



ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DES ALIMENTATIONS DES BROYEURS DE CEREALES EN ZONE SAHELIENNE

MEMOIRE POUR L'OBTENTION D'UN
MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : **GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 26/10/2015

Par :

Abdramane NETANE

Travaux dirigés par :

**Dr. Daniel YAMEGUEU, Enseignant-chercheur, Laboratoire d'Energie Solaire et Economie
d'Energie (LESEE), 2iE**

**Dr. Moussa SORO, Enseignant-chercheur, Laboratoire d'Energie Solaire et Economie
d'Energie (LESEE), 2iE**

M. Etienne TCHOFFO HOUDJI, Enseignant, Université de Maroua, Cameroun

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Bachir OUEDRAOGO

Membres et correcteurs : Dr. Daniel YAMEGUEU

Ing. Henri KOTTIN

Promotion [2014/2015]

Dédicaces

À

- *Dieu le tout puissant*
- *Ma mère Doukouré Minata*
- *Mon père Daouda Netané*

Remerciements

- ✚ Le présent travail a été effectué au Laboratoire Energie Solaire et Economie d’Energie (LESEE) de l’Institut International d’Ingénierie de l’Eau et de l’Environnement (2iE). Nous n’aurions pu réaliser ce travail sans l’aide de personnes diverses que nous tenons à remercier.
- ✚ C’est un agréable plaisir pour moi de remercier mon encadreur Dr Daniel YAMEGUEU pour m’avoir ouvert les portes du laboratoire et permis de travailler sur un sujet intéressant.
- ✚ Je tiens à remercier particulièrement mes Co-encadreurs Dr Moussa SORO, enseignant chercheur au 2iE, et M. Etienne TCHOFFO HOUDJI pour la qualité de leur encadrement, rigueur scientifique, grande confiance et leur sympathie. Un merci très spécial à M. Moussa KADRI pour ses conseils techniques, à M. Henri KOTTIN, et M. GAYE pour leur écoute et leurs conseils durant la période de mon stage.
- ✚ Je remercie toute l’équipe des enseignants, doctorants et ingénieurs chercheurs du LESEE pour leur franche collaboration.

RESUME

L'étude technico-économique des alimentations des broyeurs de céréales en zone sahélienne qui fait l'objet du présent mémoire a pour objectif la proposition de système PV pour la fourniture en électricité des dits broyeurs. Ce système PV constitue une solution technique moins contraignante, plus économique et rentable comparées aux solutions classiques utilisées (les broyeurs entraînés par des moteurs thermiques).

Cette étude a été réalisée en deux grandes parties. Une partie qui traite des aspects techniques et une autre économique. La partie technique de ce travail a consisté à l'étude et au dimensionnement de différentes configurations de systèmes PV pour l'alimentation des broyeurs. Le dimensionnement PV a été réalisé pour les scénarios suivants : le démarrage direct, par variateur de vitesse, par démarreur progressif et par démarrage étoile triangle. Le volet économique de cette étude traite de la rentabilité économique de chaque scénario, du coût d'investissement, le coût du cycle de vie, le temps de retour sur investissement et le coût de mouture au kWh électrique consommé de chaque scénario.

Cette étude réalisée montre que le scénario d'alimentation des broyeurs (7,5 kW) par démarrage étoile triangle présente une simplicité dans sa mise en œuvre, un coût d'investissement de **22 923 000 FCFA**, un temps de retour sur investissement de **7,7 ans** et un coût de cycle de vie plus bas que les autres scénarios qui est de **41 097 077 FCFA**.

ABSTRACT

The technical and economic study of grain mill feeds in the Sahel region which is the subject of this present thesis aims to suggest a PV system for the supplies of electricity to grain mills that presents a technical solution less restrictive and more economic and profitable (the grain mill pull by heat engine).

This study was conducted in two parts that are a part that handles technical aspects, and a second one about economic aspects. The technical part of this work is to configuration of each PV system. PV sizing was performed for the following scenarios: direct starting, by speed control, by progressive starter and star-delta starter. The economic part of the study deals with the economic profitability, the investment cost, the whole-life cost, time of return on investment and cost of milling for each electric kWh consumed in each scenario.

This study shows that the scenario (7,5 kW) by star delta starting has a simplicity in its implementation, an investment cost **22 923 000 FCFA**, a time of return on investment **7.7 years** and a life cycle cost less expensive than the others scenarios it's of **41 097 077 FCFA**.

LISTE DES ABREVIATIONS

A : ampère

Ah : Ampère Heure

CA : Courant Alternatif

CC : Courant Continue

C_D : Couple de Démarrage

C_n : Couple nominal

CV : Cheval Vapeur

DC : Direct Current

h/j : Heure par Jour

I_D : Intensité de Démarrage

I_n : Intensité nominale

kg/h : kilogramme par heure

kVA : Kilovoltampère

kWh : Kilowattheure

kWh/an : Kilowattheure par année

kWh/m²/jr : Kilowattheure par Mètre carré par Jour

PNUD : Programme des Nations Unies pour le Développement

PV : Photovoltaïque

tr/min : Tour par Minute

V : Volt

VA : Volt Ampère

VAC : Volt Ampere Current

VDC : Volt Direct Current

W : Watt

Wh/j : Wattheure par Jour

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Avantages et inconvénients de chaque type de broyeur [2]	6
Tableau 2 : Comparaison des différents modes de démarrages	23
Tableau 3 : Tensions en fonction des puissances	24
Tableau 4 : Sections des câbles en fonction des courants	30
Tableau 5 : Tensions en fonction des puissances crêtes.....	31
Tableau 6 : Caractéristiques du moteur asynchrone.....	33
Tableau 7 : Caractéristiques de l'onduleur Xtender	34
Tableau 8 : Caractéristiques de la batterie	35
Tableau 9 : Capacité de stockage de la batterie.....	35
Tableau 10 : Données de rayonnements et de températures mensuels	36
Tableau 11 : Caractéristiques du module PV	36
Tableau 12 : Puissance et taille du champ PV.....	37
Tableau 13 : Ratios de vérification	37
Tableau 14 : Caractéristiques du régulateur	38
Tableau 15 : Fusible pour une branche	38
Tableau 16 : Fusible de protection du champ PV	38
Tableau 17 : Sections et chute de tensions des câbles.....	39
Tableau 18 : Caractéristiques du panneau solaire BioEnergy P110300.....	41
Tableau 19 : Puissance et taille du générateur PV avec démarreur progressif.....	41
Tableau 20 : Caractéristiques du régulateur de charge de et de décharge de batteries	41
Tableau 21 : Caractéristiques de l'accumulateur	41
Tableau 22 : Capacité de stockage des batteries	42
Tableau 23 : Caractéristiques de l'onduleur 4000-48	42
Tableau 24 : Caractéristiques Altistart 22 [13]	42
Tableau 25 : Puissance et taille du champ PV avec variateur de vitesse	43
Tableau 26 : Caractéristiques de l'onduleur XTM 4000-48	44
Tableau 27 : Caractéristiques Altivar 212 [15]	44
Tableau 28 : Puissance et taille du champ PV avec démarrage étoile-triangle.....	45
Tableau 29 : Caractéristiques onduleur Xtender 4000-48.....	45
Tableau 30 : LCC des différents systèmes PV-broyeur	50
Tableau 31 : VAN des différents systèmes PV-broyeur	51
Tableau 32 : TRI des différents systèmes PV-broyeur	51

Tableau 33 : Temps de retour sur investissement des différents systèmes PV-broyeur	52
Tableau 34 : LCOE des différents systèmes PV-broyeur	52
Tableau 35: Quantités broyées au kWh consommé et les coûts de mouture	54
Tableau 36 : Bénéfice sur le LCOE	54

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Broyeurs à meules.....	4
Figure 2 : Broyeur à marteaux.....	4
Figure 3 : Courbe du couple et de l'intensité du démarrage direct.....	8
Figure 4 : Temps de démarrage étoile-triangle.....	9
Figure 5 : Courbe de l'intensité du démarrage étoile-triangle.....	10
Figure 6 : Courbe du couple du démarrage étoile-triangle.....	10
Figure 7 : Temps de démarrage statoriques.....	11
Figure 8 : Courbe de l'intensité du démarrage statorique.....	12
Figure 9 : Courbe du couple du démarrage statorique.....	12
Figure 10 : Temps de démarrage par auto-transformateur.....	14
Figure 11 : Courbe de l'intensité du démarrage par auto-transformateur.....	14
Figure 12 : Courbe du couple de démarrage par auto-transformateur.....	15
Figure 13 : Temps de démarrage rotorique.....	16
Figure 14 : Courbe de l'intensité du démarrage rotorique.....	16
Figure 15 : Courbe du couple du démarrage rotorique.....	17
Figure 16 : Courbe du démarrage sur rampe de tension.....	18
Figure 17 : Courbe du démarrage sur limite de courant.....	19
Figure 18 : Schéma de principe d'un variateur de vitesse (convertisseur de fréquence).....	20
Figure 19 : Tension continue pulsée.....	20
Figure 20 : Principe de la modulation d'impulsion en durée.....	21
Figure 21 : Synoptique du système PV pour alimentation direct du moteur.....	33
Figure 22 : Synoptique du champ PV avec démarreur progressif.....	40
Figure 23 : Synoptique du système PV avec variateur de vitesse.....	43
Figure 24 : Synoptique du système PV avec démarreur étoile-triangle.....	44
Figure 25 : Contacteur de ligne et de couplage triangle LC1 D09P7.....	46
Figure 26 : Contacteur de couplage étoile LC1 D09P7.....	46
Figure 27 : Récipient de mesure de céréale avant mouture.....	53

Table des matières

Dédicaces	i
Remerciements	ii
RESUME	iii
ABSTRACT	iv
LISTE DES ABREVIATIONS	v
LISTE DES TABLEAUX	vi
LISTE DES FIGURES	viii
I. INTRODUCTION GENERALE	1
1. Contexte de l'étude.....	1
2. Objectifs de l'étude	1
3. Présentation du LESEE	2
II. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	3
1. Les broyeurs de céréales [2]	3
A. Moulins à meules.....	3
B. Broyeurs à marteaux [5]	4
C. Critères de choix d'un type de moulin [2]	5
2. La plate-forme multifonctionnelle [6]	6
3. Les systèmes de commande des moteurs asynchrones.....	7
A. Choix du type de démarrage.....	7
B. Les différents types de démarrage d'un moteur asynchrone.....	8
<i>B.1) Le démarrage direct [8]</i>	8
B.1.1- Caractéristiques	8
B.1.2- Avantages :	9
B.1.3- Inconvénients :	9
B.1.4- Applications :	9
<i>B.2) Le démarrage étoile-triangle</i>	9
B.2.1- Caractéristiques	10
B.2.2- Avantages :	11

B.2.3- Inconvénients [8, 9].....	11
B.2.4- Applications [9] :.....	11
B.3) Démarrage par résistances statoriques.....	11
B.3.1- Caractéristiques [9] :.....	12
B.3.2- Avantages [8] :.....	13
B.3.3- Inconvénients [9]:.....	13
B.3.4- Applications.....	13
B.4) Démarrage par autotransformateur.....	13
B.4.1- Caractéristiques [8]:.....	14
B.4.2- Avantages [9]:.....	15
B.4.3- Inconvénients [9] [8] :.....	15
B.4.4- Applications [9] :.....	15
B.5) Démarrage par résistances rotorique.....	16
B.5.1- Caractéristiques [9]:.....	16
B.5.2- Avantages [8]:.....	17
B.5.3- Inconvénients [9]:.....	17
B.5.4- Applications [8, 9]:.....	18
B.6) Démarrage par démarreur progressif [10].....	18
B.6.1- Démarrage sur rampe de tension.....	18
B.6.2- Démarrage sur limite de courant.....	19
B.6.3- Avantages :.....	19
B.6.4- Limites :.....	19
B.6.5- Applications :.....	19
B.7) Démarrage par variateur de vitesse [10].....	19
B.7.1- Le redresseur.....	20
B.7.2- Circuit intermédiaire.....	20
B.7.3- Avantages :.....	22
B.7.4- Limites :.....	22
B.7.5- Applications :.....	22
4. Comparaison entre les différents types de démarrages.....	23
III. CONCEPTION D'UN SYSTEME PV POUR BOYEURS DE CEREALES EN ZONE RURALE.....	24

1.	Revue des techniques de dimensionnement des systèmes PV.....	24
A.	Méthode de Prédimensionnement [11].....	24
B.	Méthode du dimensionnement [12].....	30
2.	Conception d'un système PV pour broyeurs de céréales : contraintes et verrous technologiques	32
A.	Système PV pour l'alimentation directe du moteur.....	33
B.	Système PV pour commande du moteur par démarreur progressif.....	40
B.1)	Choix des appareils.....	40
B.1.1-	Le générateur PV	41
B.1.2-	Le régulateur de charge et de décharge des batteries.	41
B.1.3-	Les batteries d'accumulateur	41
B.1.4-	L'onduleur	42
B.1.5-	Le démarreur progressif	42
C.	Système PV pour commande du moteur par variateur de vitesse	42
C.1)	Choix des appareils.....	43
C.1.1-	Le générateur PV	43
C.1.2-	Le régulateur de charge et de décharge des batteries	43
C.1.3-	Les batteries d'accumulateur	43
C.1.4-	L'onduleur	43
C.1.5-	Le variateur de vitesse	44
D.	Système PV pour commande du moteur en étoile-triangle	44
D.1)	Choix des appareils	45
D.1.1-	Le générateur PV.....	45
D.1.2-	Le régulateur de charge et de décharge des batteries	45
D.1.3-	Les batteries d'accumulateur.....	45
D.1.4-	L'onduleur.....	45
D.1.5-	Le dispositif de commande étoile-triangle	45
D.1.6-	Le contacteur de ligne et le contacteur de couplage triangle.....	46
D.1.7-	Le contacteur de couplage étoile.....	46
IV. Analyse économique des systèmes PV dimensionnés pour alimenter le broyeur en énergie. 46		
1.	Les techniques d'analyse économique	47
A.	Valeur actuelle nette (VAN) [16].....	47
B.	Temps de retour sur investissement (pay-back) [16].....	47

