateurs, afin d'éviter leurs surcharges ainsi que les décharges trop profondes. Les régulateurs de charge de

batterie au plomb pour installations photovoltaïques autonomes peuvent se caractériser en trois groupes principaux:

- les régulateurs shunt qui ont un interrupteur en parallèle avec le générateur pour couper la charge, ce qui impose la présence d'une diode de blocage dans le régulateur;
- les régulateurs série qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge ;
- les régulateurs à Maximum Power Point Tracker (MPPT) qui utilisent un circuit spécial cherchant le point de puissance maximale du générateur pour charger l'accumulateur avec le plus grand courant possible.

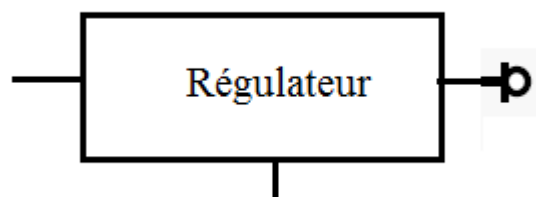


Figure 16: Schéma d'un régulateur

4.3.1. Régulateur shunt

Le régulateur shunt est en général réservé aux systèmes photovoltaïques comportant peu de panneaux avec un courant qui dépasse rarement 10 à 15 ampères. Ce type de circuit impose une diode de blocage dans le régulateur, donc une dissipation de puissance locale lors de la charge. Les bons régulateurs sont équipés d'une diode « schottky».

La charge s'effectue en deux temps: tant que la tension maximale de charge n'est pas atteinte, tout le courant du générateur est transféré à l'accumulateur; lorsque cette tension maximale est atteinte, le circuit court-circuite le générateur en fermant un interrupteur sur le circuit. Lorsque la tension de batterie est redescendue à une deuxième tension précise, la charge recommence.

4.3.2. Régulateur série

Le régulateur série fonctionne de la même manière que le shunt mais son interrupteur en série n'oblige pas la présence de diode de blocage sur le circuit; celles-ci seront le plus souvent placées dans les boîtes de jonction des panneaux solaires. L'utilité réelle de la diode de blocage doit être examinée avec soin.

Dans les pays tempérés, les besoins d'énergie solaire sont en général beaucoup plus élevés en hiver (sauf pour réfrigération) qu'en été: dans ce cas, la diode de blocage ne gêne pas, le panneau ayant une réserve de tension suffisante à froid.

Dans les pays chauds, il faut estimer le gain ou la perte de la diode de blocage

4.3.3. Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Le MPPT est un dispositif qui doit permettre une économie de coût des panneaux et câblage dans les installations de grandes puissances.

Ce circuit travaille en général à plus haute tension que celle de l'accumulateur, typiquement 2 à 3 fois celle-ci, ce qui permet de réduire la section des câbles ou de limiter leur perte. Le MPPT travaillant au point de puissance maximale du générateur quelle que soit sa température ou quelle que soit la tension de la batterie améliore le rendement de charge. Le MPPT est rentable uniquement pour les grands systèmes pouvant utiliser toute l'énergie produite toute l'année dans une grande plage de température ; sinon il est plus économique de monter des panneaux avec une tension adaptée à la charge (nombre de cellules) et à la saison du plus grand besoin d'énergie.

4.3.4. Régulateur de décharge

Ce dispositif est nécessaire pour tous les systèmes où la protection de la batterie est prioritaire. La tension de délestage sera si possible inversement proportionnelle au courant de sortie pour respecter les caractéristiques de décharge des batteries (valable pour les régulateurs à grands courants). Pour les régulateurs simples travaillant à des courants de

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

moins de 10 % de la capacité, il faut couper les sorties lorsqu'il reste 10 à 20% de capacité dans la batterie (à $T > 0^{\circ}\text{C}$).

Pour la majorité des systèmes, le régulateur de décharge (en général incorporé au régulateur de charge) est nécessaire. Deux types seront utilisés :

- les régulateurs automatiques à réenclenchement automatique des sorties après coupure (systèmes non habités);
- les régulateurs manuels qui nécessitent une intervention humaine après coupure et sont recommandés pour les systèmes habités.

Tableau 2 : Critères de choix des régulateurs dans les pays tempérés

Puissance du générateur	Type de régulateur		
	Shunt	Série	MPPT
< 100 W	***	***	*
100 à 500 W	***	***	**
> 500 W	**	***	***

*** : Bien adapté

** : possible

* : mal adapté

En ce qui concerne les pays chauds, le régulateur série est en général plus adapté

4.4.ACCUMULATEURS (batteries d'accumulateurs)

Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines (p. ex. : pour des applications très spécifiques en région arctique). Les batteries sont caractérisées par leur tension, qui pour la plupart des applications est un multiple de 12 V, et leur capacité exprimée en ampère-heure (Ah). Par exemple, une batterie de 48

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

V, 50 Ah est capable d'emmagasiner $50 \times 48 = 2\,400$ Wh d'électricité sous des conditions nominales d'opération.

Tableau 3: Grandeurs caractéristiques d'un accumulateur

Caractéristiques d'une batterie	Tension	Capacité	Puissance
Unité utilisée	Multiple de 12 V	Exprimée en ampère-heure (Ah)	Exprimée en watt-heure

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide. Les batteries au cadmium-nickel sont rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé, leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles.

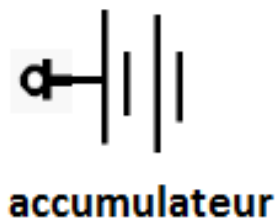


Figure 17: Schéma d'une batterie

4.4.1. Batterie au plomb

Ce type est très connu par son utilisation dans les automobiles. Cependant, plusieurs caractéristiques les différencient. Le tableau 4 ci-dessous rappelle les différences principales entre les batteries solaires et de démarrage:

Tableau 4: Caractéristiques générales d'un accumulateur au plomb

Caractéristiques	Batteries	
	Solaire	Démarrage
Courant	Capacité faible	Capacité élevée
Rendement	élevé	Moyen
Cyclable	oui	Faible
Autodécharge	faible	Moyenne

Ce tableau donne les caractéristiques les plus recherchées d'une batterie solaire, à savoir, un rendement élevé, une grande durée de vie avec un grand nombre de cycles et une autodécharge faible.

Autodécharge

Cette valeur varie d'un constructeur à l'autre car elle dépend des matériaux utilisés (alliage de plomb, séparateurs ...). Une bonne batterie solaire ne devrait pas avoir plus de 3 à 5% de perte de capacité mensuelle à 20°C. L'autodécharge augmente avec la température et triple à 30°C par rapport à 20°C.

Mise en série/parallèle, montage

On peut connecter en série/parallèle des batteries solaires exactement identiques et de même âge. Pour chaque chaîne de batterie, monter un fusible en série dans le câblage. Il est toujours avantageux de surdimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batteries d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieillir prématurément la nouvelle. Il est également meilleur d'utiliser une grande batterie plutôt que deux petites totalisant la même capacité.

4.4.2. Batterie au nickel-cadmium

Dans ce paragraphe, on va passer en revue de manière raccourcie les mêmes points que pour la batterie au plomb. La batterie au Ni-Cd, beaucoup plus chère que celle au plomb, n'est pratiquement pas utilisée pour les systèmes solaires privés mais seulement pour des applications professionnelles.

Rendement

Le rendement charge/décharge est en général plus faible que pour le plomb, il vaut en général 70 à 80 % pour les petites cellules de 0.5 à 7 Ah. Pour les éléments de grande capacité travaillant à des courants de quelques pour-cent de leur capacité, le rendement peut atteindre 90%.

4.5. ONDULEURS

Les onduleurs utilisés dans les installations solaires autonomes sont caractérisés par leur technologie et par la forme d'onde qu'ils génèrent.

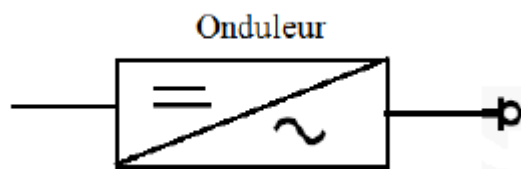


Figure 18: Schéma caractéristique d'un onduleur

Les principaux types produisent une onde sinusoïdale, une onde carrée ou une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des utilisateurs qu'il devra faire fonctionner ; ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde. Les critères principaux sont:

4.5.1. Précision de la tension de sortie

Ce chiffre est donné en% par rapport à 230 Vac. Utile dans certaines utilisations, appareils électroniques délicats, Hi-Fi...). L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

4.5.2. Résistance aux surcharges et au courant réactif

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage

difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage 5 à 10 fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement.

4.5.3. Rendement

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 V_{ca}. On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur: les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90% dès une charge de 5 à 10% de leur puissance nominale.

Mais le rendement des appareils consommateurs peut dépendre de la forme de l'onde: par exemple un moteur alimenté par une onde carrée a un très mauvais rendement et va chauffer.

4.5.4. Consommation en mode d'attente

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas la consommation à vide est plus importante que la consommation utile. Il faudrait si possible déclencher l'onduleur entre deux utilisations.

4.5.5. Onduleurs critères de choix

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer:

- qu'une solution en courant continu toujours plus économe en énergie n'existe pas;
- que la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire
- que l'onduleur peut démarrer la charge;
- que son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge;
- que la charge tolère la distorsion de l'onduleur;
- que les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge;
- que l'onduleur est protégé contre les surcharges côté CC et CA et contre la surchauffe;
- que l'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension CC.

4.6.SYSTEME HORS RESEAU AUTONOME

C'est un système dont l'énergie produite est utilisée dans un site non connecté au réseau et ayant un système de stockage d'énergie. L'énergie produite par les modules est en courant continu et comme on touche à l'habitat où la plus part des appareils fonctionnent en courant alternatif, il y a souvent nécessité de la convertir.

La batterie servant de stockage, se charge le jour. L'alimentation des applications par la batterie se fait par l'intermédiaire d'un régulateur de charge, pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge, et d'un onduleur.

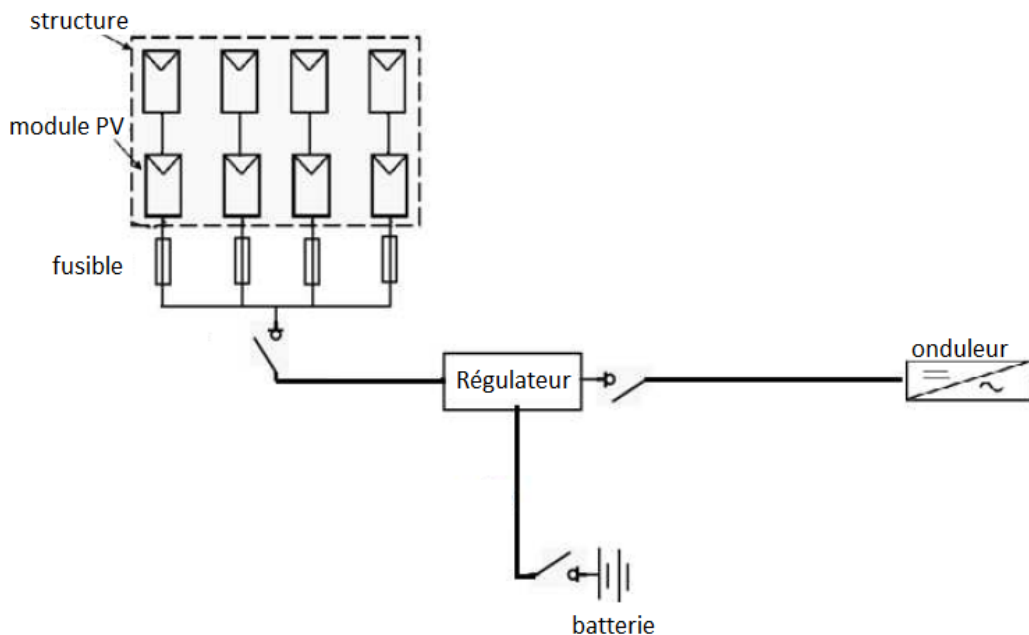


Figure 19: Schéma d'un système photovoltaïque autonome

Conclusion partielle 1 :

L'utilisation des énergies renouvelables est indispensable pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre et servir d'alternative aux systèmes de production d'énergie conventionnels.

Les systèmes photovoltaïques, dont les principaux composants sont les modules photovoltaïques, le régulateur, les accumulateurs et l'onduleur, font partie de ces alternatives. De plus Madagascar possède un potentiel de production d'énergie photovoltaïque qui est encore peu exploité. Sans compter que le photovoltaïque est souvent rentable dans les régions éloignées du réseau électrique, qui sont nombreuses à Madagascar.

PARTIE II : METHODOLOGIE

CHAPITRE 5 : EVALUATION DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE

Avant d'évaluer la consommation énergétique, il est important de connaître les coordonnées du lieu, ainsi que la position du soleil afin de pouvoir dimensionner correctement le système.

5.1. LA LATITUDE ET LA LONGITUDE D'UN LIEU

La Latitude (L) d'un lieu est l'angle formé par le plan équatorial et la direction « centre de la terre – point local ». Elle est exprimée en degrés et varie entre 0° et 90° à partir de l'équateur vers les pôles. Cet angle est positif pour l'hémisphère nord et négatif pour l'hémisphère sud.

La **Longitude (Lo)** d'un lieu est l'angle formé entre le méridien de référence (méridien de Greenwich) et le méridien du point local. A partir de ce méridien d'origine, elle varie entre 0° et 180° . Cet angle est positif vers l'ouest et négatif vers l'Est.

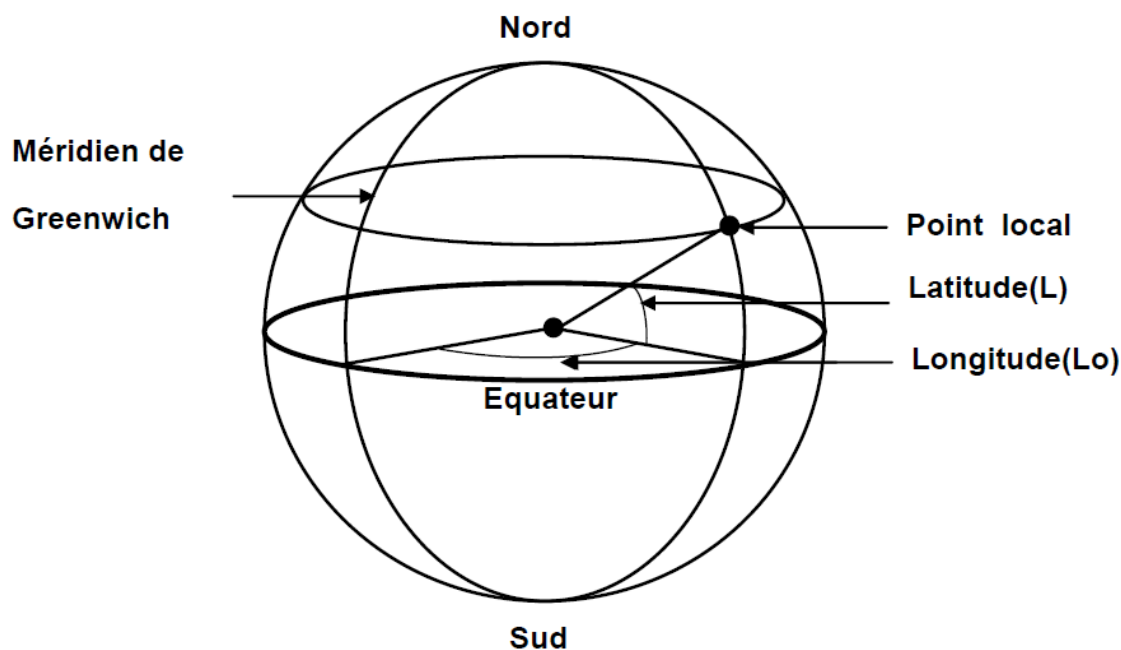


Figure 20: Latitude et longitude d'un point local

5.2. LA POSITION DU SOLEIL

La position du soleil dans le ciel peut se repérer soit par les coordonnées horaires, soit par les coordonnées azimutales.

5.2.1. Les coordonnées horaires

La **déclinaison** (δ) est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{284 + n}{365}\right) \quad (4.1)$$

δ : s'exprime en degré[°]

n : numéro d'ordre du jour dans l'année

Cet angle varie de - 23°27' au solstice d'hiver (21 juin) et +23°27' au solstice d'été (21 décembre).

L'**angle horaire** (ω) du soleil est l'angle le long de l'équateur céleste entre le plan du méridien du lieu (plan passant par la direction Sud) et celui contenant la direction du pôle céleste et celle du soleil. Cet angle est compté en heure dans le sens rétrograde vers l'Ouest.

$$\omega = \frac{(TSV - 12)}{15} \quad (4.2)$$

ω : en degré [°].

TSV : temps solaire vrai [h].

$$TSV = TSM - NF + \frac{Lo}{15} + \frac{ET}{60} \quad (4.3)$$

Lo : Longitude du lieu

TSM : Temps Solaire Moyen ou l'heure indiquée par la montre sur le lieu

NF : le numéro du fuseau horaire du lieu (pour Madagascar, $NF= 3$)

ET : l'équation de temps en [heures]

$$ET = -9,87 \sin(2H) + 7,53 \cos H + 1,5 \sin H \quad (4.4)$$

H : l'angle du jour en [degré]

$$H = \frac{(j - 81)360}{365} \quad (4.5)$$

Le soleil semble tourner dans le plan de l'équateur de 360° en 24 heures soit 15° par heure. On choisit arbitrairement de prendre l'angle horaire nul quand le soleil est dans le plan du méridien local.

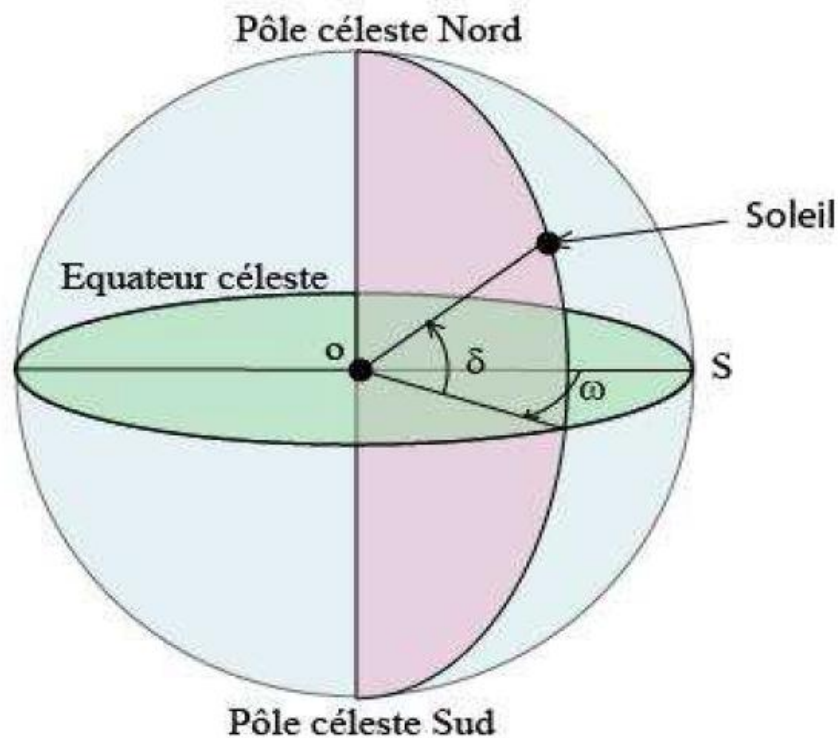


Figure 21: Angle horaire et déclinaison du soleil

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos(\omega_s) = -\tan(L)\tan(\delta) \quad (4.6)$$

où

δ est la déclinaison et

L la latitude du lieu du projet.

5.2.2. Les coordonnées azimutales

Les coordonnées azimutales du Soleil sont :

La **hauteur du Soleil** (h) : angle formé par le plan horizontal du lieu considéré et la direction « point local - Soleil ».

L'**azimut du Soleil** (a) : l'angle horizontal formé par le plan méridien (axe Nord-Sud) et le plan vertical de la direction « point local - Soleil ». Le signe de l'azimut est le même que celui de l'angle horaire.

La hauteur et l'azimut du Soleil ont pour expressions :

$$h = \text{Arcsin} [\sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(\omega)] \quad (4.7)$$

h: s'exprime en degrés

L : latitude du lieu

δ : déclinaison en degré

ω : angle horaire

$$a = \text{Arcsin} \left[\frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \right] \quad (4.8)$$

a: en.[°]

δ :Déclinaison du soleil

ω : angle horaire

h : hauteur du soleil

5.3.EVALUATION DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE JOURNALIERE TOTALE E_T

Le bon fonctionnement des systèmes solaires repose sur l'équilibre entre l'énergie produite par le générateur solaire et l'énergie consommée par l'utilisateur. Il faut toujours veiller à ce que :

- l'énergie à produire par jour par un générateur quelconque soit toujours supérieure ou égale aux besoins en énergie par jour de l'utilisateur. Il s'avère en effet nécessaire de définir assez précisément les besoins en énergie de l'utilisateur afin de pouvoir dimensionner correctement le générateur;

- l'énergie réellement consommée par l'utilisateur soit toujours inférieure ou égale à l'énergie réellement produite par le générateur. Ainsi l'utilisateur est tenu de respecter la consommation d'énergie évaluée lors de la définition des besoins.

La consommation énergétique journalière représente la somme des quantités d'électricité consommées par tous les appareils électriques en présence durant une journée (24 heures). Il s'agit de la quantité d'énergie que le système doit délivrer à l'application pour tous les appareils fonctionnant normalement quelles que soient les conditions existantes. La consommation énergétique peut être évaluée soit en [Wh/j] soit en [Ah/j].

Soit « i » le type d'équipements ($1 \leq i \leq n$),

« j » le type de courant utilisé (alternatif ou continu).

La consommation d'énergie est donnée comme suit :

$$E_j = \sum_{i=1}^n k_{ij} \cdot n_{ij} \cdot h_{ij} \cdot P_{ij} \quad (4.9)$$

Avec :

P_{ij} : puissance de l'équipement i,

n_{ij} : nombre de l'équipement i,

h_{ij} : heures de marche de l'équipement i,

k_{ij} : coefficient de simultanéité qui est en fonction du nombre des équipements identiques i

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 5: Coefficient de simultanéité en fonction du nombre d'équipements

nombre Equipements « i »	2	3	4-5	6-7	8-10	11-15	16-20	21-30	31-50	51-150	>150
k_i	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,55	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35

La consommation en CA rectifiée est donnée par la formule suivante :

$$E_{car} = \frac{E_{ca}}{\eta_{ond}} \quad (4.10)$$

Avec

E_{ca} : la consommation en CA non rectifiée,

η_{ond} : rendement de l'onduleur ($\eta_{ond} = 0,75$ à $0,95$)

La consommation totale journalière E_T est donnée par la somme des consommations selon la formule suivante :

$$E_T = E_{CC} + E_{car} \quad (4.11)$$

E_T exprimée en [Wh/j]

E_{cc} : consommation journalière en courant continu

E_{car} : consommation rectifiée en courant alternatif.

5.4. ENERGIE ENVISAGEE A L'ANNEE m

L'énergie consommée varie selon les années de production et le taux de croissance des usagers.

Ainsi, la consommation énergétique à $m^{ième}$ année est :

$$E_m = E (1 + \tau_i)^{m-1} \quad (4.12)$$

Avec :

τ_i : taux de croissance des usagers

E : Consommation énergétique à la première année

5.5. PUISSANCE ET TENSION DU SYSTEME

5.5.1. Puissance totale du système

La puissance totale P_T du système est par définition la somme de toutes les consommations électriques de toutes les applications.

$$P_T = \sum_{i=1}^n k_{ij} \cdot n_{ij} \cdot P_{ij} \quad (4.13)$$

Avec :

P_{ij} : puissance de l'équipement i

n_{ij} : nombre de l'équipement i,

k_{ij} : coefficient de simultanéité qui est en fonction du nombre des équipements identiques i

5.5.2. Puissance de pointe journalière

On entend par puissance de pointe journalière la puissance maximale durant les heures de pointe (environ 18h et 21h).

$$P_p = \max (P_i) \quad (4.14)$$

i : heure pendant laquelle l'appareil fonctionne

P_i : puissance consommée pendant l'heure « i »

5.5.3. Choix de la tension

La valeur de la tension du générateur photovoltaïque est déterminée en fonction de la puissance totale du système. Les tensions standards sont de 12, 24 et 48 Volts.

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Le tableau 6 donne les plages de puissance du système avec les tensions recommandées.

Tableau 6: Tension du système PV

PUISSANCE TOTALE DU SYSTEME P [W]	TENSION DU SYSTEME U [V]
0 – 200	12
200 – 1000	24
≥ 1000	48

CHAPITRE 6 : ESTIMATION DES IRRADIATIONS SOLAIRES JOURNALIERES [10]

6.1. MODELE PERRIN DE BRICHAMBAUT

Le calcul de l'énergie fournie par un panneau photovoltaïque est déterminé en fonction de l'irradiation solaire journalière reçue sur le site. Cette énergie peut être fournie par les services météorologiques et parfois par l'aviation, sinon on peut la déterminer par calcul.

Il existe plusieurs méthodes pour calculer la valeur du rayonnement solaire global reçu par un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque, à un temps donné.

Nous opterons pour l'exposition du modèle de **Perrin de Brichambaut**, basé sur le facteur de trouble de Linke dans cet ouvrage.

6.2.EVALUATION DES RAYONNEMENTS SOLAIRES

6.2.1. Rayonnement solaire direct

Le rayonnement solaire I' qui traverse l'atmosphère s'obtient par la formule suivante :

$$I' = E_s \cdot \exp(-m \cdot T_L \cdot E_r) \quad (5.1)$$

Avec

I' : rayonnement solaire direct exprimé en $[W/m^2]$;

m : masse d'air optique relative $[kg]$;

T_L : facteur de trouble de Linke ;

E_r : épaisseur optique de Rayleigh

$$E_r = \frac{1}{0,9m + 9,4} \quad (5.2)$$

E_s est le rayonnement solaire reçu par une surface perpendiculaire au rayon solaire placé à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre obtenu par la formule suivante :

$$E_s = E_0 \left[1 + 0,0335 \cos \left(\frac{360 (j - 2,7206)}{365,25} \right) \right] \quad (5.3)$$

E_0 : Constante solaire : $1367 W/m^2$

j : numéro d'ordre du jour dans l'année ou quantième

6.2.2. Masse d'air relative m

$$m = \frac{P_{atm}}{[101325 \sin h + 15198,75 (3,885 + h)^{-1,253}]} \quad (5.4)$$

Avec :

P_{atm} : pression atmosphérique

$$P_{atm} = 101325(1 - 2,26 \cdot 10^{-5}z)^{5,26} \quad (5.5)$$

z : l'altitude du lieu exprimé en [m]

h : hauteur apparente du soleil, exprimée en degré [°] donnée par l'équation (4.7)

L : La latitude du lieu

6.2.3. Facteur de trouble de Linke T_L

C'est le nombre d'atmosphère idéal superposé qui entraîne la même atténuation que l'atmosphère réel. Il est exprimé par la formule suivante :

$$T_L = 2,4 + 14,6b + 0,4(1 + 2b) \log P_V \quad (5.6)$$

Avec P_V : pression de vapeur [mm Hg]

$$P_V = H_r \cdot P_{VS} \quad (5.7)$$

Où P_{VS} : pression de vapeur saturante en [mm Hg]

$$P_{VS} = 2,165 \left(1,098 + \frac{T}{100} \right)^{8,02} \quad (5.8)$$

T : température de l'air

H_r : taux moyen d'humidité relative exprimée en [%]

b : coefficient de trouble atmosphérique

$b = 0,02$ pour un lieu en montagne,

$b = 0,05$ pour un lieu rural,

$b = 0,10$ pour un lieu urbain,

$b = 0,20$ pour un lieu industriel.