C.	Taux de rentabilité interne (TRI) [16]	48
D.	Live cycle cost (LCC)	48
E.	Coût moyen actualisé de l'électricité ou Livelized Cost of Electricity (LCOE)	49
2.	Résultats de l'analyse économique.....	50
A.	Live Cycle Cost (LCC).....	50
B.	La Valeur Actuelle Nette (VAN)	50
C.	Le taux de rentabilité interne.....	51
D.	Le temps de retour sur investissement.....	52
E.	Le LCOE	52
V.	Calcul de la quantité de céréale broyée au kWh d'énergie consommée	53
VI.	Conclusion	55
	Références	56
	ANNEXES	I
	Annexe I : Fiche d'enquête	I
	Annexe II : Schéma unifilaire du champ PV	III
	Annexe III : Schéma de puissance et de commande démarrage direct.....	IV
	Annexe IV : Schéma de puissance et de commande variateur de vitesse.....	V
	Annexe V : Schéma de puissance et de commande démarreur progressif	VI
	Annexe VI : Schéma de puissance et de commande démarrage étoile-triangle	VII
	Annexe VII : Fiche technique du panneau BioEnergy	VIII
	Annexe VIII : Fiche technique onduleur.....	IX
	Annexe IX : Fiche technique du regulateur	X
	Annexe X : Fiche technique du variateur	XI
	Annexe XI : Fiche technique du démarreur progressif	XII
	Annexe XII : Devis quantitatif et estimatif	XIII
	Annexe XIII : Coûts annuels	XIII

I. INTRODUCTION GENERALE

1. Contexte de l'étude

Les céréales constituent l'une des denrées alimentaires les plus consommées en Afrique plus particulièrement dans les pays sahéens.

Le milieu rural de ces pays sahéens ayant un très faible taux d'accès à l'énergie notamment le Burkina avec 4 %, le Sénégal 33% et le Cameroun 17 % [1], dû au fait que le réseau électrique national y est très peu étendue. La mouture des denrées alimentaires notamment les céréales se fait de nos jours de façon manuelle par les outils tel que les mortiers, les pierres soit par l'intermédiaire d'un broyeur entraîné par des moteurs thermiques (essence ou diesel) et même par des animaux (ânes, chevaux...).

Force est de constater une disponibilité permanente et abondante de la ressource solaire dans ces pays sur toute l'année avec un rayonnement journalier qui varie entre 4,82 et 6,78 kWh/m²/jr.

Cette ressource énergétique disponible abondamment et gratuitement peut être une alternative pour palier au déficit énergétique au quel fait face les zones rurales de ses pays africain et plus précisément elle peut servir de source d'énergie pour l'alimentation des moteurs électriques des broyeurs à céréales.

C'est dans ce contexte qu'il nous a été confié d'effectuer une étude technico-économique des alimentations des broyeurs de céréales en zone sahéenne.

2. Objectifs de l'étude

Les objectifs à atteindre à la fin de ce stage sont :

- Réaliser une étude approfondie à la fois technique et économique des différents types de broyeurs utilisés dans les pays sahéens et aussi sur les différentes sources d'énergies pour l'alimentation de ces broyeurs.
- Proposer un système d'énergie autonome pour l'alimentation des broyeurs (système PV avec stockage).

3. Présentation du LESEE

Le Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) situé sur le site de 2iE Kamboinsé à environ 15 kilomètres de Ouagadougou, fait partie des cinq laboratoires de recherche de l'Institut international d'ingénierie de l'Eau et l'Environnement (2iE).

Créé en novembre 2008, le LESEE est actuellement dirigé par le docteur Daniel YAMEGUEU NGUEWO.

Le LESEE a pour objectif de contribuer à l'innovation industrielle dans le domaine du solaire pour une production et une utilisation rationnelle et durable de l'énergie électrique, mécanique, et thermique en Afrique surtout en zones rurales et péri-urbaines. Le LESEE exerce ses activités à travers deux axes de recherche :

Axe1 : Conversion de l'énergie solaire sous environnements chaud et rude.

Cet axe se décompose en trois sous-axes de recherche :

- Systèmes solaires photovoltaïques en milieu hostile,
- Centrales solaires à concentration (CSP) pour mini réseaux,
- Habitats solaires.

Axe2 : Gestion optimale d'énergie durable : production, transport, distribution.

Cet axe se décompose en deux sous-axes de recherche :

- L'hybridation des systèmes énergétiques,
- L'interaction sources-réseau intelligents-utilisateurs.

Mon stage s'est déroulé au sein du LESEE du 02 Février 2015 au 02 septembre 2015.

II. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Les broyeurs de céréales [2]

De manière générale on entend par moulin un broyeur à meules ou à marteaux activé soit par un moteur thermique diesel ou essence soit par un moteur électrique. Ils sont utilisés pour moulinde les céréales.

En milieu rural ils sont la plupart du temps activés par des moteurs thermiques et sont soit la propriété d'un particulier ou octroyés à un groupement ou à une association de femmes d'une localité donnée.

Ces moulins sont pour la plus part importés de l'occident ou fabriqués localement par des artisans locaux. En Afrique, on a principalement deux types de broyeurs à savoir : les broyeurs à meules et les broyeurs à marteaux.

Nous avons aussi des décortiqueuses de céréales (riz, mil, sorgho, etc...).

A. Moulins à meules

Dans ces moulins, les grains de céréales sont déversés dans une trémie ; une vanne d'alimentation située à la base de la trémie règle le débit des grains. Ceux-ci passent dans le carter de broyage par le centre d'une des deux (02) meules dont la partie axiale est creuse. Le broyage des grains est assuré par leurs passages entre les deux meules du centre vers la périphérie. Les deux meules sont faites avec la même matière et ont les mêmes dimensions, une des meules est fixe et solidaire au carter du moulin, l'autre montée sur un arbre est entraîné par manivelle ou poulie et est reliée à un moteur thermique ou électrique [3], comme le montre la figure 1.



Figure 1 : Broyeurs à meules

Ces broyeurs ont un débit de mouture qui varie de 100 à 270 kg/h, une vitesse de rotation de 500 à 1000 tr/min et sont activés soit par des moteurs électriques de 0,4 à 5,2 kW ou par des moteurs thermiques de 25 CV fonctionnant soit avec diesel ou à l'aide d'huile végétale [4].

B. Broyeurs à marteaux [5]

Le broyeur à marteaux n'écrase pas les grains mais les éclate par choc avec les marteaux articulés tournant à grandes vitesse (jusqu'à 3000 tr/min).

La finesse de la farine est fonction de la finesse des perforations de la grille entourant la chambre de broyage. Plus le diamètre de perforation est petit et plus la farine sera fine mais plus le débit du broyeur sera faible.



Figure 2 : Broyeur à marteaux

Il a un débit de mouture d'environ 100 kg/h pour une grille de 1,2 mm, les grilles les plus utilisées ont une perforation de 0,7 à 1,5 mm avec une vitesse de rotation allant jusqu'à 3000 tr/min et est activé soit par des moteurs électriques de 3 kW ou par des moteurs thermiques de 10 CV fonctionnant au diesel, à l'essence [5] ou à l'huile végétale.

C. Critères de choix d'un type de moulin [2]

Pour des raisons liées à la politique des firmes d'implantation dans certains pays africains tel que le Sénégal, on trouve presque exclusivement que les moulins à marteaux, tandis que dans des pays tels que le Burkina Faso, le Mali, le Niger, la Côte d'Ivoire l'on ne trouve que des moulins à meules. Les expériences sur le terrain ont démontré que chaque fois, les programmes ou projets qui ont essayé d'introduire dans un pays donné un type de moulin ou de broyeur qui n'était pas disponible localement ont échoué, faute de connaissance technique sur place pour l'entretien et la réparation, et par manque de pièces de rechange (voir tableau 1).

Le choix d'un type de moulin se fait en fonction de plusieurs critères, à la fois techniques et économiques, à savoir :

- La gamme de produits disponible sur place susceptible d'être broyés ;
- La simplicité de maniement de la machine afin que l'utilisateur puisse contrôler facilement l'opération ;
- La facilité d'accès aux pièces d'usure courante (meules, marteaux, grilles) ;
- La facilité de démontage et la simplicité de fabrication du broyeur afin d'éviter que toute panne ne prenne des dimensions disproportionnées, ce qui entraîne l'immobilisation de l'appareil pour de longues périodes ;
- La simplicité d'entretien de l'appareil ;
- Les deux faces de certaines pièces peuvent être utilisées (meules, marteaux, grilles) afin de rallonger la durée de vie de ces pièces et de réduire considérablement les coûts de fonctionnement
- La robustesse de l'appareil et le rapport qualité/prix, compte tenu aussi du coût des pièces d'usure courante.

Tableau 1: Avantages et inconvénients de chaque type de broyeur [2]

Types de broyeurs	Avantages	Inconvénients
Broyeurs à meules	<ul style="list-style-type: none">➤ Mouture de tous les produits secs et légèrement humide.➤ Possibilité de fonctionner à faibles vitesses.➤ Coûts de fonctionnement (consommation de carburant et huile) moins élevés.	<ul style="list-style-type: none">➤ Réagit mal aux mélanges de grain de calibres différents.➤ Equilibrage complexe des meules.➤ Usure prématurée des meules en fonctionnement à vide.
Broyeurs à marteaux	<ul style="list-style-type: none">➤ Mouture de céréales sèches ou légèrement humides.➤ Possibilité de mouture des grains de calibres différents.➤ Granulométrie homogène du produit broyé.➤ Possibilité de fonctionnement à vide sans inconvénient mécanique majeur.➤ Ne nécessite pas un réglage compliqué.	<ul style="list-style-type: none">➤ Prix d'achat élevé.➤ Nécessite des moteurs de puissances et une vitesse de rotation élevée (environ 3000 tr/mn).➤ Coût de fonctionnement élevé (consommation d'huile et de carburant).

2. La plate-forme multifonctionnelle [6]

Le programme national plates-formes multifonctionnelles pour la lutte contre la pauvreté (PN-PTFM-LCP) est un programme du gouvernement burkinabé appuyé par le PNUD.

Il lutte contre la pauvreté monétaire et humaine dans les villages du Burkina, cette pauvreté qui résulte notamment des contraintes énergétiques.

Ce programme a pour objectif de s'installer dans 4 régions du Burkina pendant cinq ans à travers des agences locales agissant au niveau des villages.

La plate-forme multifonctionnelle est une entreprise de service énergétique, elle est aussi une infrastructure d'énergie décentralisée au sein des villages qui utilise un moteur diesel qui fait fonctionner différents outils pour la fourniture des services énergétiques tels que : la mouture des céréales, le broyage de karité, le décorticage de riz ou du maïs, la charge de batterie, la

soudure. Elle produit également de l'électricité pour le fonctionnement d'un réseau ou d'éclairage.

3. Les systèmes de commande des moteurs asynchrones.

La mise sous tension d'un moteur électrique, principalement le moteur asynchrone provoque un fort appel de courant qui provoque d'importantes chutes de tension dans les installations électrique, il est parfois préférable d'effectuer un démarrage différent du démarrage direct pour limiter l'appel de courant lors du démarrage du moteur [7]. Et pour ce faire plusieurs techniques sont disponibles à savoir :

- Le démarrage étoile-triangle;
- Le démarrage par résistances statoriques;
- Le démarrage par résistances rotoriques;
- Le démarrage par autotransformateur;
- Le démarrage par variateurs de vitesse;
- Le démarrage progressif.

Choix du type de démarrage

Le choix est guidé par les critères économiques et techniques suivants :

- ✓ Les caractéristiques mécaniques,
- ✓ Les performances recherchées,
- ✓ La nature du réseau d'alimentation électrique,
- ✓ Le coût de l'équipement

Le choix d'un type de démarrage sera donc lié :

- ✓ Au type d'utilisation : souplesse au démarrage,
- ✓ A la nature de la charge entraînée,
- ✓ Au type de moteur asynchrone,
- ✓ A la puissance du moteur,
- ✓ A la puissance de la ligne électrique,
- ✓ A la gamme de vitesse requise pour l'application.

B. Les différents types de démarrage d'un moteur asynchrone

B.1) Le démarrage direct [8]

C'est le procédé de démarrage le plus simple qui ne peut être exécuté qu'avec un moteur asynchrone à cage.