6.2.4. Rayonnement solaire direct sur un plan incliné

Un capteur placé au sol, avec une orientation et inclinaison quelconque, ne reçoit qu'une partie du rayonnement solaire direct I .

$$S = I \cdot C' \quad (5.15)$$

C' : coefficient d'incidence représentant l'angle formé par le rayonnement solaire I avec la perpendiculaire au capteur.

$$C' = \sin i \cdot \cos h \cdot \cos(o - a) + \cos i \cdot \sin h \quad (5.16)$$

i : angle d'inclinaison du capteur qui est l'angle entre la normale au plan et la verticale du lieu.

o : angle d'orientation du capteur qui est l'angle que fait la projection de la normale du plan incliné avec le méridien dans le plan horizontal. Il prend les valeurs suivantes :

- 0 pour une orientation vers le Sud
- 90 pour une orientation vers l'Est
- 180 pour une orientation vers le Nord
- - 90 pour une orientation vers l'Ouest

a : azimut du soleil défini par l'équation (4.8)

6.2.5. Rayonnement solaire diffus

C'est la quantité de rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.

$$D = 125 (\sin h)^{0,4} \left[1 + \frac{\cos i}{2} \right] + 211,86 (\sin h)^{1,22} \left(1 - \frac{\cos i}{2} \right) \quad (5.17)$$

D : s'exprime en $[W/m^2]$

6.2.6. Rayonnement solaire global

Le rayonnement solaire global reçu par un plan incliné au sol représente la somme des ensoleillements directs et diffus.

$$G = S + D \quad (5.18)$$

G : s'exprime en $[W/m^2]$

6.3. ENERGIE SOLAIRE GLOBALE JOURNALIERE

L'énergie solaire globale journalière est l'aire limitée par l'axe des heures et la courbe représentative du rayonnement solaire global en fonction de l'heure.

$$E = n \frac{2Gd}{\pi} \quad (5.19)$$

E s'exprime en $[Wh/m^2.j]$

n : coefficient de nébulosité

d : durée de l'ensoleillement en heure

La durée d'ensoleillement s'obtient par la différence entre le temps du lever du soleil TSV_{lever} et le temps du coucher $TSV_{coucher}$ et peut s'exprimer par la relation :

$$d = \frac{2}{15} \arccos[-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)] \quad (5.20)$$

CHAPITRE 7 : DIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTS COMPOSANTS

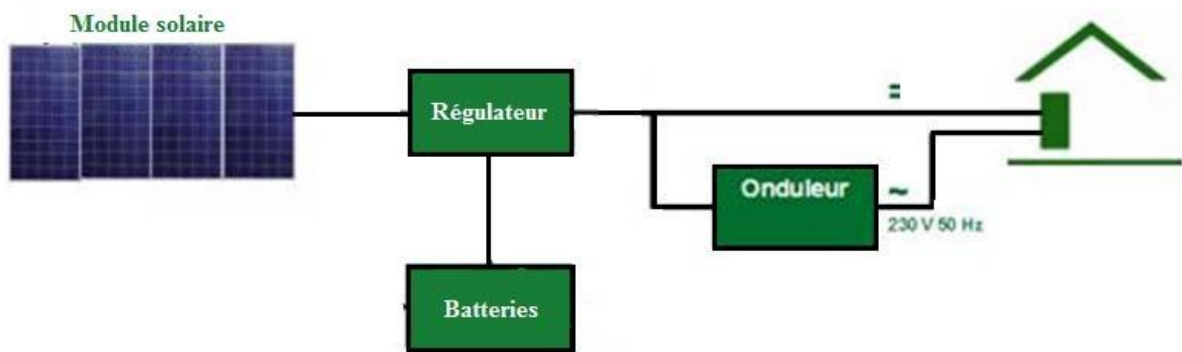


Figure 22 : Schéma fonctionnel d'un générateur photovoltaïque

7.1.DIMENSIONNEMENT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

7.1.1. Evaluation de la puissance crête P_C de l'ensemble des modules photovoltaïques

La puissance crête d'un module est par définition la puissance maximale qu'il délivre sous les conditions standards (rayonnement solaire de 1000 W/m^2 , température ambiante 25°C). Elle est évaluée en watt crête (Wc) et peut être déterminée comme suit :

$$P_C = \frac{E_T}{k_p \cdot E_i} \quad (6.1)$$

Avec

P_C : Puissance crête de l'installation en [Wc] ;

E_i : ensoleillement du lieu en [kWh/j]

E_T : consommation énergétique journalière en [Wh/j]

k_p : coefficient qui tient compte des facteurs suivants :

- L'incertitude météorologique ;
- le point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal et qui peut être aggravé par la baisse des caractéristiques des modules et la perte de rendement des modules dans le temps ;
- le rendement des cycles de charges et de décharge de la batterie (90%)
- le rendement du chargeur et de l'onduleur (de 90 à 95 %)
- les pertes dans les câbles et les connexions

Pour les systèmes avec batteries, on prend généralement $k_p = 0,50$ à $0,70$

7.1.2. Calcul du nombre de modules

Afin de disposer d'une tension et d'une puissance spécifique à la sortie du générateur photovoltaïque, il est souvent nécessaire d'utiliser un ou plusieurs modules qui sont montés en série et/ou en parallèle.

- **Nombre de modules en série**

La formule suivante nous donne le nombre de modules en série :

$$N_{ms} = \frac{U}{U_{module}} \quad (6.2)$$

Avec

N_{ms} : nombre de modules en série

U_{module} : tension nominale du module en [V] ;

U : tension du système en [V]

- **Nombre de branches en parallèle**

$$N_{mp} = \frac{P_c}{N_{ms} \cdot P_{mod}} \quad (6.3)$$

Avec

N_{mp} : Nombre de branches en parallèles du système

P_{mod} : Puissance unitaire du module [W_c]

- **Le nombre de modules**

A partir du nombre de branches en parallèle et du nombre en série, le nombre nécessaire de modules peut être obtenu par la formule suivante :

$$N_m = N_{mp} \cdot N_{ms} \quad (6.4)$$

7.1.3. Emplacement, orientation et inclinaison

Avant toute installation pratique, il est fortement nécessaire de définir l'emplacement des modules pour les protéger de diverses agressions et de bien choisir leur orientation et leur inclinaison afin qu'ils puissent recevoir le maximum de rayonnement solaire et délivrer à leur tour un maximum de puissance.

- **Emplacement**

L'emplacement des modules qui répond aux exigences suivantes doit être :

- hors de portée de tous, sauf des personnes chargées de leur entretien,
- exposé aux rayons solaires toute la journée et en toute saison,
- plus près possible de l'utilisation pour limiter les pertes dans les câbles,
- plus près possible de la surveillance,
- solidement fixé pour résister aux vents,
- à l'abri des jets de projectiles et des oiseaux.

- **Orientation et inclinaison**

L'orientation des modules doit être plein Sud pour les sites de l'hémisphère Nord et plein Nord pour les sites de l'hémisphère Sud. Il s'avère donc indispensable d'utiliser une boussole pour éviter toute approximation qui risquerait d'induire une perte de puissance à cause d'une mauvaise orientation.

Pour le cas de Madagascar, il est en effet important que les modules soient orientés plein Nord pour capter l'énergie quotidienne maximale, quelle que soit la saison.

L'inclinaison constitue aussi un paramètre important pour avoir un maximum d'énergie. Puisque la puissance produite à la sortie est proportionnelle au rayonnement solaire, il faut donc bien définir l'inclinaison pour que les surfaces des modules soient perpendiculaires aux rayons solaires.

Cette inclinaison est définie comme l'angle formé par les modules avec l'horizontale. Le tableau 7 suivant donne l'inclinaison recommandé selon la latitude du site :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 7: Inclinaison i suivant la latitude L du site

LATITUDE	INCLINAISON
$L < 10^\circ$	$i = 10^\circ$
$10^\circ < L < 20^\circ$	$i = L$
$20^\circ < L < 35^\circ$	$i = L + 10^\circ$
$L > 35^\circ$	$i = L + 15^\circ$

- **Maintenance des modules solaires**

Les panneaux solaires nécessitent peu d'entretien et de maintenance. La maintenance minimale consiste à vérifier le bon état et le serrage des fixations des modules.

Il est aussi important de nettoyer régulièrement la face des modules exposée au soleil et d'enlever les masques (végétation) susceptibles de former de l'ombre sur les modules et de vérifier les cellules pour changement de couleur et /ou corrosion.

7.2.DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES

7.2.1. Evaluation de la capacité réelle

La capacité de la batterie exprimée en [Ah] est donnée en fonction :

- de l'énergie consommée par les diverses utilisations,
- de la tension des batteries à utiliser,
- du nombre de jours d'autonomie souhaité,
- de la profondeur de décharge maximale acceptable par la batterie d'après le type de batterie comme indique la formule suivante :

$$C_T = \frac{N_j \cdot E_T}{k_D \cdot U_{batt}} \quad (6.5)$$

Avec

C_T : capacité du parc de batteries [Ah]

N_j : nombre de jours d'autonomie,

k_D : coefficient de décharge (0,5 à 0,8)

E_T : consommation totale par jour [Wh/j]

U_{batt} : tension d'une batterie [V]

7.2.2. Nombre de batteries nécessaires

Afin d'obtenir la tension et la capacité requise pour le système de stockage, il est nécessaire de regrouper des batteries en série et/ou en parallèle.

- **Nombre de batteries en série**

Le nombre de batteries à mettre en série est fonction de la tension par élément de batterie disponible et de la tension du générateur photovoltaïque comme indique la formule suivante :

$$N_{bs} = \frac{U}{U_{batt}} \quad (6.6)$$

Avec

N_{bs} : nombre de batteries mises en série,

U : tension du générateur photovoltaïque,

U_{batt} : tension unitaire de la batterie

- **Nombre de branches de batteries en parallèle**

Le nombre de branches de batteries en parallèle est en fonction de la capacité par élément de batteries disponibles et de la capacité calculée du système. Il se calcule par la formule suivante :

$$N_{bp} = \frac{C_T}{N_{bs} \cdot C_u} \quad (6.7)$$

Avec

N_{bp} : nombre de batteries en parallèle ;

C_u : capacité par élément des batteries en [Ah] ;

C_T : capacité calculée du système de stockage en [Ah].

- **Nombre de batteries nécessaires**

En connaissant le nombre de batteries à mettre en série et le nombre de branches adéquates, le nombre de batteries nécessaires à l'installation est :

$$N_b = N_{bs} \cdot N_{bp} \quad (6.8)$$

N_b : nombre total de batteries.

7.2.3. Implantation et montage des batteries

Les batteries doivent être placées dans un local qui assure les fonctions suivantes :

- Être correctement ventilé pour évacuer les émissions de gaz,
- Être indépendant et de taille suffisante pour permettre les inspections périodiques,
- Protéger les batteries des intempéries et des éléments extérieurs (pluie, soleil,...).

Dans le local, les accumulateurs devraient être posés sur un chantier bois spécifique traité spécialement ou en plastique (bien horizontal) pour l'acide et les termites et être disposés en escalier pour faciliter toute inspection.

7.2.4. Maintenance des batteries

La batterie est le composant qui requiert plus de maintenance car un état de décharge prononcé et chronique affecte de façon sensible sa durée de vie.

Il est indispensable de relever de la tension globale du parc batterie et la température du local batterie.

Il est nécessaire de vérifier le niveau de l'électrolyte dans les batteries et il convient de le compléter avec de l'eau déminéralisée pour les batteries à type plomb ouvert et de ne jamais laisser les plaques émerger.

Il s'avère aussi nécessaire d'effectuer un entretien classique pour maintenir un bon état de propreté des éléments, des couvercles, du local de la batterie, entre autres éliminer les cristaux de sulfate qui apparaissent sur les bornes et les couvercles.

7.3.DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR

Le choix du régulateur repose sur le dimensionnement de la régulation de charge (à l'entrée) et sur le dimensionnement de la régulation de décharge (à la sortie).

Le courant de sortie maximal du régulateur doit être supérieur à la valeur demandée par l'utilisation. Il peut être déterminé par la formule suivante :

$$I_u = \frac{P_T}{U_{min}} \quad (6.9)$$

Et le courant de sortie maximal, supérieur à la valeur maximale que les modules délivrent :

$$I_{pr} = \frac{P_C}{U_{min}} \quad (6.10)$$

D'où :

$$I_{reg} = \max(I_u, I_p) \quad (6.11)$$

Avec :

I_{reg} : intensité nominale du régulateur en [A] ;

I_{pr} : intensité entre panneau et régulateur en [A] ;

I_u : intensité entre régulateur et l'utilisation en [A] ;

U_{min} : tension minimale en [V] donnée en fonction de la tension du système

Tableau 8: Tension minimale donnée en fonction de la tension du système

TENSION DU SYSTEME U [V]	TENSION MINIMALE U_{min} [V]
12	11,4
24	22,8
48	45,6

7.4. DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR

La puissance apparente S_0 d'un onduleur est déterminée par :

$$S_0 = \frac{P_0}{\cos \varphi_0} \quad (6.12)$$

Avec

$$P_0 = \frac{P_T}{\eta_{ond}} \quad : \text{puissance active de l'onduleur [kW]}$$

P_T : puissance du système en [kW],

$\cos \varphi_0$: facteur de puissance de l'onduleur (dans cet ouvrage nous prendrons $\cos \varphi_0 = 0,98$)

η_{ond} : rendement de l'onduleur

7.5. DIMENSIONNEMENT DES CABLES

Il est très important de bien choisir les types de câbles à utiliser pour l'interconnexion des composants afin de bien maintenir la fiabilité et le bon rendement du système.

Tout conducteur mis en place dans une connexion électrique engendre des pertes, et une chute de tension, dues à la résistance du conducteur durant le passage du courant. Pour les fils conducteurs utilisés dans le système PV, cette chute de tension n'excède pas de 3%.

Ces pertes pour chaque circuit de récepteur sont:

- proportionnelles au carré de l'intensité ;
- proportionnelles à la longueur des câbles électriques ;
- inversement proportionnelles à la section des câbles.

Les pertes se produisent dans un conducteur reliant deux composants selon la formule :

$$P_{pertes} = R \cdot I_n^2 \quad (6.13)$$

I_n : courant nominal dans le circuit [A]

R : Résistance du conducteur [Ω] qui peut se calculer par l'une des formules suivantes :

$$\text{a) } R = \frac{\rho \cdot l}{S'} \quad (6.14)$$

$$\text{b) } R = (2l)R_L \quad (6.15)$$

ρ : résistivité linéaire du matériau conducteur [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$],

$$\rho = \rho_0 \cdot (1 + \alpha T_e) \quad (6.16)$$

ρ_0 [$\Omega \cdot \text{m}$] : la résistivité du matériau à 0°C

α [$1/^\circ\text{C}$] : le coefficient de température

T_e : Température effective des parties conductrices qui est égale à la température ambiante pour une section minimale.