B.1.1- Caractéristiques

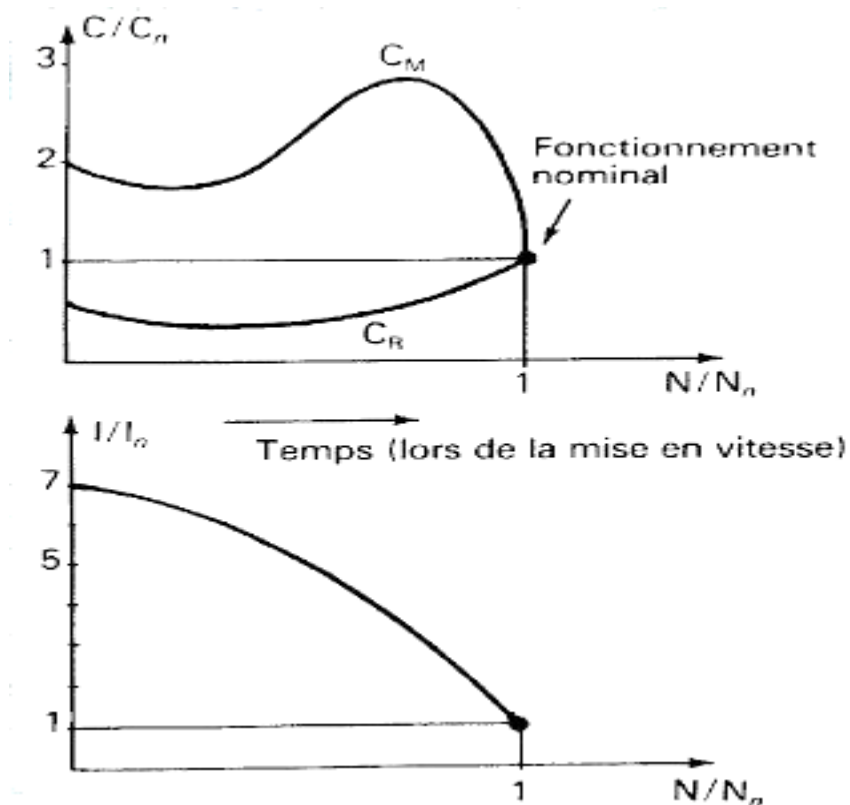


Figure 3 : Courbe du couple et de l'intensité du démarrage direct

La courbe $I_n = f(N)$ nous indique que la surintensité au moment du démarrage peut être de 4 à 8 fois l'intensité nominale ; il en résulte une pointe d'intensité très importante.

$I_D = 4 \text{ à } 8 I_n$

Couple du moteur :

Lors du démarrage, le couple moteur est en moyenne de 1,5 à 2 fois le couple nominal.

$C_D = 0,5 \text{ à } 1,5 C_n$

B.1.2- Avantages :

- Simplicité de l'appareil.
- Couple important au démarrage.
- Temps de démarrage minimal pour un moteur à cage.

B.1.3- Inconvénients :

- Appel de courant très important : 4 à 8 \times I_n .
- Démarrage brutal.

B.1.4- Applications :

- Moteur de petite puissance (7 CV) ou de puissance très faible par rapport à la puissance du réseau.
- Machine entraînée ayant un fort couple de démarrage.
- Moteur de levage.

B.2) Le démarrage étoile-triangle.

Ce démarrage ne peut s'appliquer qu'aux moteurs dont toutes les extrémités d'enroulements sont sorties sur la plaque à bornes, et dont le couplage triangle correspond à la tension du réseau [9].

Exemples [9] :

- Pour un réseau 220 V : moteur 220/380 V.
- Pour un réseau 380 V : moteur 380/660 V.

Le démarrage s'effectue en deux temps [8]:

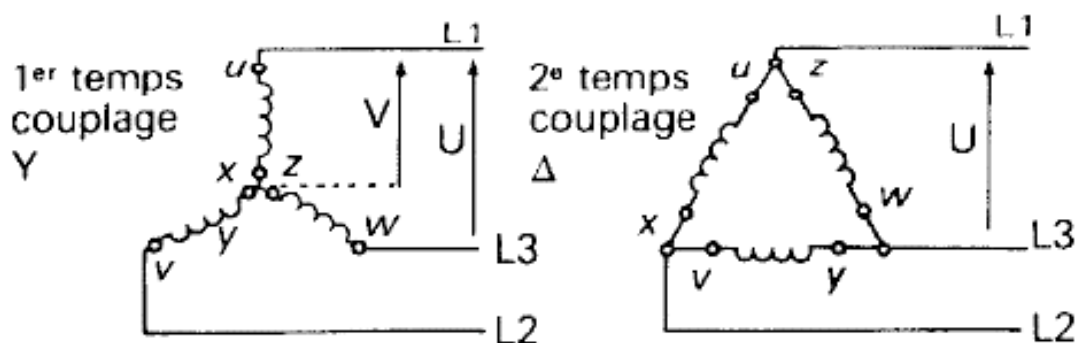


Figure 4 : Temps de démarrage étoile-triangle

1^{er} temps : mise sous tension et couplage étoile des enroulements.

Le moteur démarre à tension réduite :

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

2^{ème} temps : suppression du couplage étoile et mise en couplage triangle. Le moteur est alimenté à pleine tension.

B.2.1- Caractéristiques

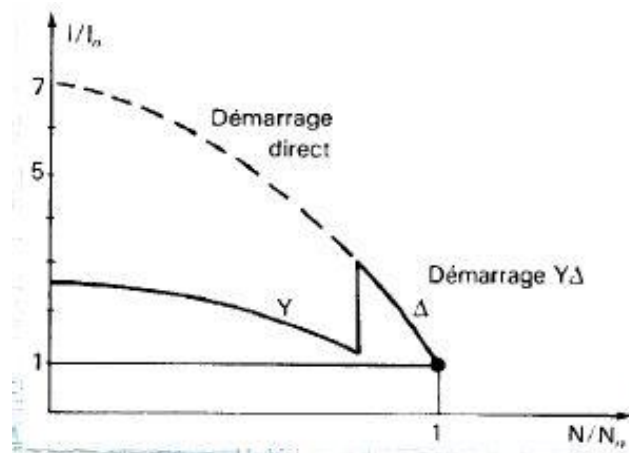


Figure 5 : Courbe de l'intensité du démarrage étoile-triangle

Cette courbe $I_n = f(N)$ nous montre que l'appel de courant au moment du démarrage est le tiers de l'appel au démarrage direct en triangle.

$I_D = 1,3 \text{ à } 2,6 I_n$

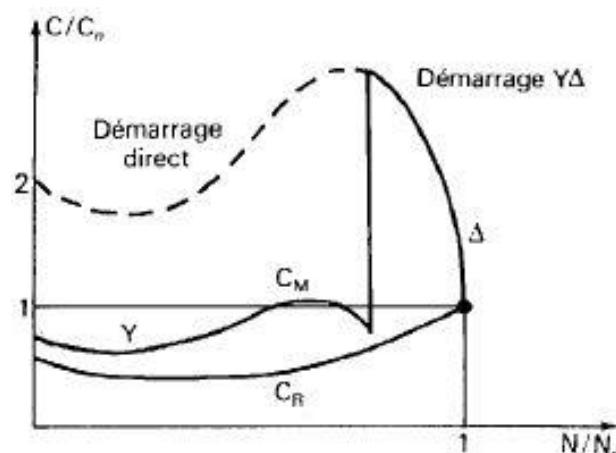


Figure 6 : Courbe du couple du démarrage étoile-triangle

Le couple étant proportionnel au carré de la tension appliquée, la tension étant : $\frac{U}{\sqrt{3}}$, le couple est sensiblement 3 fois plus faible qu'en démarrage direct, c'est-à-dire :

$$C_D = 0,2 \text{ à } 0,5 C_n$$

B.2.2- Avantages :

- Appel de courant en étoile réduit au 1/3 de sa valeur en direct [8,9].
- Faible compilation de l'appareillage.

B.2.3- Inconvénients [8, 9]

- Couple réduit au 1/3 de sa valeur en direct.
- Coupure lors du passage étoile-triangle.

B.2.4- Applications [9] :

- Limité aux machines démarrant à vide ou presque.
- Machines-outils.
- Transmissions à vide
- Machines à bois
- Ventilateurs.

B.3) Démarrage par résistances statoriques

L'alimentation à tension réduite est obtenue dans un premier temps par la mise en série, dans le circuit, d'une résistance qui est ensuite court-circuitée généralement en un seul temps [9].

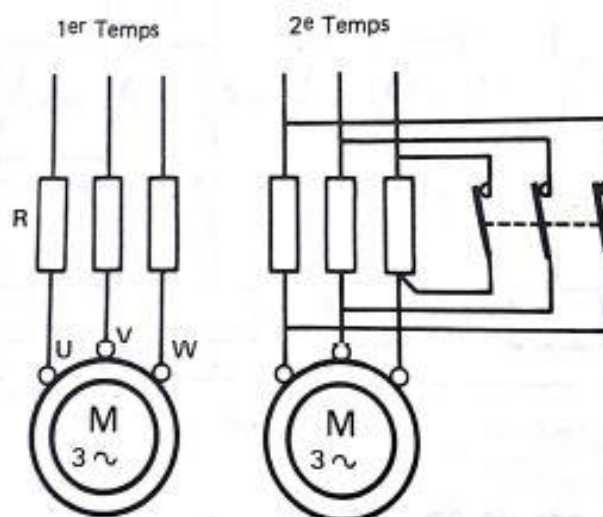


Figure 7 : Temps de démarrage statoriques

B.3.1- Caractéristiques [9] :

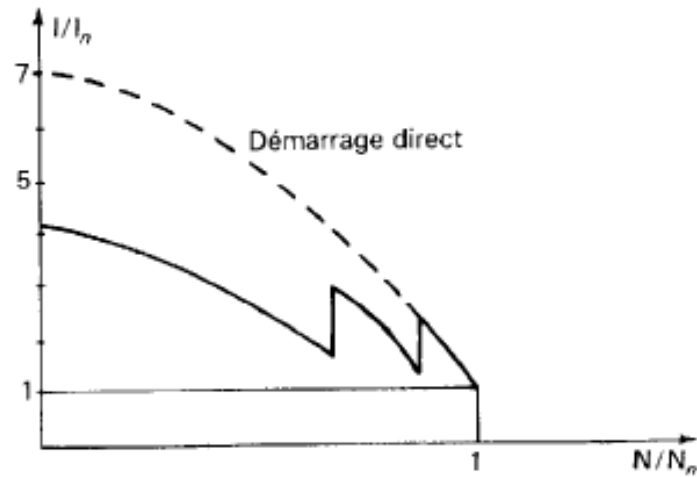


Figure 8 : Courbe de l'intensité du démarrage statorique

Le couplage des enroulements du moteur n'est pas modifié au cours du démarrage, l'intensité n'est réduite que proportionnellement à la tension appliquée au moteur.

L'intensité est maximale au début du démarrage puis elle diminue pour atteindre la valeur nominale.

$$I_D = 4,5 I_n$$

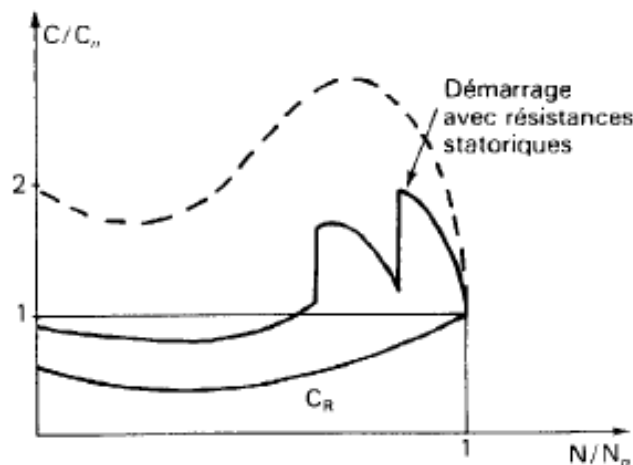


Figure 9 : Courbe du couple du démarrage statorique

Le couple initial est relativement faible pour une pointe de courant assez importante. Il est réduit comme le carré de la diminution de la tension.

$$C_D = 0,75 C_n$$

B.3.2- Avantages [8] :

- Choix à volonté du couple de démarrage.
- Transition sans coupure.
- Prix d'achat faible en plus du moteur : une résistance et un contacteur par cran.

B.3.3- Inconvénients [9]:

- Le couple de démarrage est diminué par rapport à un démarrage direct, il est de l'ordre de 0,75 fois le couple nominal.
- A éviter pour des démarrages fréquents.

B.3.4- Applications [8, 9] :

- Machine démarrant sous faible couple, même si celui-ci augmente au cours de la mise en vitesse.
- Machines à bois.
- Machines-outils.
- Ventilateurs.
- Pompes

B.4) Démarrage par autotransformateur

Au moment du démarrage, la tension est réduite au moyen d'un auto-transformateur [9].

1^{er} temps : auto-transformateur monté en étoile, le moteur est alimenté à tension réduite.

2^{ème} temps : ouverture du point étoile, seule la self de la partie supérieure de l'enroulement limite le courant.

3^{ème} temps : alimentation du moteur sous pleine tension.