- $\rho = 16 \cdot 10^{-9}$ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$] pour le cuivre,
- $\rho = 25 \cdot 10^{-9}$ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$] pour l'aluminium

l : Longueur du conducteur [m],

S' : section du conducteur [en mm^2] ,

R_L : résistance linéique du conducteur [Ω/m].

D'où, la puissance dissipée par effet de joule P [W] dans un conducteur élémentaire de longueur l [m] et de section S [m^2] lors du passage du courant nominal I [A] est :

$$P = R \cdot I_n^2 = \rho \cdot \frac{l}{S'} \cdot I_n^2 = \rho_0 \cdot (1 + \alpha T_e) \cdot \frac{l}{S'} \cdot I_n^2 \quad (6.17)$$

Nous voyons à la page suivante un organigramme qui résume les différentes étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque.

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Conclusion partielle 2

Pour conclure cette deuxième partie, nous avons ci-dessous un organigramme qui résume la méthodologie qui sera utilisée dans ce travail.

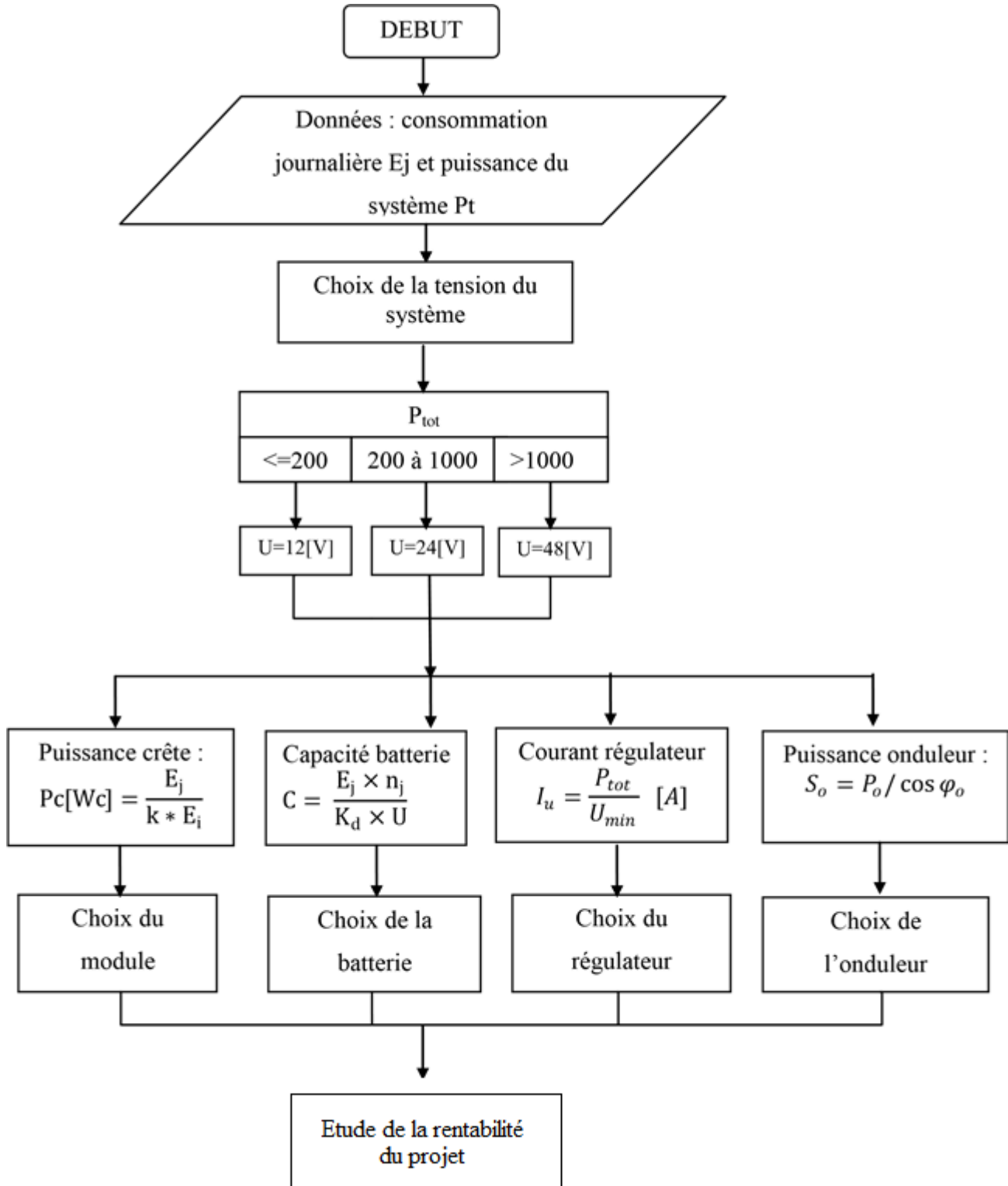


Figure 23 : Organigramme de la méthodologie employée

PARTIE III : APPLICATION ET RESULTATS

CHAPITRE 8 : DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES COMPOSANTS

8.1. CONSOMMATION ENERGETIQUE JOURNALIERE DES VILLAGEOIS

Nous avons évalué la consommation énergétique journalière d'un foyer de quatre personnes (qui utilise déjà l'énergie solaire) que nous multiplierons ensuite par 500 pour obtenir la consommation nécessaire aux 2000 villageois. Ensuite Nous avons procédé de la même manière pour évaluer la puissance du système nécessaire.

Nous avons dressé dans le tableau suivant la liste des appareils utilisés par le foyer, leur puissance ainsi que leur temps d'utilisation journalier.

Tableau 9 : Evaluation de la consommation énergétique journalière d'un ménage de quatre personnes (source: auteur)

Appareil ou charge	Nombre	Courant de fonctionnement		Puissance (W)	Temps d'utilisation quotidien (h)
		ca	cc		
Radio	1	✓		25	6
lampes à néon	2	✓		20	1,5
Téléphone	1	✓		36	1
haut-parleurs	2	✓		10	6
Télévision	1	✓		75	1,5

ca : courant alternatif

cc : courant continu

Comme nous pouvons le constater, toutes les charges sont en courant alternatif ce qui nécessite l'utilisation d'onduleurs dans l'installation.

Après l'application de la formule (4.9) nous obtenons comme consommation électrique quotidienne en courant alternatif pour les 2000 habitants :

$$E_{ij}= 83\,737,5\text{ Wh}$$

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Comme nous n'avons que des charges en courant alternatif, nous pouvons en conclure que :

$$E_{ca} = E_{ij} = 83\,737,5 \text{ Wh}$$

Et la consommation en courant alternatif rectifiée E_{car} vaut, d'après l'équation 4.10, pour un rendement d'onduleur de 0,95 :

$$E_{car} = 88\,144,7 \text{ Wh}$$

Comme il n'y a pas de charge en courant continu, nous pouvons déduire d'après l'équation 4.12 que la consommation totale E_T est

$$E_T = E_{car}$$

D'où :

$$E_T = 88\,144,7 \text{ Wh}$$

La consommation électrique des 2000 habitants est donc évaluée à 88 144,7 Wh par jour.

8.2. ENSOLEILLEMENT DU SITE

Voici la carte d'irradiation de Madagascar :

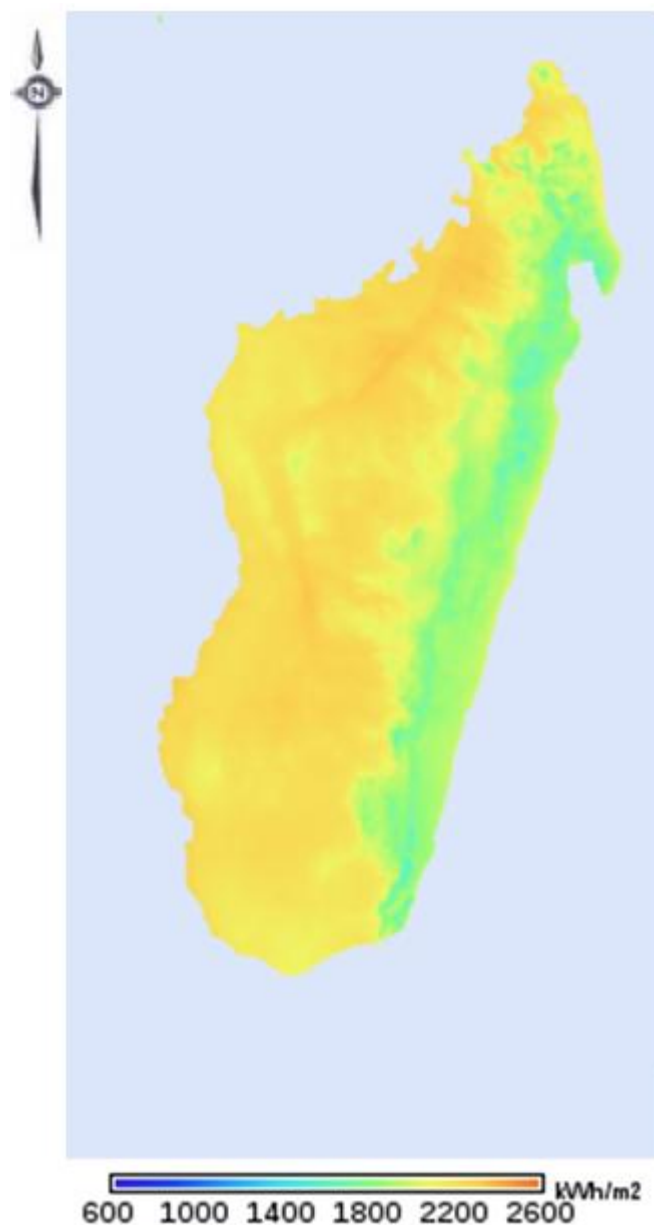


Figure 24 : Carte d'irradiation de Madagascar

La région qui nous intéresse se trouve à Antananarivo, c'est à dire au centre de la carte et comme on peut le voir, cette partie est une des plus ensoleillées de la Grande Île.

Dans le tableau 10, nous donnons l'ensoleillement du lieu d'implantation de la centrale photovoltaïque :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 10 : Rayonnement solaire quotidien du site [16]

Mois de l'année	Rayonnement solaire quotidien (kWh/m ² /j)
Janvier	5,9
Février	5,72
Mars	5,67
Avril	5,35
Mai	4,73
Juin	4,43
Juillet	4,66
Août	5,38
Septembre	6,3
Octobre	6,6
Novembre	6,49
Décembre	6,14
Annuel	5,61

Et la figure suivante représente graphiquement les données exposées dans le tableau ci-dessus.

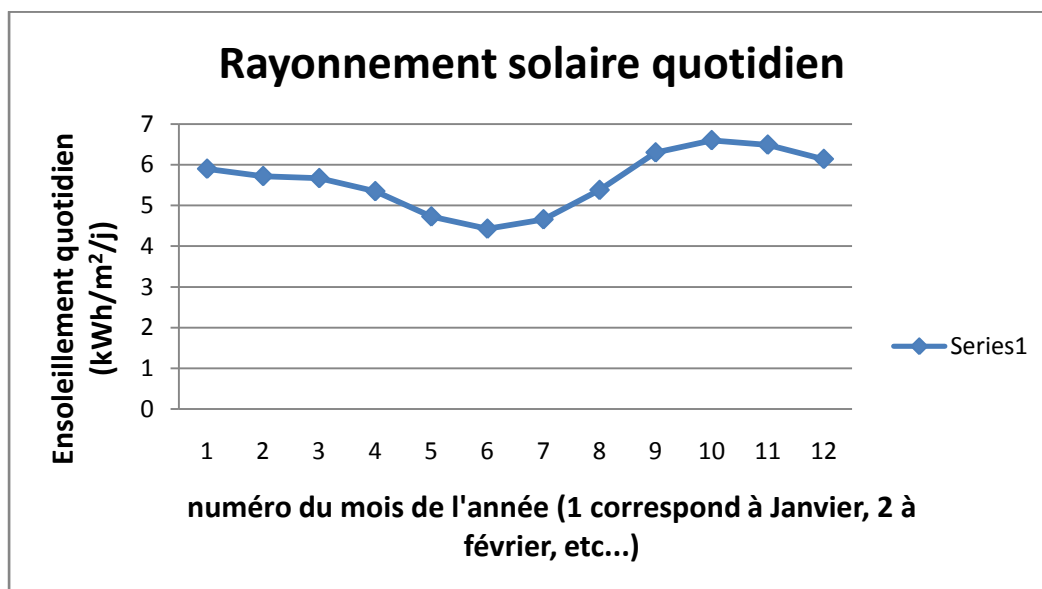


Figure 25 : Graphique représentatif de l'ensoleillement solaire quotidien en fonction du mois

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

D'après le tableau et le graphique précédents, nous pouvons constater que l'ensoleillement quotidien maximal est celui du mois d'octobre qui vaut $6,6 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ et l'ensoleillement quotidien minimal est celui du mois de juin qui vaut $4,43 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$. C'est cette dernière valeur que nous utiliserons pour calculer la puissance crête nécessaire au système.

Le tableau suivant nous donne les autres données de la NASA, obtenu à l'aide de Retscreen International :

Tableau 11 : Température, humidité relative, pression atmosphérique du lieu [16]

Mois	Température de l'air (°C)	Humidité relative (%)	Pression atmosphérique (kPa)
Janvier	21.9	75.00%	89.7
Février	21.5	77.60%	89.6
Mars	20.9	76.90%	89.8
Avril	19.7	75.60%	89.9
Mai	18.1	75.70%	90.1
Juin	15.9	76.50%	90.3
Juillet	15.5	75.20%	90.4
Août	16.3	70.50%	90.4
Septembre	18.5	63.20%	90.2
Octobre	20.4	60.70%	90.1
Novembre	21.9	60.50%	90
Decembre	22.2	68.30%	89.8
Annuel	19.4	71.30%	90

Nous avons donc fini la présentation générale du site choisi en donnant un état des lieux, les coordonnées ainsi que les données nécessaires au dimensionnement des composants du système tels que la latitude et la longitude du lieu, les besoins énergétiques journaliers et l'ensoleillement.