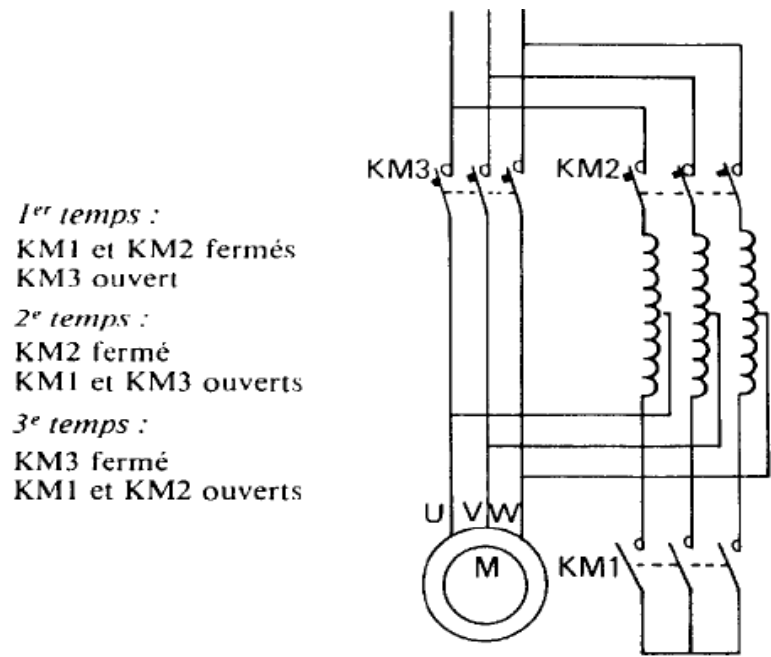


Figure 10 : Temps de démarrage par auto-transformateur

B.4.1- Caractéristiques [8]:

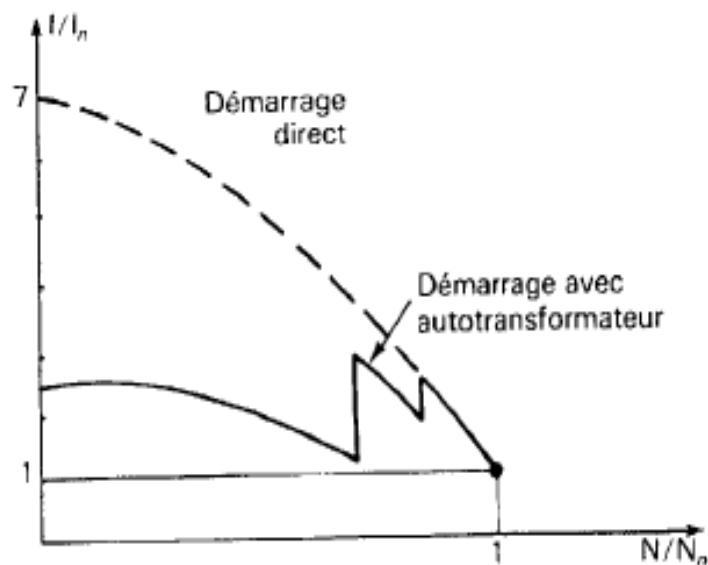


Figure 11 : Courbe de l'intensité du démarrage par auto-transformateur

Le courant à l'intérieur de chaque enroulement est réduit dans le rapport de la tension. Souvent, plusieurs prises sont prévues sur l'auto-transformateur ce qui permet d'ajuster la tension de démarrage, donc l'intensité en fonction de la machine entraînée.

$$I_D = 1,7 \text{ à } 4 I_n$$

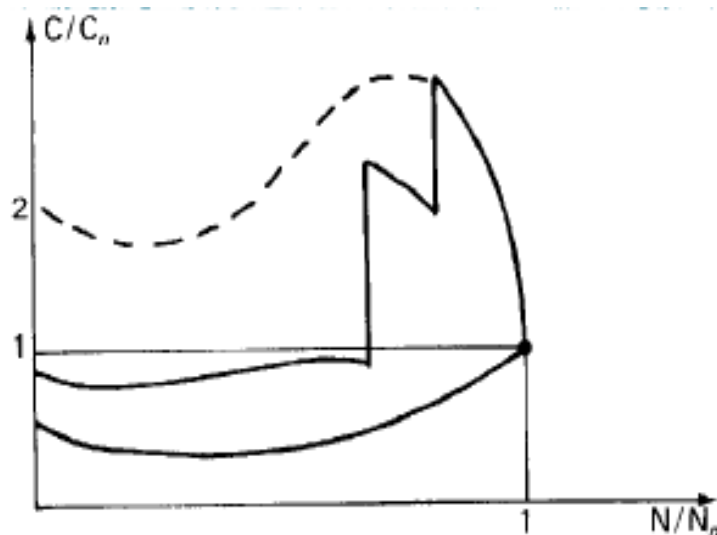


Figure 12 : Courbe du couple de démarrage par auto-transformateur

Le couple est réduit proportionnellement au carré de la tension.

On obtient un couple plus élevé avec une pointe d'intensité plus faible que pour les autres procédés de démarrage.

$$C_D = 0,4 \text{ à } 0,85 C_n$$

B.4.2- Avantages [9]:

- Possibilité de choisir le couple de décollage.
- Réduction, dans le même rapport, du couple et de l'appel de courant.
- Démarrage en trois temps sans coupure.

B.4.3- Inconvénients [9] [8] :

- Prix d'achat élevé.
- Il faut un transformateur spécial et trois contacteurs.

B.4.4- Applications [9] :

Ce système présente le plus d'avantages techniques. Il est utilisé, en général, pour les machines de puissance supérieure à 100 kW et convient bien pour les compresseurs rotatifs à piston, les pompes, les ventilateurs.

B.5) Démarrage par résistances rotorique

On utilise obligatoirement un moteur asynchrone triphasé à rotor bobiné en étoile avec sorties sur trois bagues [9].

Ce moteur est analogue à un transformateur dont le primaire serait le stator et le secondaire le rotor. On limite le courant secondaire et par conséquent l'intensité absorbée au primaire en insérant des résistances dans le circuit rotorique, que l'on élimine au fur et à mesure que le moteur prend de la vitesse [9].

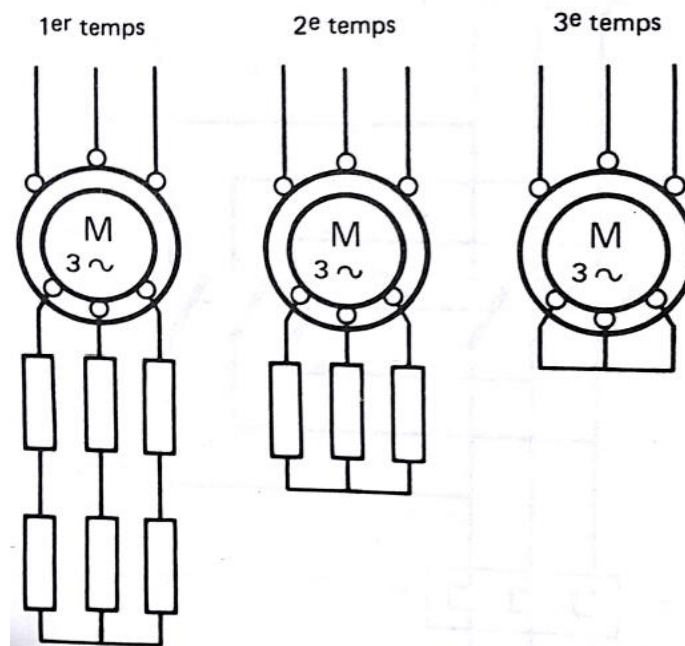


Figure 13 : Temps de démarrage rotorique

B.5.1- Caractéristiques [9]:

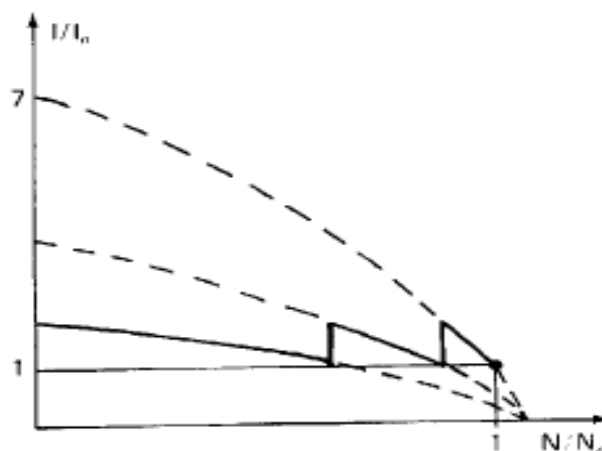


Figure 14 : Courbe de l'intensité du démarrage rotorique

Le courant absorbé est sensiblement proportionnel au couple fourni ou très peu supérieur.

Exemple : pour un couple de démarrage $C_D = 2,5 C_n$ l'intensité sera sensiblement de $2 I_n$.

$$I_D < 2,5 I_n$$

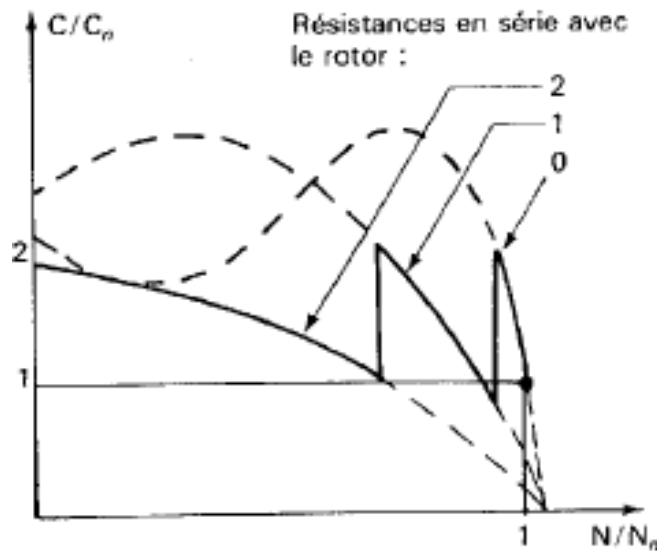


Figure 15 : Courbe du couple du démarrage rotorique

On obtient fréquemment des couples de démarrage égaux à 2,5 fois le couple nominal sans surintensité excessive.

On peut encore réduire les points de surintensité en augmentant le temps de démarrage.

$$C_D < 2,5 C_n$$

B.5.2- Avantages [8]:

- Démarrage très souple.
- L'appel de courant est, pour un couple de démarrage donné, le plus faible par rapport à tous les autres modes de démarrage.
- Possibilité de choisir, par construction, le couple et le temps de démarrage.
- Surintensité faible au démarrage.

B.5.3- Inconvénients [9]:

- Utilisable seulement sur les moteurs à bagues plus onéreux et moins robuste qu'un moteur à cage.
- Equipement nécessitant autant de contacteurs et de résistances que de temps de démarrage.

B.5.4- Applications [8, 9]:

- Machines démarrant en charge.
- Machines qui ont un temps de démarrage long et qui sont démarrées plusieurs fois.
- Machine dont le démarrage nécessite une mise en vitesse progressive.

B.6) Démarrage par démarreur progressif [10]

Le démarreur progressif gère en continu la tension depuis une valeur de départ sélectionnable jusqu'à cent pour-cent. Le couple et le courant augmente ainsi de manière continue. Il existe deux manières de démarrer progressivement un moteur électrique, à savoir le démarrage sur rampe de tension et le démarrage sur limite de courant.

B.6.1- Démarrage sur rampe de tension

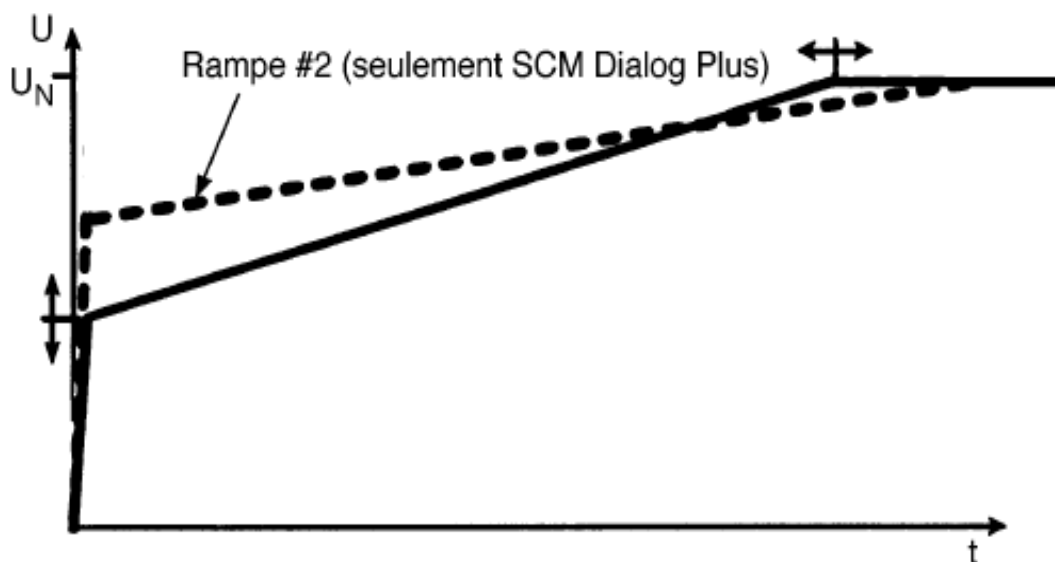


Figure 16 : Courbe du démarrage sur rampe de tension

Lors du démarrage sur rampe de tension, le temps de démarrage ou d'accélération et le couple initial de décollage sont fixés. Le démarreur progressif augmente linéairement la tension aux bornes du moteur depuis une valeur prédéfinie (tension de départ) jusqu'à la tension du réseau. Une faible tension du moteur au départ du processus a pour conséquence un couple moteur plus faible et entraîne ainsi un cycle d'accélération progressif.

Lors du démarrage progressif sur rampe de tension, le courant augmente jusqu'à une valeur maximale et il redescend à la valeur nominale en atteignant la vitesse nominale du moteur. Cependant, si une certaine valeur de courant ne doit pas être dépassée, il est alors possible de choisir le démarrage sur limite de tension.

B.6.2- Démarrage sur limite de courant

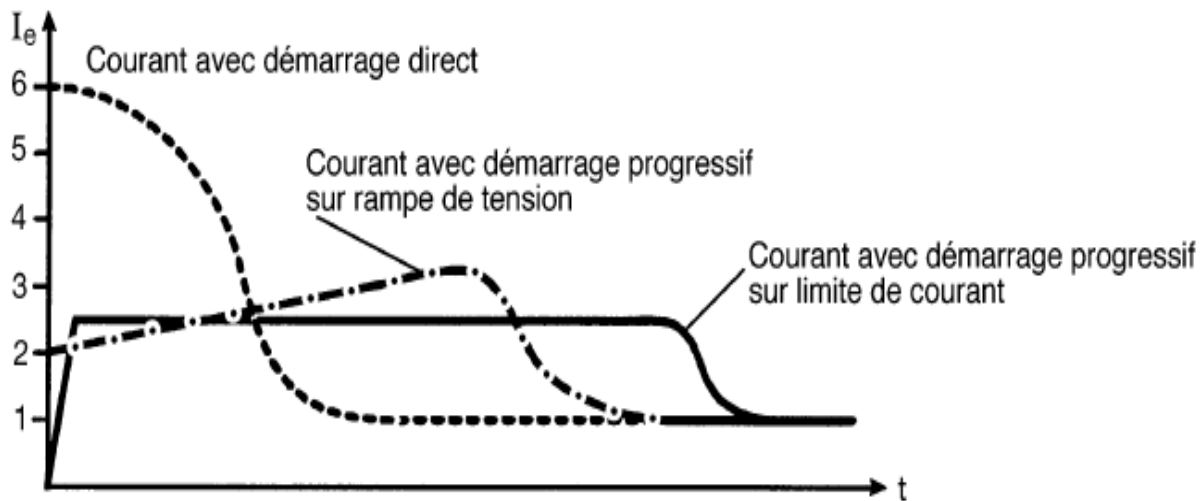


Figure 17 : Courbe du démarrage sur limite de courant

Le courant augmente selon une certaine rampe jusqu'à la valeur maximale définie ; il redescend à la valeur nominale en atteignant la vitesse nominale du moteur. Le moteur ne peut ainsi tirer qu'un certain courant de démarrage, cette méthode est souvent demandée par les distributeurs d'électricité dans les cas où un gros moteur (aération, pompe...) doit être connecté au réseau.

B.6.3- Avantages :

- Démarrage sans à coup
- Montée progressive en vitesse
- Limitation de l'appel du courant lors du démarrage
- Usure réduite des systèmes mécaniques de transmission

B.6.4- Limites :

- Prix d'achat élevé.

B.6.5- Applications :

Démarrages qui nécessitent des variations de couple ou diminutions de courant.

B.7) Démarrage par variateur de vitesse [10]

Le variateur de vitesse est un appareil électrique qui transforme la fréquence et la tension en grandeurs variables, commande la vitesse des moteurs à courant alternatif. Le variateur peut être subdivisé en trois parties principales comme présenté sur la figure.

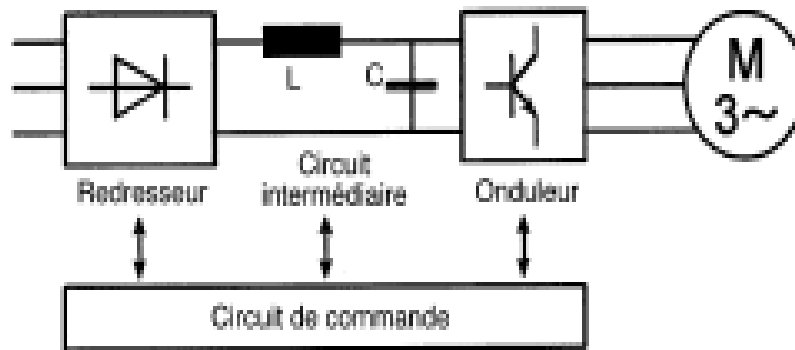


Figure 18 : Schéma de principe d'un variateur de vitesse (convertisseur de fréquence)

B.7.1- Le redresseur

Le redresseur est raccordé au réseau de courant alternatif et il fournit une tension continue pulsée. Il comprend soit des diodes, soit des thyristors. Le redresseur avec diodes est appelé un redresseur à commutation naturelle et celui avec des thyristors, un redresseur à commutation forcée. Les ponts avec diodes sont utilisés pour des puissances de moteur allant jusqu'à environ 22 kW.

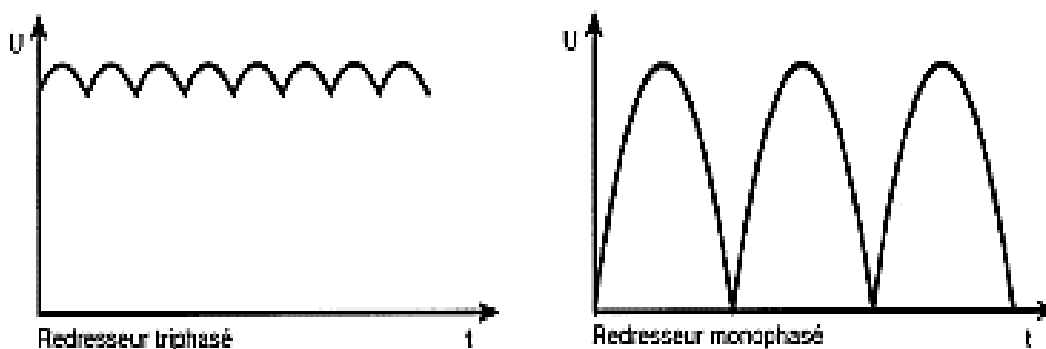


Figure 19 : Tension continue pulsée

B.7.2- Circuit intermédiaire

Il stocke et lisse la tension continue pulsée. Il peut être considéré comme un accumulateur dans lequel le moteur puise son énergie, en passant par l'onduleur. Le condensateur C stocke l'énergie côté réseau, ce qui nécessite une importante capacité. Le moteur connecté au démarreur soutire de l'énergie au circuit intermédiaire, ce qui décharge partiellement le condensateur. La décharge du condensateur ne peut se produire que si la tension du réseau est plus élevée que la tension du circuit intermédiaire. L'énergie est ainsi tirée du réseau lorsque la tension du réseau est au voisinage de son maximum.

Onduleur :

A partir de la tension continue, l'onduleur génère de nouveau un courant alternatif, avec la fréquence et la tension voulues. Le moteur est connecté à la sortie de l'onduleur. Le courant continu est changé en courant alternatif par l'onduleur avec une fréquence et une tension variables. Différents semi-conducteurs sont utilisés : GTO (Gate Turn Off Thyristor-thyristor blocable), FET (Field Effect Transistor-transistor à effet de champ), IGBT (Insulate Gate Bipolar Transistor-transistor bipolaire à grille isolée). Les variateurs modernes sont la plupart équipés de transistors IGBT. Les IGBT de nouvelle génération permettent de gérer des puissances allant jusqu'à 350 kW. Pour passer d'un réseau de tension continue à un réseau de tension alternatif avec tension et fréquence variable, les éléments de l'onduleur travail comme des commutateurs (commandés par microprocesseur) et selon la fréquence, ils commutent la tension négative et la tension positive sur les enroulements du moteur. La variation de fréquence et de tension se fait avec la modulation d'impulsion en durée MID (MLI).

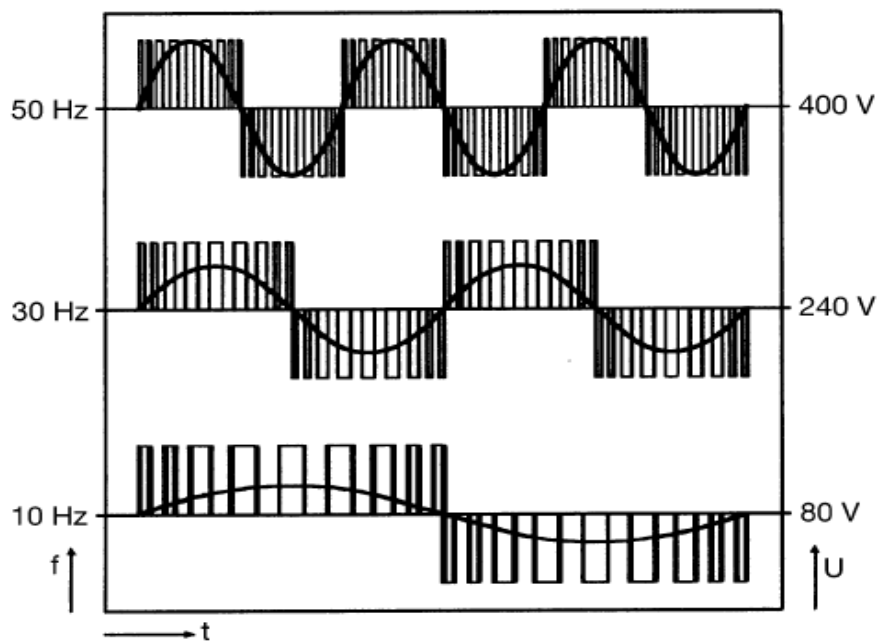


Figure 20 : Principe de la modulation d'impulsion en durée

Circuit de commande :

L'électronique du circuit de commande peut recevoir et envoyer des signaux en direction du redresseur, du circuit intermédiaire, et de l'onduleur. Les signaux sont générés et exploités par un microprocesseur intégré dans l'appareil.

B.7.3- Avantages :

- Courant de démarrage limité environ 1,5 fois le courant nominal
- Démarrage progressif sans à-coup
- Variation possible de la vitesse à partir de zéro jusqu'à une valeur supérieure à la vitesse de synchronisme
- Couple de démarrage élevé de l'ordre de 1,5 fois le couple nominal.

B.7.4- Limites :

- Prix d'achat élevé

B.7.5- Applications :

Tout système fonctionnant avec vitesse réglable.

4. Comparaison entre les différents types de démarrages

Tableau 2 : Comparaison des différents modes de démarrages

Type de démarrage	Direct	Etoile-triangle	Statoriques	Rotoriques	Auto-transformateur	Démarrateur progressif	Variateur de vitesse
Courant de démarrage	4 à 8 In	1,3 à 2,6 In	4,5 In	<2,5 In	1,7 à 4 In	2 In	1,5 In
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Simple ✓ Important couple ✓ Temps de démarrage minimal 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Courant réduit au 1/3 ✓ Appareillage simple 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Choix du couple ✓ Transition sans coupure ✓ Faible prix 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Souple ✓ Faible appel de courant ✓ surintensité 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ choix du couple ✓ appel de courant réduit ✓ démarrage sans coupure 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ sans à coup ✓ vitesse progressive ✓ appel de courant limité ✓ usure réduite des pièces 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ courant limité ✓ démarrage sans à-coup ✓ vitesse variable ✓ couple élevé
Limites	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fort courant de démarrage ✓ Démarrage brutal 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Couple réduit au 1/3 ✓ Coupure au passage Y-Δ 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Couple réduit ✓ A évité pour démarrage fréquents 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Moteur à bague ✓ Nécessite plusieurs contacteur et résistances 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coûteux ✓ Transformateur spécial 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Très couteux 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coût très onéreux
Applications	<ul style="list-style-type: none"> • Petite puissance (7CV) • Machine à fort couple 	<ul style="list-style-type: none"> • Machines-outils • Machines à bois • Ventilateurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Machine à démarrage souple • Machines à bois • Ventilateurs • Pompes • Machines-outils 	<ul style="list-style-type: none"> • Machines à démarrage fréquent • Machines à démarrage progressif 	<ul style="list-style-type: none"> • Machines a puissance élevée (>100 kW) • Compresseurs à piston • Pompes • ventilateurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Machines demandant des variations de couple ou diminutions de courant 	<ul style="list-style-type: none"> • Tout système à vitesse réglable
Coût du démarrage	<ul style="list-style-type: none"> • 0 FCFA 	<ul style="list-style-type: none"> • 105 000 FCFA (7,5 kW) 			<ul style="list-style-type: none"> • 1 000 000 FCFA (100 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 260 000 FCFA (7,5 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 750 000 FCFA (7,5 kW)

Au regard des avantages et limites présentés par chacun des types de démarrage présentés dans le tableau 1 , nous dimensionnerons un système PV pour le démarrage direct et par la suite nous dimensionnerons des systèmes PV pour les types de démarrages les mieux adaptés à l'utilisation sur les moulins à savoir les variateurs de vitesse, les démarreurs progressifs et le démarrage étoile-triangle.

Tous ses dimensionnements nous permettrons de voir l'influence du type de démarrage sur la taille du système PV à mettre en œuvre.

III. CONCEPTION D'UN SYSTEME PV POUR BOYEURS DE CEREALES EN ZONE RURALE

1. Revue des techniques de dimensionnement des systèmes PV

A. Méthode de Prédimensionnement [11]

Cette méthode se résume en dix (10) étapes qui sont :

Étape 1 : choix de la tension nominale du système

Elle consiste à recenser les différents appareils de l'installation, leurs caractéristiques électriques et le temps de fonctionnement journalier, faire un bilan de puissance estimatif en prenant comme rendement les valeurs le plus faibles de la plage des rendements existants et choisir la tension du générateur PV puis dresser le schéma synoptique de l'installation.

Le tableau 3 donne les tensions recommandées pour les systèmes PV en fonction de la puissance.

Tableau 3 : Tensions en fonction des puissances

Puissance du champ PV (kW)	0-0,5	0,5-2	2-10	>10
Tension recommandée (VDC)	12	24	48	>48

Étape 2 : choix du convertisseur (CC/CC) et de l'onduleur (CC/CA)

- Déterminer la puissance totale rectifiée en aval du convertisseur et de l'onduleur
- Choisir le convertisseur ou/et l'onduleur dans le catalogue fournisseur sur la base de :
Convertisseur CC/CC : $I_n (A) \geq I_{\text{aval}} \text{ calculé } (A)$
Onduleur CC/CA : $P_n (VA) \geq k \times P_2 (VA)$

k facteur compris entre 2 et 3 pour tenir compte des appels de courant au démarrage des appareils (si l'installation comporte des moteurs, il est préférable de prendre $k=3$).

Attention

Certains onduleurs admettent une surcharge pendant quelques secondes. Dans ce cas, comparer l'expression $k \times P_2$ à la puissance de surcharge (P_{sur}) de cet onduleur. On doit avoir :

$$P_{sur} > k \times P_2.$$

Étape 3 : estimation des besoins journaliers d'électricité (Wh/j).