Dans le chapitre suivant, nous passerons au dimensionnement des composants de l'installation et nous choisirons quels sont ceux qui conviennent le mieux au système.

8.3. ORIENTATION ET INCLINAISON DES PANNEAUX

Comme il l'a été dit précédemment, le lieu d'installation de la centrale choisi se trouve à une latitude de $18^{\circ}49'48.0''S$ soit $-18,83003$ et une longitude de $47^{\circ}24'56.9''E$ soit $47,415802$. On en déduit donc, d'après le tableau 7 que l'inclinaison optimale des panneaux est d'environ 19° cette valeur étant choisie car $10^{\circ} < L < 20^{\circ}$. Et comme nous nous trouvons dans l'hémisphère Sud, les panneaux seront dirigés vers le Nord, c'est-à-dire que l'azimut est de 180° .

Tableau 12 : Coordonnées du site, inclinaison et orientation des panneaux

Latitude	Longitude	Inclinaison	orientation
-18,83003	47,418502	19°	Nord : 180°

8.4. PUISSANCE DU SYSTEME ET CHOIX DE LA TENSION DU SYSTEME

Après avoir utilisé l'équation 4.13 dans le cas de ce site, nous obtenons une puissance totale du système P_T de :

$$P_T = 34\,300\text{ W}$$

Nous déduisons de cette puissance et du tableau 6 que la tension U du système est de 48V car $P_T > 1000W$.

$$U = 48\text{ V}$$

8.5.DIMENSIONNEMENTS DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

8.5.1. Puissance crête de l'ensemble des modules

Nous avons déduit du tableau 10 que l'ensoleillement minimal était de 4,43 kWh/m²/j. La consommation énergétique journalière étant de 88 144,7 Wh/j et avec un coefficient k_p de 0,6, nous obtenons, d'après l'équation 6.1 la puissance crête P_c de l'ensemble des modules:

$$P_c = 33\,162,04 \text{ W}_c$$

8.5.2. Choix du panneau

Les panneaux photovoltaïques que nous avons choisis sont les panneaux HSE-SL-230W Monocristallin. Nous donnons ci-dessous ses principales caractéristiques :

Tableau 13 : Caractéristiques du module photovoltaïque utilisé [18]

Type	HSE-SL-230W Monocristallin
Puissance crête [W_c]	230
Puissance au point de puissance maximale (P_{max}) [W]	230
Tension nominale [V]	24
Tension à puissance maximale (V_{mpp}) [V]	29,9
Tension à vide (V_{oc}) [V]	37,2
Intensité en puissance maximale (I_{mpp}) [A]	7,7
Intensité de court-circuit (I_{sc}) [A]	8,24
Rendement [%]	13,92
Dimensions [mm]	1652×1000
Poids [kg]	25 kg
Durée de vie	25 ans

8.5.3. Calcul du nombre de modules

- **Nombre de modules en série**

D'après l'équation 6.2, avec une tension du système $U=48V$ et une tension nominale du module $U_{\text{module}}=24V$ on obtient un nombre de modules en série N_{ms} de :

$$N_{ms} = 2$$

- **Nombre de modules en parallèle**

De même, on obtient le nombre de modules en parallèles N_{mp} à l'aide de l'équation 6.3 avec une puissance crête de l'installation P_c de 33 162,04 W_c et une puissance crête du module P_{module} de 230W :

$$N_{mp} = 73$$

- **Nombre total de modules**

On conclut de ces deux dernières valeurs et de l'équation 6.4 que le nombre total de modules N_m nécessaires est :

$$N_m = 146$$

Après le dimensionnement des panneaux nous avons trouvé une puissance crête nécessaire de 33 162,04 W_c . Après avoir choisi le module HSE-SL-230W Monocristallin, nous avons calculé le nombre de modules nécessaires c'est-à-dire 16 modules.

8.6.DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES

8.6.1. Capacité du parc de batteries

Dans ce travail, nous avons choisi un nombre de jours d'autonomie N_j du parc de batteries de 2 jours qui est le nombre de jours d'autonomie utilisé dans la plupart des

installations photovoltaïques à Madagascar et est souvent suffisant. Nous avons aussi pris un facteur de décharge $k_D = 0,8$; la consommation totale par jour E_T a été calculée précédemment. La tension d'une batterie U_{batt} est de 2 Volts (tension de batterie nécessaire pour les installations photovoltaïques de grande puissance). On obtient alors la capacité totale C_T des batteries en appliquant l'équation 6.5 :

$$C_T = 110\,180,875 \text{ Ah}$$

8.6.2. Choix des batteries

Nous avons choisi comme type de batteries la **Batterie Hoppecke OPZS - SOLAR POWER-2V4700 Ah**, avec une tension de 2V qui convient à l'installation et une grande capacité ainsi qu'une durée de vie de 20 ans.



Figure 26 : Batterie Hoppecke [19]

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Nous voyons également dans le tableau 14 les caractéristiques de la batterie utilisée :

Tableau 14 : Caractéristiques de la Batterie Hoppecke OPZS [19]

Type	Batterie au plomb
Marque	Hoppecke OPZS - SOLAR POWER
Capacité [Ah]	4700
Tension nominale [V]	2
Dimensions [mm]	215×580×815
Poids [kg]	229,6 kg
Coefficient de décharge k_D [%]	80
Durée de vie [années]	20

Calculons maintenant le nombre de batteries nécessaires :

8.6.3. Nombre de batteries en série

La tension U de l'installation photovoltaïque est de 48V. Et la tension d'une batterie U_{batt} est de 2V. On obtient le nombre de batteries en série N_{bs} en appliquant l'équation 6.6 et on obtient :

$$N_{bs}=24$$

8.6.4. Nombre de batteries en parallèle

De même, on obtient le nombre de modules en parallèles en utilisant l'équation 6.7. La capacité totale C_T du système de stockage ayant été calculée précédemment et la capacité C_u d'une batterie étant de 4700 Ah comme l'indique le tableau 19, on trouve un nombre de batteries en parallèles N_{bp} de :

$$N_{bp}= 1$$

8.6.5. Nombre total de batteries nécessaires

Enfin, en appliquant l'équation 6.8, on obtient le nombre total de batteries N_b

$$N_b= 24$$

8.7.DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR

8.7.1. Courant du régulateur

Le courant de sortie maximal du régulateur doit être supérieur à la valeur maximale demandée par l'utilisation. En appliquant l'équation 6.9 avec $P_T = 34\,300\text{ W}$ et $U_{\min} = 45,6\text{V}$ pour $U = 48\text{V}$ (voir tableau 8), on a :

$$I_u = 752,2\text{ A}$$

Le courant de sortie maximal doit être également supérieur à la valeur maximale que les modules délivrent. En appliquant l'équation 6.10 on a alors, avec $P_c = 33\,162,04\text{ W}_c$:

$$I_{pr} = 727,2\text{ A}$$

On déduit de ces deux valeurs et de l'équation 6.11 que le courant du régulateur I_{reg} vaut :

$$I_{reg} = 752,2\text{ A}$$

8.7.2. Choix du régulateur

Le régulateur solaire que nous avons choisi est le régulateur **MPPT-80 A OUTBACK** que nous voyons sur la figure ci-dessous:



Figure 27 : Régulateur solaire MPPT utilisé [20]

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Le tableau suivant nous présente les caractéristiques du régulateur choisi :

Tableau 15 : Caractéristiques du régulateur solaire MPPT-80 A outback [20]

Type	MPPT-80 A outback
Voltage nominal [V]	12, 24, 48
Intensité de charge max [A]	80
Régulation des valeurs de charges	Cinq étapes : Bulck (charge rapide), Absorption (absorption), Float (entretien), Silent (Veille) et Equalization (égalisation)
Dimensions [mm]	41,3×14×10
Poids [kg]	5,56
Rendement [%]	97,5

Le régulateur solaire mppt Outback 80A MPPT permet le tirage de la puissance maximale des modules, ce qui leur permet de toujours travailler au point de puissance maximale (MPPT). Outre l'utilisation avec des modules classiques, ces dispositifs peuvent être utilisés sur des modules standards destinés aux systèmes isolés.

Le régulateur solaire mppt Outback 80A Outback offre une variété de fonctions qui peuvent être très utiles pour des installations solaires. Plus précisément, ce régulateur solaire mppt 80A Outback peut être installé sur les systèmes 12V 24V 48V, permettant ainsi d'être plus sûr, car dans le cas d'un changement futur dans la tension du système solaire, on pourra toujours continuer à utiliser le régulateur solaire mppt Outback 80A.

Nous utiliserons donc plusieurs régulateurs de 80A pour atteindre l'intensité nécessaire du régulateur $I_{reg}=752,2A$. Après calcul, le nombre de régulateurs N_{reg} nécessaire est alors :

$$N_{reg} = 10$$

8.8.DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR

8.8.1. Puissance de l'onduleur

Nous allons déterminer la puissance apparente S_0 de l'onduleur. On sait d'après l'équation 6.12 que :

$$S_0 = \frac{P_0}{\cos \varphi_0}$$

Avec :

$$P_0 = \frac{P_T}{\eta_r}$$

P_T étant la puissance totale du système, η_r le rendement de l'onduleur, P_0 la puissance active de l'onduleur et $\cos \varphi_0$ le facteur de puissance de l'onduleur.

On en déduit donc que :

$$S_0 = \frac{P_T}{\eta_r \cdot \cos \varphi_0}$$

Avec $\cos \varphi_0=0,98$; $P_T= 34\,300\text{W}$ et $\eta_r=0,95$. On obtient alors :

$$S_0 = 36\,842,11 \text{ VA}$$

8.8.2. Choix de l'onduleur

L'onduleur choisi est le Xantrex XW6048E. Convertisseur puissant et polyvalent fonctionnant sur batterie et autorisant l'injection sur le réseau. Les unités sont additionnables en parallèle pour atteindre de très fortes puissances. L'onduleur Xantrex XW6048E fonctionne sur des batteries de 48V avec deux puissances disponibles, 4500VA et 6000VA. Nous choisirons ici la puissance de 6 000 VA.

Nous voyons à la page suivante une image de cet onduleur.

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO



Figure 28 : Onduleur Xantrex [21]

Voici les différentes caractéristiques de cet onduleur :

Tableau 16 : Caractéristiques de l'onduleur Xantrex [21]

Marque et type	Xantrex XW6048E
Type du signal	Pur Sinus
Tension d'entrée CC [V]	50.4
Tension de sortie CA [V]	120 ou 240
Fréquence nominale [Hz]	60 ± 0,1
Puissance [VA]	6 000
Courant de charge [A]	100 (CC)
Distorsion harmonique totale	< 5%
Cos φ_0	0,98
Rendement	95%
Exigences d'entrée CC	
Régime tension d'entrée	44 à 64 V _{CC}
Courant d'entrée	130 A

On doit donc satisfaire une puissance de 36 842,11 VA avec des onduleurs de puissance 6 000 VA par unité ce qui fait qu'on aura besoin d'un nombre d'onduleurs $N_{\text{onduleurs}}$ de :

$$N_{\text{onduleurs}} = 7$$

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

8.9.RECAPITULATIONS DES RESULTATS

Tableau 17 : Tableau récapitulatif des résultats [18] [19] [20] [21]

CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE	
Type de module utilisé	HSE-SL-230W Monocristallin
Puissance crête d'un module [W_c]	230
Puissance demandée par l'utilisation [W]	34 300
Tension de l'installation photovoltaïque [V]	48
Nombre de modules	146
BATTERIES	
Type	Batterie au plomb (ouverte)
Marque	Hoppecke OPZS - SOLAR POWER
Capacité [Ah]	4 700
Tension nominale [V]	2
Coefficient de décharge [%]	80
Nombre de batteries	24
REGULATEURS	
Type	MPPT-80 A outback
Voltage nominal [V]	12, 24, 48
Intensité de charge maximale [A]	80
Rendement [%]	97,5
Nombre de régulateurs	10
ONDULEURS	
Type	XANTREX XW6048E
Régime tension d'entrée CC [V]	44 à 64
Tension de sortie CA [V]	120 ou 240
Puissance [VA]	6 000
$\cos \varphi_0$	0,98
Rendement [%]	95
Fréquence [Hz]	$60 \pm 0,1$
Nombre d'onduleurs	7

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

8.10. COÛTS DES PRINCIPAUX COMPOSANTS DE L'INSTALLATION

Le tableau suivant donne les coûts des principaux composants de l'installation photovoltaïque que nous avons dimensionnés précédemment. Nous avons donné les valeurs des coûts en dollars et en Ariary. Vu que le cours du dollar change en permanence, nous avons décidé de prendre dans cet ouvrage 1\$ = 2000 Ar.

Tableau 18: Coûts des principaux composants de l'installation photovoltaïque [18] [19] [20] [21]

DESCRIPTION	Prix	Nombre	Montant en \$	Montant en Ar
MODULES				
HSE-SL-230W Monocristallin	420,26 \$	146	61 357 ,96\$	122 715 920
BATTERIES				
Hoppecke OPZS - SOLAR POWER	1 515,1 \$	24	36 362,4 \$	72 724 800
REGULATEURS				
MPPT-80 A outback	8 35,6594 \$	10	8 356,594 \$	16 713 188
ONDULEURS				
XANTREX XW6048E	4 689,68\$	7	32 827,76 \$	65 655 520

8.11. PREVISION DE L'ENERGIE PRODUITE PAR L'INSTALLATION

A l'aide du logiciel PVgis, nous avons fait une estimation de l'énergie moyenne journalière produite par l'installation. Les données d'entrée que nous donnons dans le tableau 19 ont été déterminées précédemment :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 19 : Données nécessaires au logiciel PVGIS afin de calculer la production d'énergie moyenne par jour

Paramètres d'entrées	Valeurs
Site	18°49'48" Sud, 47°24'56" Est
Puissance nominale du système PV	33 162 W _c
Inclinaison des modules	19°
Batterie	48 V ; 110 180,875 Ah
Limite de décharge complète	80 %
Consommation pendant la journée	88144 Wh

Une fois ces valeurs entrées, le logiciel donne les résultats qui ont été reportés dans le tableau 20 :

Tableau 20 : Production d'énergie moyenne par jour du site

Mois	E _d (Wh /j)
Janvier	87 725
Février	88 048
Mars	88 279
Avril	88 068
Mai	88 148
Juin	88 116
Juillet	88 191
Août	88 204
Septembre	88 164
Octobre	88 085
Novembre	88 199
Décembre	88 153

E_d : production d'énergie moyenne par jour

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

D'après les résultats obtenus dans le tableau 20, pendant 7 mois (Mars, Mai, Juillet, Août, Septembre, Novembre, Décembre) la production d'énergie moyenne journalière est supérieure à la consommation électrique journalière. Pendant ces mois la consommation des habitants est pleinement satisfaite.