Cette étape consiste à :

- Estimer le besoin énergétique (énergie consommée) journalier de l'installation. On rappelle que :

$$B_j \text{ (Wh)} = P \text{ (W)} \times t \text{ (h)}. \quad (1)$$

- Calculer le courant total vu du côté de la batterie (SI) avec : $I \text{ (A)} = \frac{P \text{ (W)}}{U \text{ (V)}}$

On se donnera un coefficient de sécurité compris entre 10% et 20%

Étape 4 : estimation de la capacité de la batterie d'accumulateur (Ah)

Les données nécessaires pour la détermination de la capacité de la batterie en plus de l'énergie totale journalière B_j sont :

- Rendement d'une batterie d'accumulateurs R_{bat} : Typiquement de 75% à 90 %
- Tension nominale de la batterie d'accumulateurs V_{bat} : (12V, 24V, 48V, etc.)
- Décharge profonde des accumulateurs DM : en % : 20 % à 30% pour batterie de voiture et 50% à 80% pour batterie solaire
- Nombre de jours de stockage : J_{raut} : 1 à 5 jours suivant le nombre maximum de jours consécutifs sans soleil. On retiendra 3 jours pour les petits systèmes PV dédiés aux besoins domestiques (éclairage, TV, radio, etc.). Pour un système dont la disponibilité est critique, il faut indiquer une autonomie plus élevée.

La capacité de la batterie d'accumulateurs (Ah) est :

$$c_{bat \min} \text{ (Ah)} = \frac{\text{Charge journalière } B_j \text{ (Wh/j)}}{V_{bat} \text{ (V)} \times R_{bat} \times DM} \times J_{raut} \quad (2)$$

Remarques : La capacité de la batterie d'accumulateurs **C_{bat}** doit être supérieure ou égale à la capacité minimale calculée et dépend des batteries disponibles sur le marché (consulter documents constructeurs)

Nombre d'accumulateurs en série :

$$N_{as} = \frac{V_{bat}}{V_{acc}} \quad (3)$$

Nombre de branches en parallèle :

$$N_{bp} = \frac{C_{bat\min}}{C_{acc}} \quad (4)$$

Etape 5 : estimation du rayonnement

Il est nécessaire de consulter la carte de rayonnement solaire de votre région ou à défaut, se renseigner au service de la météorologie. Le rayonnement du mois le moins ensoleillé de l'année sera retenu afin d'obtenir la production d'électricité requise durant cette période. Le rayonnement est habituellement exprimé en kWh/m²/j ou en heures de plein ensoleillement (heures x 1000W/m²).

Remarque : Les rayonnements donnés par les cartes solaires ou par la météorologie sont des valeurs obtenues sur le plan horizontal. Ces valeurs doivent être ramenées sur le plan des modules photovoltaïques (plan incliné).

Des données de rayonnement journalier moyen mensuel sur le plan des modules peuvent être obtenues par calcul logiciel. Consulter les sites suivants :

- www.retscreen.net : télécharger le gratuiciel « Installation photovoltaïque version 3.2 de RETScreen International (choix multiple de langues)
- www.nrel.gov/homer: Logiciel HOMER, The Micropower Optimization Model, maintenant commercialisé mais vous pouvez toujours télécharger la version gratuite (180 jours) en version anglaise uniquement
- www.pvsyst.com: logiciel PVSYST 5.01 Institut of Environmental Sciences (ISE) Université of Geneva avec 10 jours d'essai gratuit
- www.meteonorm.com: logiciel meteonorm (essai gratuit 10 jours)

Étape 6 : Estimation de la puissance du champ PV (Wc)

$$P_{c\min}(Wc) = \frac{\text{Charge journalière (Bj)}}{H_i(h/j) \times R_{bat} \times R_{gen}} \quad (5)$$

- Bj (Wh/j) : Charge journalière
- Hi (kWh/m²/j) : Rayonnement moyen journalier du mois sur le plan des panneaux solaires (plan incliné)
- Rgen (%): Rendement du générateur photovoltaïque (Pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, etc.). Valeur typique 80%
- Rbat (%): Rendement de la batterie d'accumulateurs

En fonction des modules photovoltaïques disponibles, on déterminera le nombre de modules en série et le nombre de branches parallèle par les expressions suivantes :

Nombre de modules en série :

$$N_{MS} = \frac{V_{gen}}{V_m} \quad (6)$$

Nombre de branche parallèle :

$$N_{BPM} = \frac{P_{c\min}}{P_m \times N_{MS}} \quad (7)$$

Ou V_{gen}, V_m, P_m représentent respectivement la tension du générateur PV, la tension nominale d'un module PV, et la puissance nominale d'un module.

Étape 7 : calcul des ratios de vérification

Les ratios suivants doivent être vérifiés pour une adéquation entre le générateur, la batterie et les besoins énergétiques.

- Degré de décharge quotidienne

$$Ddp = \frac{Bj(Wh/j)}{C_{bat}(Ah) \times V_{bat}(V)} \leq \frac{DM}{J_{rau}} \quad (8)$$

- Ratio 1 :

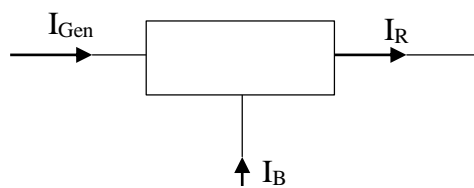
$$R_1 = \frac{P_c \text{ générateur}(Wc) \times H_i(h/j) \times R_{Gen} \times R_{bat}}{B_j(Wh/j)} > 1 \quad (9)$$

- Ratio 2 :

$$R_2 = \frac{C_{bat}(bat)}{I_{cc} \times N_{bp}} \in [20, 40] \quad (10)$$

Les trois conditions étant simultanément remplies, la compatibilité entre les besoins énergétiques journaliers, le générateur PV et la batterie d'accumulateurs est vérifiée.

Etape 8 : choix du régulateur de charge/décharge



Le régulateur doit supporter au moins les intensités suivantes :

- Intensité maximale de court-circuit générée par le générateur : $I_{Gen} = I_{sc} \times N_{bp}$
- Intensité nominale de la totalité (fonctionnement simultané) des récepteurs alimentés par le régulateur $I_R = \Sigma I$

Les caractéristiques du régulateur seront donc :

- Intensité nominale du régulateur: $I_{nr} \geq \text{Max}(I_{Gen}; I_R)$,
- Tension nominale (12, 24 ou 48 Vcc) : elle doit être celle du champ photovoltaïque

Etape 9 : choix des fusibles de protection

La protection d'un champ photovoltaïque est réalisée à l'aide de fusible installé sur chaque branche. Le choix des fusibles doit tenir compte de :

- **Tension** : La tension de fonctionnement d'un fusible doit être de 1,15 fois la tension à vide dans les conditions STC des modules raccordés série (**1,15 x V_{co} x N_s**).
- **Calibre fusible** : Le calibre des fusibles doit être compris entre 1,5 et 2 fois le courant I_{sc} (stc) de chaque chaîne. Les calibres sont : 4A, 6A, 8A, 12A, 16A, 20A
- Dans le cas des modules photovoltaïques les valeurs de courant de court-circuit générées lors d'un défaut sont de l'ordre de deux à trois fois le courant nominal, les fusibles standards ne sont pas adaptés à ce type de protection et ne peuvent pas être utilisés. Ces

faibles valeurs de surintensité ont nécessité le développement de fusibles dédiés aux installations photovoltaïque capables d'éliminer ce type de défaut.

Les informations nécessaires pour définir une bonne protection sont :

- N_s , nombre de modules en série
- N_p , nombre de branches en parallèle
- I_{sc} (STC), courant de court-circuit de la branche
- V_{co} (STC), tension en circuit ouvert de la branche

Etape 10 : choix des câbles de liaison

Il est nécessaire de constituer un plan électrique global de l'installation avant de calculer toutes les sections des câbles. Il faut également avoir une idée assez précise de l'implantation physique des composants pour réduire les distances entre les composants du système photovoltaïque afin de minimiser les chutes de tension qui constituent des pertes d'énergie. Les règles de base suivantes seront appliquées dans le choix du câblage (longueur, section) :

- *Ne jamais mettre de câbles plus longs qu'il n'est strictement nécessaire.*
- *Organiser au mieux la répartition des éléments du système PV pour réduire les longueurs de câbles nécessaires.*
- *Augmenter la section des câbles de façon à réduire les chutes de tension dans les câbles*
- *La chute de tension maximale admissible (voir guide UTE C15-712) relative aux installations ne doit pas excéder 3% de la tension nominale dans la partie DC (idéalement 1%).*

Avant tout la section du câble choisie doit pouvoir supporter la contrainte thermique du courant. Le tableau 4 donne la section des conducteurs cuivre en fonction de l'intensité maximale que le conducteur peut supporter.

Tableau 4 : Sections des câbles en fonction des courants

Section des câbles (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant maximum (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125	160	195	220	250	285	340	395

B. Méthode du dimensionnement [12]

Calcul du besoin en énergie

Pour chaque appareil consommateur, la consommation journalière (en Wh/j) est définie à partir de sa puissance (en W) et de sa durée d'utilisation, afin d'en déduire la consommation totale journalière.

Le besoin en énergie est défini par la formule suivante :

$$E(\text{Wh} / j) = P \times t / \eta \quad (11)$$

E : besoin journalier en énergie (Wh/j)

P : la puissance du récepteur en (W)

t : le temps de fonctionnement du récepteur (W)

η : le rendement du convertisseur (CC/CA)

Calcul de la puissance crête de l'installation

Le calcul de la puissance crête tient compte de la consommation totale journalière, de l'ensoleillement du mois le plus faible de l'année et du coefficient de perte

La puissance crête de l'installation PV est donnée par :

$$P_c = \frac{Q_{total} \times 1000}{E_{sol} \times C_p} \quad (12)$$

P_c : Puissance crête de l'installation PV

Q_{total}: Consommation journalière (Wh/j)

E_{sol}: Ensoleillement le plus faible de l'année (Wh/m²/j)

C_p: Coefficient de perte global compris entre 0,65 et 0,9

Choix de la tension de l'installation

Le choix de la tension du générateur PV doit tenir compte de la puissance de l'installation. En règle générale, plus la puissance est élevée, plus la tension est élevée afin de réduire les déperditions dans les câbles

Le tableau 5 indique des valeurs pour la tension de sortie selon la valeur de la puissance crête.

Tableau 5 : Tensions en fonction des puissances crêtes

Puissances crête KW	Tension de sortie recommandée (V)
0-0,5	12
0,5-2	24
2-10	48
>10	>48

Calcul du stockage de l'énergie d'une installation PV

Le rôle des batteries est de stocker une quantité d'énergie suffisante pour subvenir aux absences d'ensoleillement temporaires pendant quelques heures, voire plusieurs jours. La capacité des batteries dépend des besoins énergétiques, de l'autonomie sans apport solaire (jours d'autonomie) d'une part et, d'autre part, la profondeur de décharge et de l'effet de la température.

La capacité des batteries est donnée par :

$$Q = \frac{N_a \times E}{U \times \eta_p \times \eta_t} \quad (13)$$

Q : la capacité nominale de la batterie (Ah)

N_a : nombre de jours d'autonomie (jour)

E : besoin énergétique journalier (Wh)

U : tension continue du système (V)

η_p : profondeur de décharge (compris entre 0 et 1)

η_t : coefficient réducteur de température (compris entre 0 et 1)

Dimensionnement du régulateur

Pour dimensionner le régulateur, il faut prendre en considération trois éléments principaux :

- La tension nominale entre les panneaux et les batteries : le régulateur doit pouvoir accepter cette tension (12, 24 ou 48 V). Les régulateurs acceptent des plages de tension plus ou moins larges ;
- L'intensité maximale du régulateur (courant d'entrée) : l'intensité du régulateur doit être supérieure à l'intensité de court-circuit des panneaux auxquelles il est relié. Il est recommandé de prendre 1,5 fois le courant de court-circuit.
- L'intensité maximale de sortie : elle ne concerne que les régulateurs de charge-décharge qui doivent accepter le courant maximal appelé simultanément par les récepteurs. Cette intensité maximale doit prendre en compte également les courants transitoires élevés produits lors des démarrages de certains appareils électriques.

Dimensionnement de l'onduleur

Pour une installation autonome, l'onduleur est dimensionné en fonction des caractéristiques des modules, des batteries et des récepteurs fonctionnant uniquement en courant alternatif.

Les paramètres de dimensionnement sont :

- La tension d'entrée (12, 24 ou 48 V), c'est la tension CC délivré par le générateur PV ou par le système de stockage.
- La tension de sortie (230 VAC à 50 Hz)
- La puissance nominale : elle correspond à la puissance que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement permanent, c'est-à-dire la somme des puissances de toutes les charges électriques susceptibles d'être utilisés en même temps.
- La puissance maximale (50 % de la puissance nominale) : c'est la surcharge importante provenant du démarrage de certains moteurs, surcharge importante que l'onduleur doit accepter pendant une très courte durée.

2. Conception d'un système PV pour broyeurs de céréales : contraintes et verrous technologiques

La charge à alimenter est un moteur asynchrone triphasé qui entraîne un broyeur à meules. Celui-ci fonctionne environ quatre heures (4 h) de temps par jour selon les informations recueillis lors de notre enquête.

Les caractéristiques de ce moteur sont dans le tableau 6.

Tableau 6 : Caractéristiques du moteur asynchrone

Moteur électrique VEM						
Puissance (Kw)	Vitesse de rotation (tr/min)	Rendement(η)	Cos ϕ	Courant nominale I_N	$\frac{I_D}{I_N}$	Tension nominale (U_N)
7,5	1450	0,87	0,84	15,5 A	6	380V

A. Système PV pour l'alimentation directe du moteur

Ce système est composé de panneaux PV, d'un régulateur, de batteries et d'onleurs. Le dimensionnement de tout le système a été effectué selon la méthode du prédimensionnement. Cette méthode comprend dix (10) étapes.