Pendant les 5 autres mois (Janvier, Février, Avril, Juin, Octobre), la production d'énergie moyenne est inférieure à la consommation de quelques Watt-heure seulement, la production tournant toujours aux alentours de 88 000 Watt-heure. Ce manque est facilement corrigé si chacun des ménages utilise la radio et les haut-parleurs pendant environ 10 minutes de moins par jour pendant ces mois, ce qui ne gênera quasiment pas le quotidien des villageois une fois que les cinq villages seront électrifiés.

Dans ce chapitre, nous avons donc pu terminer le dimensionnement de l'installation en déterminant :

- L'inclinaison des panneaux ainsi que leur orientation
- La puissance et la tension du système
- La puissance crête de l'installation photovoltaïque ainsi que le type de modules
- La capacité de la batterie et le type de batteries
- Le courant du régulateur et le type de régulateurs
- La puissance de l'onduleur et le type d'onduleur

Dans le chapitre suivant, nous passerons à l'étude de la rentabilité financière du projet à l'aide du logiciel RETSCREEN

CHAPITRE 9 : ANALYSE DE LA RENTABILITE DU PROJET A L'AIDE DU LOGICIEL RETSCREEN INTERNATIONAL

9.1. APRECU DU LOGICIEL RETScreen[11]

Le logiciel RETScreen est basé sur la comparaison entre un « cas de référence », généralement la technologie ou la solution conventionnelle, et un « cas proposé », c.-à-d. la technologie d'énergies propres. Ceci a des conséquences très importantes sur la manière dont l'utilisateur spécifie les coûts : ultimement, RETScreen fait peu de cas des coûts absolus, mais s'intéresse plutôt aux coûts incrémentaux, c'est-à-dire les coûts supplémentaires du cas proposé par rapport à ceux du cas de référence. L'utilisateur peut entrer directement les coûts incrémentaux ou bien entrer le coût total associé au cas proposé ainsi que tous les crédits qui découlent des coûts rendus inutiles par le remplacement de la technologie de base par la technologie proposée.

Dans le modèle RETScreen, les avantages énergétiques sont les mêmes pour le cas de référence et le cas proposé. Si par exemple un parc éolien connecté à un réseau central génère 50 000 MWh par année, il sera comparé à 50 000 MWh d'électricité disponible sur le réseau et produit à partir de sources conventionnelles. D'un autre côté, les coûts ne seront pas les mêmes pour le cas de référence et le cas proposé : normalement, le projet proposé aura des coûts d'investissement plus élevés et des coûts annuels plus bas (p. ex. : grâce aux économies de combustible). Par conséquent, la tâche d'analyse de RETScreen est de déterminer si le solde des coûts et des économies sur toute la durée de vie du projet en fait une proposition financièrement intéressante. Cette capacité de détermination de la viabilité d'un projet se reflète dans les divers indicateurs financiers et flux monétaires calculés par le logiciel RETScreen.

L'analyse RETScreen des réductions d'émissions de gaz à effet de serre s'inspire de cette approche en calculant la réduction d'émissions de gaz à effet de serre associée au changement de technologie, du cas de référence au cas proposé.

Pour faire une étude financière du projet d'électrification des cinq villages à l'aide de RETScreen, nous allons faire une analyse grâce à la méthode 2 du logiciel qui utilisera les données

que nous avons déterminées dans les parties précédentes ainsi que les différents coûts et revenus du projet et les paramètres financiers.

Comme le logiciel est basé sur la comparaison de deux cas, le cas de référence (utilisant une technologie conventionnelle), et le cas proposé (utilisant une technologie d'énergie propre), nous avons choisi comme cas de référence un groupe électrogène et comme cas proposé le projet d'installation photovoltaïque ; ce dernier ayant été dimensionné dans les parties précédentes.

9.2. ANALYSE DE LA RENTABILITE FINANCIERE DE L'INSTALLATION

9.2.1. Méthodologie

Dans la feuille de calcul « **modèle énergétique** » nous devons donner les caractéristiques de la charge, afin de pouvoir connaître le prix annuel de l'électricité du cas de référence. Ensuite nous passerons au cas proposé en utilisant les valeurs déterminées lors du dimensionnement.

Dans la feuille de calcul « **analyse des coûts** » nous avons entré les différents coûts relatifs aux projets. Ces coûts incluent les coûts d'investissements, les charges annuelles d'exploitation et d'entretien (frais annuels), les revenus annuels en énergie, les économies annuelles en combustibles par rapport au cas de référence ainsi que les coûts périodiques.

La feuille de calcul « **analyse des émissions de gaz à effet de serre** » quant à elle calcule la quantité de CO₂ évitée en utilisant l'installation photovoltaïque plutôt que la technologie de référence.

Dans la feuille de calcul « **analyse financière** », RETScreen détermine, à l'aide des différents coûts et revenus des feuilles précédentes et des paramètres financiers, les indices de viabilité financière du projet tel que le Taux de Rendement Interne, la Valeur Actualisée Nette, le temps de retour simple, le ratio coûts avantages, les économies annuelles sur la durée de vie et le coût de réduction des GES. Ces indicateurs de viabilité financière nous permettront alors de savoir si le projet est rentable ou non.

9.2.2. Feuille modèle énergétique

Caractéristiques de la charge

Nous avons, dans le tableau suivant, les demandes électriques journalières et annuelles dans le cas de référence et dans le cas proposé :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 21 : Caractéristiques de la charge (source: auteur)

	Cas de référence	Cas proposé
Electricité quotidienne –CC (kWh)	0	0
Electricité quotidienne-CA(kWh)	88,1447	88,1447
Electricité annuelle-CC (MWh)	0	0
Electricité annuelle-CA (MWh)	32,173	32,173

9.2.3. Système de production de l'électricité du cas de référence

Le tableau suivant nous donne les différentes caractéristiques du cas de référence (groupe électrogène), le prix de l'électricité du cas de référence (exprimé \$ /kWh et en Ar/kWh) ainsi que le coût total annuel de l'électricité dans le cas de référence (exprimé en \$ et en Ar). Vu que la valeur du dollar varie continuellement, nous avons décidé de prendre, dans cet ouvrage, 1 dollar = 2 000 Ar.

Tableau 22 : Caractéristiques du système de production d'électricité du cas de référence [11]

Technologie	Moteur à pistons
Type de combustible	Combustibles fossiles
Prix du combustible (\$/L)	0,910
Prix du combustible (Ar/L)	1820
Capacité (kW)	34,3
Consommation spécifique (kJ/kWh)	24 200
Coûts annuels d'exploitation et d'entretien (\$)	20 000
Coûts annuels d'exploitation et d'entretien (Ar)	40 000 000
Prix de l'électricité cas de référence (\$/kWh)	1,195
Prix de l'électricité cas de référence (Ar/kWh)	2 390
Coût total annuel de l'électricité (\$)	38 461
Coût total annuel de l'électricité (Ar)	76 922 000

Nous pouvons voir à l'aide de ce tableau que le coût total annuel de l'électricité du cas de référence calculé par Retscreen est de 38 461 \$ soit 76 922 000 Ar.

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

9.2.4. Système de production de l'électricité du cas proposé

Dans cette partie, nous avons entré les différentes caractéristiques du projet que nous avons déterminées dans la partie dimensionnement.

Ci-dessous nous retrouvons les caractéristiques des différents composants de l'installation nécessaire au logiciel.

Tableau 23: Caractéristiques de l'onduleur requises par le logiciel [21]

Capacité (kVA)	36 842,1
Rendement (%)	95
Pertes diverses (%)	0

Tableau 24 : Caractéristiques des accumulateurs requises par le logiciel [19]

Nombre de jours d'autonomie (j)	2
Tension (V)	48
Rendement (%)	85
Niveau maximal de décharge (%)	80
Rendement du régulateur de charge (%)	98
Capacité (Ah)	110 181

Tableau 25 : Positionnement du soleil (source : auteur)

Système de positionnement du soleil	Fixe
Inclinaison (degré)	19
Azimut (degré)	180

Tableau 26 : Caractéristiques des panneaux photovoltaïques requises par le logiciel [18]

Type	Silicium mono-cristallin
Capacité (kW_c)	33,162
Fabricant	heizmann-system-elektronik GmbH
Modèle	HSE-SL-230W
Rendement	13,9%
Système de production d'électricité de pointe	Non nécessaire

Ces différentes valeurs sont toutes requises par le logiciels afin d'évaluer la rentabilité financière de l'installation photovoltaïque.

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

9.2.5. Analyse des coûts

La feuille de calcul analyse des coûts est subdivisée en plusieurs parties : les coûts d'investissements, les frais annuels d'exploitation et d'entretien (charges d'exploitation), les économies annuelles, et les coûts périodiques.

Le tableau suivant nous donne les coûts d'investissement du projet tel qu'ils sont présentés dans la feuille de calcul analyse des coûts du logiciel RETScreen.

Tableau 27 : Coûts d'investissement du projet (source: auteur)

	Montant en \$	Montant en Ar
Etude de faisabilité	11 700	23 400 000
Développement	5 800	11 600 000
Ingénierie	7 800	15 600 000
Système de production d'électricité	184 091	368 182 000
Infrastructures connexes et divers	80 237	160 474 000
TOTAL DES INVESTISSEMENTS	289 628	579 256 000

Ces investissements peuvent être regroupés, en aménagement et construction, comme dans le tableau 28. On donne également les amortissements dans ce tableau. Le type d'amortissement utilisé tout au long de ce projet est l'amortissement linéaire.

Tableau 28 : Récapitulation des investissements et amortissements (source : auteur)

	Investissements (en \$)	Investissements (en Ar)	Durée de l'amortissement (ans)	Valeur des amortissements (en \$)	Valeur des amortissements (en Ar)
Aménagement	25 300	50 600 000	25	1 012	20 240 000
Construction	264 328	528 656 000	25	10 573,12	21 146 240
TOTAL	289 628	579 256 000	25	11 585,12	23 170 240

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Le tableau suivant présente les coûts d'exploitation et d'entretien, ou encore charges d'exploitation et d'entretien. L'amortissement se fait également sur 25 ans.

Tableau 29 : Coûts (charges) d'exploitation et d'entretien (source: auteur)

	Montant en \$	Montant en Ar
Location du terrain et des ressources	200	400 000
Pièces et main d'œuvre	600	1 200 000
Frais généraux et administratifs	80	160 000
Frais imprévus	132	264 000
TOTAL	1 012	2 024 000
AMORTISSEMENTS	40,48	80 960
Coûts périodiques : batteries à remplacer après 20 ans	1 515	3 030 000

Le tableau suivant donne les économies annuelles du projet ; dû à l'évitement d'utilisation de combustibles ; par rapport au cas de référence. Ces économies constituent une partie des recettes annuelles :

Tableau 30 : Economie annuelle en combustibles (source : RETScreen)

Coûts en en combustibles évités par rapport au cas de référence	Quantité (L)	Coût unitaire (\$)	Montants (\$)	Montants (Ar)
Valeur	20 287	1 896	38 461	76 922 000

9.2.6. Analyse des émissions de gaz à effet de serre

Dans cette feuille RETScreen calcule le taux d'émissions de gaz à effet de serre dans le cas de référence, puis dans le cas proposé et enfin il fait la différence entre le taux d'émission de chaque cas afin de connaître la réduction des gaz à effet de serre que permettra le système photovoltaïque. Les trois tableaux suivants donnent respectivement le sommaire des gaz à effet de serre dans le cas de référence, le sommaire des gaz à effet de serre dans le cas proposé et le sommaire des réductions des gaz à effets de serre (ou encore GES).

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 31 : Sommaire des gaz à effet de serre du cas de référence: groupes électrogènes (RETScreen)

Type de combustible	Proportion de combustible (%)	Consommation de combustible (MWh)	Facteur d'émissions de GES (tCO ₂ /MWh)	Emissions de GES (tCO ₂)
Diesel (mazout #2)	100 %	216	0,252	54,5
Total	100 %	216	0,252	54,5

Tableau 32 : Sommaire des gaz à effet de serre du cas proposé : projet photovoltaïque (RETScreen)

Type de combustible	Proportion de combustible (%)	Consommation (MWh)	Facteur d'émissions de GES (tCO ₂ /MWh)	Emissions de GES (tCO ₂)
Aucun	100 %	34	0	0
Total	100 %	34	0	0

Le système photovoltaïque n'émet aucun gaz à effet de serre, ce qui explique que le facteur d'émission de gaz à effet de serre ainsi que les émissions de gaz à effet de serre soient nuls.

Tableau 33 : Sommaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre (RETScreen).

	Emission de GES cas de référence (tCO ₂)	Emission de GES cas proposé (tCO ₂)	Réduction annuelle brute d'émissions de GES (tCO ₂)
Projet de production d'électricité	54,5	0	54,5

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

La réduction annuelle nette d'émissions de gaz à effet de serre est de 54,5 tonnes de CO₂ ce qui équivaut à 22 472 Litres d'essence non-consommés. Cette réduction d'émission de gaz à effet de serre montre bien que le projet aura un impact positif sur l'environnement.

9.2.7. Analyse financière

L'ensemble des économies et revenus annuels (recettes annuelles) du projet sont données dans le tableau 34 :

Tableau 34 : Economies et revenus annuels du projet (RETScreen)

	Montant en \$	Montant en Ar
Economies de coûts en combustible	38 461	76 922 000
Revenu pour réduction de gaz à effet de serre	209	418 000
Revenu pour production d'énergie propre	5 080	10 160 000
Total des économies et revenus annuels	43 750	87 500 000

Viabilité financière du projet :

Les paramètres financiers suivants sont requis par le logiciel pour déterminer les indicateurs de viabilité financière du projet :

- Taux d'indexation des combustibles : 2%
- Taux d'inflation : 7%
- Taux d'actualisation : 18%
- Durée de vie du projet : 25 ans
- Encouragements et subventions : 150 000 \$
- Taux d'imposition sur le revenu: 25%
- Méthode d'amortissement : linéaire
- Période d'amortissement: 25 ans

Indicateurs de viabilité financière d'un projet [11]

Nous présentons ici les différents indicateurs de viabilité financière utilisés par le logiciel RETScreen.

▪ **Retour simple (ou Durée de Récupération des Capitaux Investis DRCI)**

Le retour simple est le nombre d'années qu'il faut pour que le flux monétaire (excluant le paiement de la dette) égale l'investissement total (qui est égal à la somme de la dette et des capitaux propres investis) :

$$RS = \frac{C - ES}{(R_{\text{ener}} + R_{\text{capa}} + R_{EP} + R_{GES}) - (C_{E\&E} + C_{comb})}$$

C : Coût d'investissement total dans le projet

ES : Encouragements et subventions

C_{comb} : Coût annuel en combustible ou en électricité

$C_{E\&E}$: Coûts annuels d'exploitation et d'entretien associé au projet d'énergie propre

R_{ener} : L'économie ou le revenu annuel en énergie

R_{capa} : Revenu annuel sur la capacité produite

R_{EP} : Le revenu du crédit pour énergie propre fournie

R_{GES} : Revenu du crédit pour réduction de gaz à effet de serre

▪ **Valeur Actualisée Nette (VAN)**

La valeur actualisée nette VAN d'un projet est la valeur de tous les flux monétaires futurs, actualisés selon le taux d'actualisation, en monnaie courante. Elle est calculée en actualisant tous les flux monétaires tel qu'exprimé dans l'équation suivante :

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{MBA}{(1+r)^n} - C$$

MBA : Marge Brute d'Autofinancement

r : Taux d'actualisation (18%)

N : Durée de vie d projet en années

C : capitaux investis

Une VAN positive indique qu'un projet est rentable.

▪ **Taux de Rendement Interne (TRI)**

Le Taux de Rendement Interne TRI est calculé en trouvant le taux d'actualisation qui ramène à 0 la valeur actualisée nette (VAN) du projet, il est calculé en résolvant l'équation pour le TRI :

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{MBA}{(1+r)^n} - C$$

MBA : Marge Brute d'Autofinancement

C : capitaux investis

r : taux d'actualisation

TRI: Taux de rendement interne

Pour évaluer la rentabilité d'un projet, on peut comparer son TRI avec le taux d'actualisation choisi. Dans ce cas, si le TRI est supérieur au taux d'actualisation, alors le projet est rentable.

▪ **Ratio avantages-coûts (Indice de profitabilité I_p)**

Le ratio avantages-coûts *A-C* ou Indice de profitabilité I_p représente la rentabilité relative du projet. Il est calculé comme la somme des Marge Brute d'Autofinancement actualisées divisée par les capitaux propres investis. Il s'exprime selon l'expression suivante :

$$I_p = \sum_{n=0}^N \frac{MBA}{(1+r)^n \cdot C}$$

Avant de donner les résultats obtenus, nous allons tout d'abord donner les différents flux monétaires annuels après impôts (ou encore Marge Brute d'Autofinancement après impôts) :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 35 : MBA annuels après impôts en dollar sur la durée de vie du projet (25 ans) :

Année	0	1	2	3	4
MBA (en \$)	-171 915	35 843	37 038	38 340	39 763
MBA cumulés (en \$)	-171 915	-136 072	-99 034	-60 694	-20 930
MBA (en Ar)	-343 830 000	71 686 000	74 076 000	76 680 000	79 526 000
MBA cumulés (en Ar)	-343 830 000	-272 144 000	-198 068 000	-121 388 000	-41 860 000

Année	5	6	7	8	9
MBA en \$	41 325	43 045	44 945	47 050	49 392
MBA cumulés en \$	20 395	63 439	108 384	155 434	204 826
MBA en Ar	82 650 000	86 090 000	89 890 000	94 100 000	98 784 000
MBA cumulés en Ar	40 790 000	126 878 000	216 768 000	310 868 000	409 652 000

Année	10	11	12	13	14
MBA	52 003	54 923	58 197	61 877	66 022
MBA cumulés	256 829	311 752	369 949	431 825	497 847
MBA en Ar	104 006 000	109 846 000	116 394 000	123 754 000	132 044 000
MBA cumulés en Ar	513 658 000	623 504 000	739 898 000	863 650 000	995 694 000

Année	15	16	17	18	19	20
MBA	70 700	75 992	81,986	88,789	96 518	100 916
MBA cumulés	568 547	644 539	726 525	815 314	911 832	1 012 748
MBA en Ar	141 400 000	151 984 000	163 972 000	177 578 000	193 036 000	201 832 000
MBA cumulés en Ar	1 137 094 000	1 289 078 000	1 453 050 000	1 630 628 000	1 823 664 000	2 025 496 000

La suite de ce tableau se trouve à la page suivante

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 35 : MBA annuels après impôts en dollar sur la durée de vie du projet (suite)

Année	21	22	23	24	25
MBA	115 332	126 757	139 798	154,697	171,730
MBA cumulés	1 128 080	1 254 836	1 394 634	1 549 331	1 721 061
MBA en Ar	230 664 000	253 514 000	279 596 000	309 394 000	343 460 000
MBA cumulés en Ar	2 256 160 000	2 509 672 000	2 789 268 000	3 098 662 000	3 442 122 000

Les valeurs de ce tableau ont été reportés sur le graphique ci-dessous

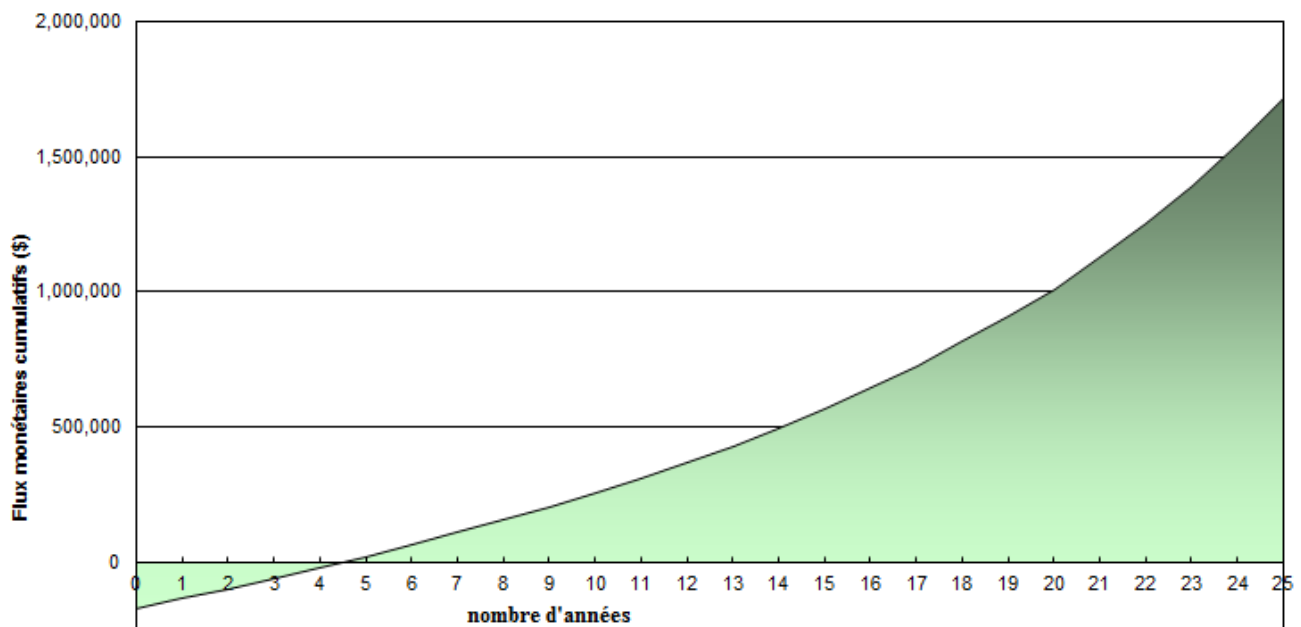


Figure 29 : Graphique des flux monétaires cumulatifs (RETscreen)

Indicateurs de viabilité financière du projet calculés par le logiciels RETScreen :

Nous avons dans le tableau 36 les différents indices de viabilité financière du projet calculés par le logiciel RETScreen :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Tableau 36 : Indices de viabilité financière obtenus (RETscreen)

DRCI	3,3 ans
VAN	85 398 \$
TRI	25,1%
I_p	1,29

Conclusion partielle 3

Nous avons donc :

- Un DRCI de 3,3 ans; on récupère donc l'investissement dans un délai assez court
- Une VAN positive de 85 398 \$
- Un TRI de 25,1% qui est supérieur au taux d'actualisation (18%)
- Un indice de profitabilité de 1,29 ; ce qui est supérieur à 1.

On peut donc en conclure que ce projet d'électrification de l'Ecovillage Tsaratànana ainsi que des quatre autres villages à l'aide d'un système photovoltaïque autonome est rentable.

CONCLUSION GENERALE

La diminution croissante des ressources d'énergies fossiles et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre nous incitent à nous tourner vers l'emploi des énergies renouvelables pour combler nos besoins énergétiques. Dans le cas de Madagascar, l'électricité est en grande partie produite par les centrales thermiques bien que la Grande Île ait un grand potentiel en matière d'énergie renouvelable. Dans le domaine de l'énergie solaire, Madagascar possède un potentiel très peu exploité avec des ressources abondantes. De plus l'utilisation de l'énergie solaire est souvent rentable dans le cas de sites éloignés du réseau, qui sont nombreux à Madagascar.

Ce travail nous a permis en premier lieu d'avoir des connaissances plus approfondies sur l'énergie solaire photovoltaïque en décrivant d'abord les différentes composantes des installations photovoltaïques autonomes notamment : les modules photovoltaïques, le régulateur, les accumulateurs, et les onduleurs. Puis nous avons donné les étapes de dimensionnement de ces différents composants.

Nous sommes ensuite passés à l'application sur cinq villages non-électrifiés et éloignés du réseau de la commune d'Ambohidratrimo. Nous avons déterminé la consommation énergétique des cinq villages, la puissance du système ainsi que l'ensoleillement du site. Puis nous avons déterminé la tension du système. Nous avons également déterminé la puissance crête de l'installation, la capacité des batteries, le courant du régulateur et la puissance de l'onduleur afin de choisir les composants qui conviennent le mieux.

Les différentes valeurs et caractéristiques obtenues lors du dimensionnement ont ensuite été reportées dans le logiciel RETscreen afin d'évaluer la rentabilité de ce projet. Nous avons alors obtenue une DRCI assez courte de 3,3 ans ; une VAN positive, un TRI supérieur au taux d'actualisation et un I_p supérieur à un ; tout cela confirmant bien la rentabilité du projet.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] CASPE. « **L'épuisement des ressources fossiles** ». *Vivre durablement*, 2013
- [2] Microsoft Encarta 2009 – Collection. énergie, économies d'énergies
- [3] Dr Amélie VONINIRINA , Saminirina ANDRIAMBELOSOA. « **Etude sur l'énergie à Madagascar** ». Janvier 2014. P.14
- [4] WWF. « **Diagnostic du secteur énergie à Madagascar** ». Septembre 2012
- [5] Dr Marwan JARKAS. «**Les énergies renouvelables** »
- [6] Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement. « **Le photovoltaïque – module 3 – fonctionnement et technologies** ». *Infos-fiches énergies*, Bruxelles environnement. 2010
- [7] Retscreen International. « **Chapitre analyse de projets d'installation photovoltaïque. Analyse de projets d'énergie propre: Manuel d'ingénierie et d'études de cas** ». 2004
- [8] Fondation Energies pour le Monde. « **De l'électricité pour un million de ruraux à Madagascar** »
- [9] Alain Ricaud, « **Cellules photovoltaïques**», Janvier 2011
- [10] Perrin de Brichambaut, « **Gisement solaire** », Technique et Documentation, Paris, 1982
- [11] Retscreen International. « **Analyse de projets d'énergies propres. Manuel d'ingénierie et d'études de cas Retscreen Troisième Edition**».