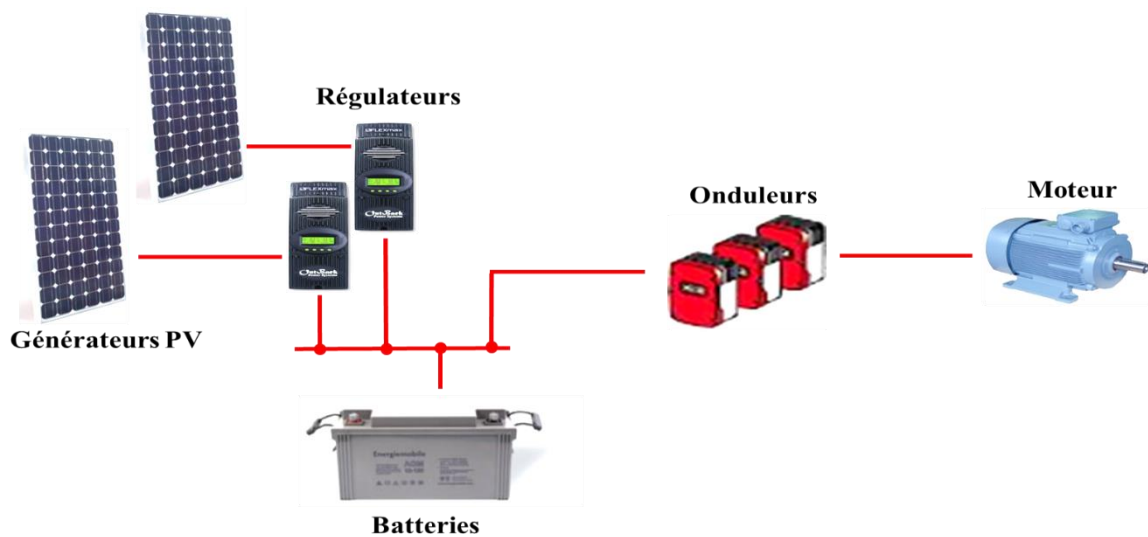


Figure 21 : Synoptique du système PV pour alimentation direct du moteur

Etape1 : choix de la tension nominale du système

La détermination de la puissance rectifiée (P_r) du moteur a été faite sur la base de la puissance absorbée du moteur et du rendement de l'onduleur (0,96), elle est calculée à partir de la formule suivante :

$$P_{abs_mot} = \frac{P_U}{\eta} \tag{14}$$

Pour une puissance utile du moteur de 7,5 kW et un rendement de 0,87. Nous obtenons une puissance absorbée de **8,6 kW**.

$$P_r = \frac{P_{abs_mot}}{Rend_{onduleur}} \quad (15)$$

Ce qui nous donne une puissance rectifiée de **9 KW**. En se référant au tableau donnant la tension du système PV en fonction de leur puissance, la tension de notre système est de **48 V_{DC}**.

Etape 2 : choix de l'onduleur

Le courant du moteur est alternatif il faut donc un composant à l'aval du champ PV qui convertira le courant continu des panneaux solaires en courant alternatif.

La puissance apparente de l'onduleur est de *k* fois la puissance apparente du moteur. Ou *k* est un facteur compris entre 2 et 3 tenant compte de l'appel de courant du récepteur [11]. Ce facteur *k* est égale à 3 pour les petits moteurs jusqu'à 3 kWh, pour notre cas d'étude nous prenons *k* égale au rapport du courant de démarrage sur le courant nominal du moteur est de 6.

$$P_{app_mot} (VA) = \frac{P_{abs_mot} (W)}{COS\phi_{moteur}} \quad (16)$$

La puissance apparente du moteur est de : **1026 VA**

$$P(VA) = k \times P_{app_mot} (VA) \quad (17)$$

Avec *k* = 6

Ainsi, la puissance apparente de l'onduleur est de **61576 VA**, vue que notre moteur est un moteur triphasée nous choisirons trois onduleurs monophasée que nous mettrons en parallèle dont la somme de leurs puissances est supérieur ou égale à : **61,58 kVA**. Le tableau 7 donne les caractéristiques de l'onduleur choisi pour former le système triphasé.

Tableau 7 : Caractéristiques de l'onduleur Xtender

Onduleur Xtender XTM 8000-48						
Tension du système	Puissance continue	Puissance 30 min	Puissance 5 sec	Rendement	Tension AC	Fréquence
48 V	7000 VA	8000 VA	21 kVA	96 %	230 V	50 Hz

Etape 3 : estimation du besoin énergétique journalier

En considérant la puissance du moteur, son temps de fonctionnement journalier, sa puissance de démarrage et le temps de démarrage le besoin journalier est :

$$B_j(Wh) = P(W) \times t(h) + P_d(W) \times t_d(h) \quad (18)$$

Où $P(W)$ est la puissance du moteur et $t(h)$ son temps de fonctionnement journalier, $P_d(W)$ la puissance de démarrage et $t_d(h)$ le temps démarrage du moteur qui est de 3 secondes pour le démarrage direct.

Ainsi, le besoin énergétique du broyeur est de : **31,12 kWh/jour**.

Étape 4 : capacité des batteries d'accumulateur

La batterie d'accumulateur est constituée d'accumulateurs dont le choix a été motivé par les caractéristiques consignées dans le tableau 8.

Tableau 8 : Caractéristiques de la batterie

Caractéristiques accumulateurs de batterie Rolls	
Tension Vbat (V)	24
Rendement Rbat (%)	80
Taux de décharge DM (%)	80
Capacité (Ah)	280

La capacité de stockage des batteries est résumée dans le tableau 9.

Tableau 9 : Capacité de stockage de la batterie

Capacité de stockage des batteries	
Capacité calculée (Ah)	3039
Accumulateur en série	2
Accumulateur en parallèle	11
Accumulateur total	22
Autonomie (jour)	1,5
Capacité installée	3080

Étape 5 : estimation du rayonnement solaire

Pour le dimensionnement nous avons pris les données d'ensoleillement de la ville de Ouagadougou qui a pour latitude $12^{\circ}4$ N et $1,5^{\circ}$ W. Ces données d'ensoleillement mensuel sur le plan horizontal et sur le plan incliné (plan des modules) ont été fournies par le logiciel RETScreen et figure dans le tableau 10.

Tableau 10 : Données de rayonnements et de températures mensuels

Mois	Température mensuelle moyenne (°C)	Rayonnement mensuel quotidien moyen horizontal (kWh/m ² /j)	Rayonnement mensuel quotidien moyen sur plan incliné (PV) (kWh/m ² /j)
Janvier	25,1	5,47	6,18
Février	27,6	6,36	6,9
Mars	30	6,44	6,6
Avril	33	6,39	6,21
Mai	32,1	6,28	5,87
Juin	29,6	6,11	5,61
Juillet	28,1	5,72	5,31
Août	27,1	5,36	5,15
Septembre	27,9	5,78	5,79
Octobre	29,7	5,89	6,24
Novembre	28,9	5,69	6,36
Décembre	26,2	5,36	6,14

Nous choisissons le mois d'août comme référence pour le dimensionnement, l'enseillement sur le plan des modules est $H_i = 5,15 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$.

Étape 6 : estimation de la puissance du champ PV

On a choisi le module BIO 300 monocristallin du fabricant BioEnergy dont les caractéristiques sont dans le tableau 11.

Tableau 11 : Caractéristiques du module PV

Caractéristiques du module PV BioEnergy Bio 300						
Puissance crête (Wc)	Courant I _{max} (A)	Tension V _{max} (V)	Tension nominale (V)	Rendement	Courant de court-circuit I _{sc} (A)	Tension à vide V _{oc} (V)
300	8,53	35	24	0,9	9,3	41,3

La puissance du champ PV à installer est fonction du besoin énergétique journalier et de l'enseillement (H_i) de la localité.

Le nombre de panneaux en série et en parallèle donne la configuration du champ PV et le tableau 12 donne la dimension du champ PV.

Tableau 12 : Puissance et taille du champ PV

Champ PV	
Puissance crête calculée (Wc)	9443
Nombre de module en série	2
Nombre de module en parallèle	16
Nombre total de module	32
Puissance crête installée (Wc)	9600

Étape 7 : les ratios de vérification

Les ratios de vérification permettent de vérifier l'adéquation entre le générateur PV, le besoin énergétique et la capacité de stockage des batteries.

Le ratio 1 permet vérifier que la production du champ PV est supérieure au besoin journalier. Le ratio 2 détermine la capacité de charge de la batterie par rapport au courant débité par le champ PV et doit être compris entre 20 et 40.

Le tableau 13 présente les ratios trouvés.

Tableau 13 : Ratios de vérification

Ratios de vérification	
DM/Jr _{aut}	0,5
Degré de Décharge Quotidien	0,4
Ratio R1	1,02
Ratio R2	20,70

Étape 8 : choix du régulateur de charge et de décharge.

Le régulateur de charge et de décharge régule la charge et la décharge de la batterie. Ayant la même tension que celle du champ PV, il doit être capable de supporter le maximum des intensités de courant maximal de court-circuit généré par le générateur PV et il doit avoir une puissance supérieure ou égale à celle du champ PV.

Afin de satisfaire aux conditions citées ci-dessus, notre choix s'est porté sur deux (02) régulateurs MPPT FLEXmax que nous monterons en parallèles et chaque régulateurs sera connecté à un champ PV de deux (02) modules en séries et huit (08) modules en parallèles. Les caractéristiques des régulateurs sont dans le tableau 14.

Tableau 14 : Caractéristiques du régulateur

Régulateur FLEXmax 80 FM80-150VDC			
Tension du système	Courant de charge	Puissance du champ PV	Tension en circuit ouvert du générateur PV
48 V	80 A	5000 W	150 V

Étape 9 : choix des protections

Les dispositifs de protection du champ PV sont des fusibles.

La tension que le fusible doit supporter est $V_{\text{fusible}} = 1,15 \times N_{\text{MS}} \times V_{\text{oc}}$. Et doit être capable de couper un courant de 1,5 à 2 fois le courant de court-circuit.

Les calibres et les tensions des fusibles de protection sont dans les tableaux 15 et 16.

Tableau 15 : Fusible pour une branche

Fusible pour chaque branche	
Tension (V)	190
Calibre (A)	15

Tableau 16 : Fusible de protection du champ PV

Fusible pour protection générale	
Tension (V)	190
Calibre (A)	120

Étape 10 : sections des câbles

Nous nous sommes fixés des sections et des longueurs de câble afin de pouvoir déterminer les chutes de tension. L'expression de la chute de tension est la suivante pour la partie DC :

$$\Delta V(V) = 2 \times \frac{\rho \times L}{S} \times I \quad (19)$$

Avec :

$\Delta V(V)$ = chute de tension

ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) la résistivité du matériau de l'âme du câble (0,017 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre).

Pour ce qui est de la partie AC (de la sortie des onduleurs au moteur) nous avons calculé d'abord la section des câbles avec la formule suivante :

$$I_{Z_{\text{câbles}}} \geq \frac{I_n \times k}{\prod f} \quad (20)$$

I_n : le courant nominal 80 A (sorties des onduleurs)

k : facteur de correction en fonction du dispositif de protection (disjoncteur $k = 1$).

f : facteurs de corrections

- Câble fixé sur mur (11 C) $f_1 = 1,21$
- Température ambiante 40°C pour câble en PVC $f_2 = 0,87$
- Simple couche sur mur $f_3 = 1$

On obtient finalement un admissible dans les câbles de : 76 A ce qui correspond à une section de câble de 16 mm².

Ensuite avec cette section obtenue nous avons vérifié que la chute de tension obtenue est moins de 5% par les formules ci-dessous.

$$\Delta U (\text{Volte}) = \sqrt{3} \times I_n \left(R \frac{L}{S} \cos \varphi + XL \sin \varphi \right) \quad (21)$$

$$\Delta U (\%) = \frac{100 \cdot \Delta U}{U_n} \quad (22)$$

R : résistivité du conducteur (cuivre 0,017 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L : la longueur du câble en mètre (15m)

X : la réactance linéique du conducteur (cuivre $0,08 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$)

S : la section du câble en mm²

$$\cos \varphi = 0,96$$

Les sections de câble et les chutes de tension sont données dans le tableau 17.

Tableau 17 : Sections et chute de tensions des câbles

Sections de câble						
tronçons	Longueurs (m)	Ame du câble	Sections (mm ²)	Tension (V)	ΔV (Volts)	Chutes de tension
PV-régulateur	15	Cuivre	25	48	1,44	3%
Régulateur-batteries	5	Cuivre	16	48	0,96	2%
Régulateur-onduleur	5	Cuivre	16	48	0,96	2%
Onduleurs-moteur	15	Cuivre	16	400	2,2	0,55%

Pour toutes les sections de câbles, nous avons des chutes de tensions qui ne dépassent pas 3%. Ce qui revient à dire que les sections prises sont bonnes.

B. Système PV pour commande du moteur par démarreur progressif

Le dimensionnement PV avec démarreur progressif est le même que celui avec démarrage direct. Sauf que dans ce cas c'est la taille de l'onduleur qui est réduit vue que l'appel de courant passe de 6 fois le courant nominal en démarrage direct à **2 fois** le courant nominal avec démarreur progressif [10]. La figure 23 présente la configuration de l'installation.