WEBOGRAPHIE

- [12] http://documentation.bruxellesenvironnement.be/documents/IF_ENERGIE_Mod3_Fonctionnement_technologies_PV_FR.PDF (19/12/2014)
- [13] <http://lenergeek.com/2012/05/21/une-centrale-geothermique-de-49-mw-inauguree-en-californie/> (21/05/2012)
- [14] <http://www.edbm.gov.mg/fr/layout/set/print/Actualites/Actualites/Energie-solaire-Potentiel-inexploite-a-Madagascar> (08/04/2015)
- [15] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr#> (18/05/2015)
- [16] <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/> (15/06/2015)
- [17] <http://www.yocontigo-esperance.org/#!/electrification-des-5-villages/cyhw> (15/06/2015)
- [18] <http://www.pv-matrix.de/en/solarmodule/hse-sl-230w-20.html> (16/06/2015)
- [19] <http://www.batterie-solaire.com/batterie-hoppecke-26-opzs-solarpower-4700-2v-4700-ah-c2x8634135> (16/06/2015)
- [20] <https://autosolar.fr/regulateurs-de-charge/regulateur-mppt-80-a-outback-p> (18/06/2015)
- [21] <http://www.solarmad-nrj.com/boutiqueconvertisseurs.html> (21/03/2015)

ANNEXES

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres

Information sur le projet

[Voir la Base de données de projets](#)

Nom du projet	électrification éco-village
Lieu du projet	tsaratanàna
Préparé pour	
Préparé par	Henintsoa
Type de projet	Production d'électricité
Technologie	Photovoltaïque
Type de réseau	Hors réseau
Type d'analyse	Méthode 2
Pouvoir calorifique de référence	Pouvoir calorifique supérieur (PCS)
Afficher paramètres	<input type="checkbox"/>

Conditions de référence du site

[Choisir le lieu des données climatiques](#)

Lieu des données climatiques	Antananarivo/Ivato
Afficher information	<input type="checkbox"/>

Feuille de calcul « Démarrer »

	Lieu des données climatiques		Lieu du projet	
	Unité			
Latitude	'N	-18.8	-18.8	
Longitude	'E	47.4	47.4	
Élévation	m	1,046	1,046	
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	10.9		
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	27.0		
Amplitude des températures du sol	°C	13.1		

Mois	Température de l'air		Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation
	°C	%							
Janvier	21.9	75.0%		5.90	89.7	2.4	23.8	0	366
Février	21.5	77.6%		5.72	89.6	2.4	22.8	0	323
Mars	20.9	76.9%		5.67	89.8	2.4	22.3	0	338
Avril	19.7	75.6%		5.35	89.9	2.9	21.3	0	294
Mai	18.1	75.7%		4.73	90.1	3.2	19.6	13	253
Juin	15.9	76.5%		4.43	90.3	3.5	17.4	57	182
Juillet	15.5	75.2%		4.66	90.4	3.6	17.2	72	174
Août	16.3	70.5%		5.38	90.4	3.6	18.9	48	200
Septembre	18.5	63.2%		6.30	90.2	3.4	22.4	12	251
Octobre	20.4	60.7%		6.60	90.1	3.2	24.9	2	315
Novembre	21.9	60.5%		6.49	90.0	3.0	26.3	0	345
Décembre	22.2	68.3%		6.14	89.8	2.4	25.5	0	371
Annuel	19.4	71.3%		5.61	90.0	3.0	21.9	204	3,412
Mesuré à	m					10.0	0.0		

Données climatiques

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

Sommaire des GES du cas de référence (Niveau de référence)

Type de combustible	Proportion de combustible %	Consommation de combustible MWh	Facteur d'émissions GES tCO2/MWh	Émissions de GES tCO2
Diesel (mazout #2)	100.0%	216	0.252	54.5
Total	100.0%	216	0.252	54.5

Sommaire des GES du cas proposé (Projet de production d'électricité)

Type de combustible	Proportion de combustible %	Consommation de combustible MWh	Facteur d'émissions GES tCO2/MWh	Émissions de GES tCO2
Solaire	100.0%	34	0.000	0.0
Total	100.0%	34	0.000	0.0

Sommaire des réductions d'émissions de GES

	Émissions de GES cas de référence tCO2	Émissions de GES cas proposé tCO2	Réduction annuelle brute d'émissions de GES tCO2	Frais de transaction pour les crédits de GES %	Réduction annuelle nette d'émissions de GES tCO2
Projet de production d'électricité	54.5	0.0	54.5	4%	52.3
Réduction annuelle nette d'émissions de GES	52.3	tCO2	est équivalente à 22,472	Litres d'essence non consommés	

Feuille « Analyse des émissions de GES »

Sommaire des coûts, économies et revenus du projet

Coûts d'investissement			
Étude de faisabilité	4.0%	\$	11,700
Développement	2.0%	\$	5,800
Ingénierie	2.7%	\$	7,800
Système de production d'électricité	63.6%	\$	184,091
Infrastructures connexes et divers	27.7%	\$	80,237
Total des coûts d'investissement	100.0%	\$	289,628
Encouragements et subventions		\$	150,000
Frais annuels et paiements de la dette			
Exploitation et entretien		\$	1,012
Coût en combustible - cas proposé		\$	0
Total des frais annuels		\$	1,012
Coûts périodiques (crédits)			
accumulateurs - 20 ans		\$	1,515
Économies et revenus annuels			
Coût en combustible - cas de référence		\$	38,461
Revenu pour réduction de GES - 25 ans		\$	209
Revenu pour production d'ÉP - 25 ans		\$	5,080
Total des économies et des revenus annuels		\$	43,750

Flux monétaires annuels

An #	Av. impôt \$	Apr. impôt \$	Cumulatif \$
0	-139,628	-171,915	-171,915
1	44,207	35,843	-136,072
2	45,800	37,038	-99,034
3	47,536	38,340	-60,694
4	49,434	39,763	-20,930
5	51,517	41,325	20,395
6	53,809	43,045	63,439
7	56,342	44,945	108,384
8	59,150	47,050	155,434
9	62,272	49,392	204,826
10	65,754	52,003	256,829
11	69,647	54,923	311,752
12	74,012	58,197	369,949
13	78,918	61,877	431,825
14	84,445	66,022	497,847
15	90,683	70,700	568,547
16	97,739	75,992	644,539
17	105,732	81,986	726,525
18	114,801	88,789	815,314
19	125,107	96,518	911,832
20	130,971	100,916	1,012,748
21	150,192	115,332	1,128,080
22	165,425	126,757	1,254,836
23	182,814	139,798	1,394,634
24	202,678	154,697	1,549,331
25	225,390	171,730	1,721,061

Feuille « Analyse financière »

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	36.0%
TRI avant impôt - actifs	%	36.0%
TRI après impôt - capitaux propres	%	25.1%
TRI après impôt - actifs	%	37.4%
Retour simple	an	3.3
Retour sur les capitaux propres	an	4.5
Valeur Actualisée Nette (VAN)	\$	85,398
Économies annuelles sur la durée de vie	\$/an	15,621
Ratio avantages-coûts		1.29
Coût de réduction de GES	\$/tCO2	(299)

Feuille « Analyse financière » : indices de viabilité financière

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	i
SOMMAIRE	ii
LISTE DES FIGURES	iii
LISTE DES TABLEAUX.....	iv
SYMBÔLES ET ABREVIATIONS	v
INTRODUCTION GENERALE	1
PARTIE I : GENERALITES.....	3
CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU SITE	4
1.1. PRESENTATION GENERALE	4
1.2. LIEU DE MISE EN PLACE DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	5
CHAPITRE 2 : CONTEXTE	7
2.1. SITUATION ENERGETIQUE MONDIALE.....	7
2.2. SITUATION ENERGETIQUE DE MADAGASCAR	8
2.2.1. La consommation énergétique à Madagascar	8
2.2.2. Taux d'électrification à Madagascar	9
CHAPITRE 3: LES ENERGIES RENOUVELABLES	11
3.1. L'ENERGIE SOLAIRE	11
3.1.1. Le chauffage.....	11
3.1.2. Centrale électrique thermique solaire.....	12
3.1.3. Le photovoltaïque.....	12
3.2. LES EOLIENNES	13
3.3. L'HYDRAULIQUE	14
3.4. GEOTHERMIE	15
3.5. BIOMASSE.....	15
3.6. LES ENERGIES RENOUVELABLES A MADAGASCAR	16
CHAPITRE 4 : SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES (HORS RESEAU)	18
4.1. DESCRIPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES.....	18
4.2. MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	19
4.2.1. Technologies utilisées	19
4.2.2. effet photovoltaïque.....	20

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

4.3.	REGULATEUR.....	21
4.3.1.	Régulateur shunt.....	22
4.3.2.	Régulateur série.....	23
4.3.3.	Maximum Power Point Tracker (MPPT).....	23
4.3.4.	Régulateur de décharge	23
4.4.	ACCUMULATEURS (batteries d'accumulateurs).....	24
4.4.1.	Batterie au plomb	25
4.4.2.	Batterie au nickel-cadmium	26
4.5.	ONDULEURS	27
4.5.1.	Précision de la tension de sortie	27
4.5.2.	Résistance aux surcharges et au courant réactif	27
4.5.3.	Rendement.....	28
4.5.4.	Consommation en mode d'attente.....	28
4.5.5.	Onduleurs critères de choix.....	28
4.6.	SYSTEME HORS RESEAU AUTONOME.....	29

PARTIE II : METHODOLOGIE 30

CHAPITRE 5 : EVALUATION DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE.....	31
5.1. LA LATITUDE ET LA LONGITUDE D'UN LIEU.....	31
5.2. LA POSITION DU SOLEIL	32
5.2.1. Les coordonnées horaires	32
5.2.2. Les coordonnées azimutales.....	34
5.3. EVALUATION DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE JOURNALIERE TOTALE E_T	35
5.4. ENERGIE ENVISAGEE A L'ANNEE m	36
5.5. PUISSANCE ET TENSION DU SYSTEME	37
5.5.1. Puissance totale du système	37
5.5.2. Puissance de pointe journalière	37
5.5.3. Choix de la tension.....	37
CHAPITRE 6 : ESTIMATION DES IRRADIATIONS SOLAIRES JOURNALIERES	39
6.1. MODELE PERRIN DE BRICHAMBAUT	39
6.2. EVALUATION DES RAYONNEMENTS SOLAIRES	39
6.2.1. Rayonnement solaire direct.....	39
6.2.2. Masse d'air relative m	40
6.2.3. Facteur de trouble de Linke T_L	40
6.2.4. Rayonnement solaire direct sur un plan incliné	41
6.2.5. Rayonnement solaire diffus.....	41
6.2.6. Rayonnement solaire global	42
6.3. ENERGIE SOLAIRE GLOBALE JOURNALIERE	42
CHAPITRE 7 : DIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTS COMPOSANTS.....	43
7.1. DIMENSIONNEMENT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	43

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

7.1.1.	Evaluation de la puissance crête P_c de l'ensemble des modules photovoltaïques....	43
7.1.2.	Calcul du nombre de modules	44
7.1.3.	Emplacement, orientation et inclinaison	45
7.2.	DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES	46
7.2.1.	Evaluation de la capacité réelle	46
7.2.2.	Nombre de batteries nécessaires	47
7.2.3.	Implantation et montage des batteries	48
7.2.4.	Maintenance des batteries	48
7.3.	DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR.....	49
7.4.	DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR	50
7.5.	DIMENSIONNEMENT DES CABLES	50

PARTIE III : APPLICATION ET RESULTATS 53

CHAPITRE 8 : DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES COMPOSANTS	54
8.1. CONSOMMATION ENERGETIQUE JOURNALIERE DES VILLAGEOIS	54
8.2. ENSOLEILLEMENT DU SITE.....	56
8.3. ORIENTATION ET INCLINAISON DES PANNEAUX	59
8.4. PUISSANCE DU SYSTEME ET CHOIX DE LA TENSION DU SYSTEME	59
8.5. DIMENSIONNEMENTS DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	60
8.5.1. Puissance crête de l'ensemble des modules	60
8.5.2. Choix du panneau.....	60
8.5.3. Calcul du nombre de modules	61
8.6. DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES	61
8.6.1. Capacité du parc de batteries.....	61
8.6.2. Choix des batteries	62
8.6.3. Nombre de batteries en série	63
8.6.4. Nombre de batteries en parallèle	63
8.6.5. Nombre total de batteries nécessaires	63
8.7. DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR.....	64
8.7.1. Courant du régulateur.....	64
8.7.2. Choix du régulateur.....	64
8.8. DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR	66
8.8.1. Puissance de l'onduleur.....	66
8.8.2. Choix de l'onduleur.....	66
8.9. RECAPITULATIONS DES RESULTATS	68
8.10. COÛTS DES PRINCIPAUX COMPOSANTS DE L'INSTALLATION	69
8.11. PREVISION DE L'ENERGIE PRODUITE PAR L'INSTALLATION.....	69

CHAPITRE 9 : ANALYSE DE LA RENTABILITE DU PROJET A L'AIDE DU LOGICIEL RETSCREEN INTERNATIONAL.....	72
9.1. APRECU DU LOGICIEL RETScreen.....	72
9.2. ANALYSE DE LA RENTABILITE FINANCIERE DE L'INSTALLATION	73
9.2.1. Méthodologie	73

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE
D'AMBOHIDRATRIMO

9.2.2.	Feuille modèle énergétique	73
9.2.3.	Système de production de l'électricité du cas de référence	74
9.2.4.	Système de production de l'électricité du cas proposé	75
9.2.5.	Analyse des coûts	76
9.2.6.	Analyse des émissions de gaz à effet de serre.....	77
9.2.7.	Analyse financière.....	79
CONCLUSION GENERALE		85
BIBLIOGRAPHIE.....		I
WEBOGRAPHIE		II
ANNEXES		III
TABLE DES MATIERES.....		VII

Auteur : RAFIDINARIVO Henintsoa Nantenaina
Adresse : Lot IBI 37 Ampasamadinika TANA-101
Tel : 033 45 690 52
e-mail : hentsraf@gmail.com
Parcours : Géo-Energie
Encadreur : Docteur RANAIVOSON Léon Félix



Titre :

PROJET D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME POUR CINQ VILLAGES DE LA COMMUNE D'AMBOHIDRATRIMO

Nombre de pages : 85
Nombre de figures : 29
Nombre de tableaux : 36

Résumé:

L'énergie photovoltaïque est généralement rentable dans les lieux éloignés du réseau électrique; comme c'est souvent le cas des régions rurales de Madagascar. Le photovoltaïque pourrait donc être une option d'électrification rurale intéressante pour Madagascar en plus de diminuer ses émissions de gaz à effet de serre.

Nous avons d'abord décrit dans cet ouvrage les principaux composants d'une installation photovoltaïque autonome ainsi que son dimensionnement. Nous avons ensuite dimensionné une installation photovoltaïque autonome qui pourrait électrifier cinq villages de la commune d'Ambohidratrimo qui sont éloignés du réseau électrique. Et enfin, nous avons fait l'étude de la rentabilité financière d'une telle installation à l'aide du logiciel RETScreen et nous avons obtenu une DRCI de 3,3 ans ; une VAN de 85 398 \$; un TRI de 25,1% qui est supérieur au taux d'actualisation et un I_p de 1,29 prouvant bien que le projet est rentable.

Mots clés: Electrification rurale, gaz à effet de serre, installation photovoltaïque autonome, dimensionnement, étude de rentabilité financière, RETScreen.

Abstract :

Photovoltaic energy is generally cost effective in remote places of the electricity grid; which is often the case in Madagascar rural places. Photovoltaic could be an interesting rural electrification option for Madagascar in addition to reducing its emissions of greenhouse gases.

We first described in this work the main components of a photovoltaic electrical and sizing. We then sized a photovoltaic installation that could electrify five villages of the municipality of Ambohidratrimo that are remote from the mains. Finally, we studied the financial viability of such an installation using the RETScreen software and we got a DRCI of 3.3 years; an NPV of \$ 85,398; an IRR of 25.1% which is above the discount rate and an I_p of 1.29 proving that the project is profitable.

Keywords: Rural electrification, greenhouse gas, photovoltaic electrical, design, financial profitability study, RETScreen.