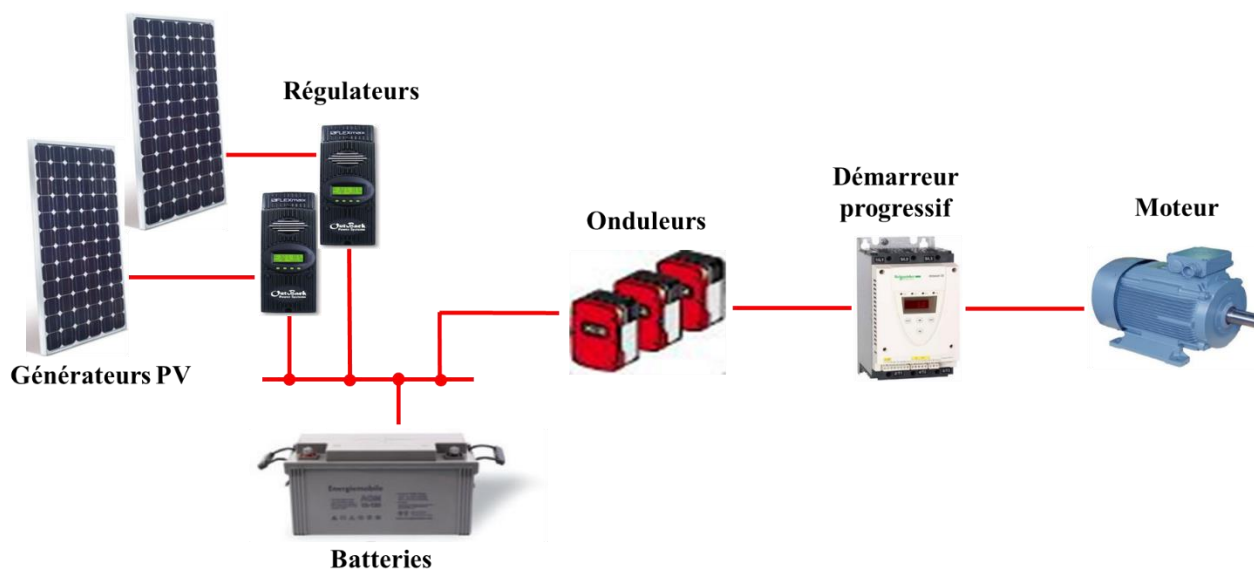


Figure 22 : Synoptique du champ PV avec démarreur progressif

B.1) Choix des appareils

B.1.1- Le générateur PV

Le générateur PV est constitué de modules photovoltaïques de 300 Wc chacun dont quatre (02) en séries et seize (16) en parallèles, le tableau 1 nous donne les caractéristiques du module PV choisi.

Tableau 18 : Caractéristiques du panneau solaire BioEnergy P110300

Caractéristiques du module PV BioEnergy Bio 300						
Puissance crête (Wc)	Courant I _{max} (A)	Tension V _{max} (V)	Tension nominale (V)	Rendement	Courant de court-circuit I _{sc} (A)	Tension à vide V _{oc} (V)
300	8,53	35	24	0,9	9,3	41,3

La dimension du champ PV est résumée dans le tableau 19.

Tableau 19 : Puissance et taille du générateur PV avec démarreur progressif

Champ PV	
Puissance crête calculée (Wc)	9431
Nombre de module en série	2
Nombre de module en parallèle	16
Nombre total de module	32
Puissance crête installée (Wc)	9600

B.1.2- Le régulateur de charge et de décharge des batteries.

Les caractéristiques du régulateur choisi sont consignées dans le tableau 20.

Tableau 20 : Caractéristiques du régulateur de charge de et de décharge de batteries

Régulateur FLEXmax 80 FM80-150VDC			
Tension du système	Courant de charge	Puissance du champ PV	Tension en circuit ouvert du générateur PV
48 V	80 A	5000 W	150 V

B.1.3- Les batteries d'accumulateur

Les caractéristiques de la batterie choisie sont dans le tableau 21.

Tableau 21 : Caractéristiques de l'accumulateur

Caractéristiques accumulateurs de batterie Rolls	
Tension V _{bat} (V)	24
Rendement R _{bat} (%)	80
Taux de décharge DM (%)	80
Capacité (Ah)	280

Le tableau 22 donne la capacité de stockage des batteries

Tableau 22 : Capacité de stockage des batteries

Capacité de stockage des batteries	
Capacité calculée (Ah)	3033
Accumulateur en série	2
Accumulateur en parallèle	11
Accumulateur total	22
Autonomie (jour)	1,5
Capacité installée	3080

B.1.4- L'onduleur

Afin d'obtenir un système triphasé nous avons mis trois onduleurs de 3,5 kVA en parallèles dont un maître et les deux autres des esclaves.

$$P(VA) = k \times P_{app_mot} (VA)$$

(23)

Avec $k = 2$

La puissance apparente minimale de surcharge de l'onduleur est de **20525 VA** soit **20,53 kVA**.

Les caractéristiques de cet onduleur sont dans le tableau 23.

Tableau 23 : Caractéristiques de l'onduleur 4000-48

Onduleur Xtender XTM 4000-48						
Tension du système	Puissance continue	Puissance 30 min	Puissance 5 sec	Rendement	Tension AC	Fréquence
48 V	3500 VA	4000 VA	10,5 kVA	96 %	230 V	50 Hz

B.1.5- Le démarreur progressif

Notre choix s'est porté sur l'Altistart 22 dont les caractéristiques sont dans le tableau 24.

Tableau 24 : Caractéristiques Altistart 22 [13]

Caractéristiques Altistart ATS22D17Q				
Puissance nominale (kW)	Tension (V)	Courant nominal du démarreur (A)	Disjoncteur moteur (18A)	Contacteur de ligne
7,5	400	17	GV3 L20	LC1 D18

C. Système PV pour commande du moteur par variateur de vitesse

Pour ce type de démarrage le dimensionnement PV est le même que celui du démarrage direct, ici l'appel de courant au démarrage est de l'ordre de 1,5 fois le courant nominal du moteur [14]. Par conséquent la puissance apparente minimale de l'onduleur sera de 1,5 fois la puissance apparente du moteur.

Le schéma synoptique de l'installation est donné par la figure 23.

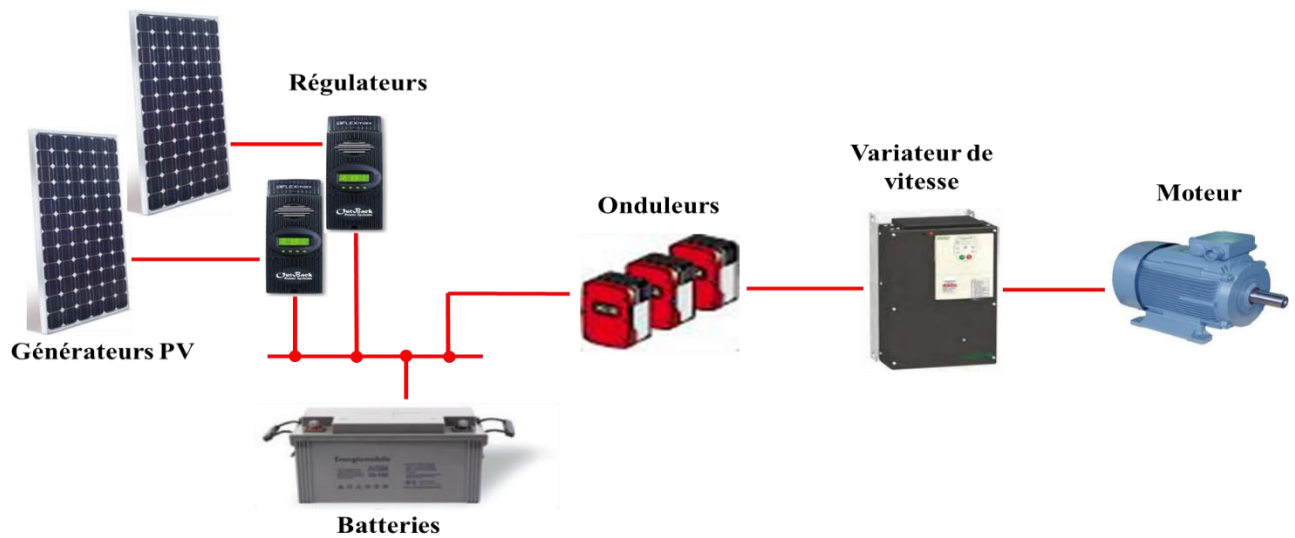


Figure 23 : Synoptique du système PV avec variateur de vitesse

C.1) Choix des appareils

C.1.1- Le générateur PV

Le générateur PV est constitué des mêmes panneaux que ceux utilisés pour le démarrage direct et avec démarreur progressif, par conséquent la taille du champ reste inchangé.

Tableau 25 : Puissance et taille du champ PV avec variateur de vitesse

Champ PV	
Puissance crête calculée (Wc)	9427
Nombre de module en série	2
Nombre de module en parallèle	16
Nombre total de module	32
Puissance crête installée (Wc)	9600

C.1.2- Le régulateur de charge et de décharge des batteries

Le régulateur choisi est le même que celui proposé dans le cas du démarrage avec démarreur progressif.

C.1.3- Les batteries d'accumulateur

Les batteries sont les mêmes que ceux choisis pour le démarrage avec démarreur progressif.

C.1.4- L'onduleur

Comme pour le démarrage avec démarreur progressif nous avons choisi de mettre en parallèle trois (03) onduleurs de 2,6 kVA chacun afin d'obtenir un système triphasé.

$$P(VA) = k \times P_{moteur} (VA)$$

Avec $k = 1,5$

La puissance apparente minimale de surcharge de l'onduleur est de **15394 VA** soit **15,39 kVA**.

Le tableau 26 présente les caractéristiques de l'onduleur choisi.

Tableau 26 : Caractéristiques de l'onduleur XTM 4000-48

Onduleur Xtender XTM 4000-48						
Tension du système	Puissance continue	Puissance 30 min	Puissance 5 sec	Rendement	Tension AC	Fréquence
48 V	3500 VA	4000 VA	10,5 kVA	96 %	230 V	50 Hz

C.1.5- Le variateur de vitesse

Le variateur choisi est un Altivar 212, le tableau 27 donne ces caractéristiques.

Tableau 27 : Caractéristiques Altivar 212 [15]

Variateur ATV 212HU75 N4			
Puissance nominale (kW)	Tension (V)	Disjoncteur moteur (18A)	Contacteur de ligne
7,5	380...480	GV2 L20	LC1 D09

D. Système PV pour commande du moteur en étoile-triangle

Le dimensionnement des générateurs PV, du régulateur, et des onduleurs est même que pour les systèmes PV avec démarreur progressif et variateur de vitesse. Au moment du démarrage étoile-triangle, l'appel de courant est le tiers de celui du démarrage direct c'est-à-dire entre 1,3 et 2,6 le courant nominal du moteur [9].

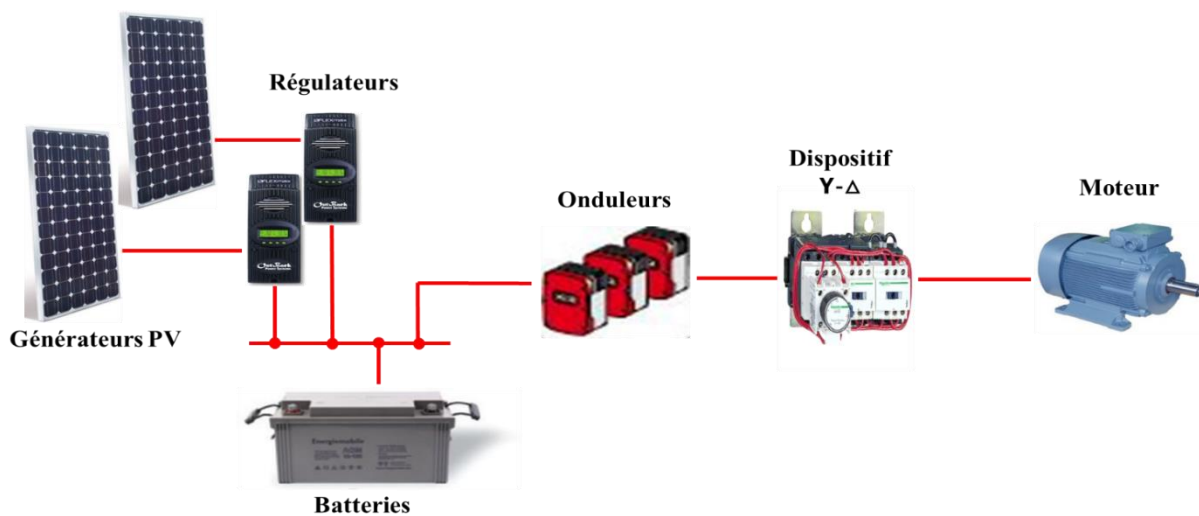


Figure 24 : Synoptique du système PV avec démarreur étoile-triangle

D.1) Choix des appareils

D.1.1- Le générateur PV

Il est constitué des mêmes modules que les systèmes de démarrage précédent, cependant la taille du champ PV ne change pas.

Tableau 28 : Puissance et taille du champ PV avec démarrage étoile-triangle

Champ PV	
Puissance crête calculée (Wc)	9431
Nombre de module en série	2
Nombre de module en parallèle	16
Nombre total de module	32
Puissance crête installée (Wc)	9600

D.1.2- Le régulateur de charge et de décharge des batteries

Il est le même que celui choisi précédemment.

D.1.3- Les batteries d'accumulateur

Les batteries sont les mêmes, par conséquent la capacité totale est la même que pour les autres systèmes précédents.

D.1.4- L'onduleur

Comme dans les systèmes précédents nous avons trois (03) onduleurs de **3,5 kVA** chacun montés en parallèle pour former un système triphasé afin d'alimenter notre moteur triphasé.

$$P(VA) = k \times P_{app_mot} (VA)$$

Avec $k = 2,6$

La puissance apparente de surcharge minimale de l'ensemble des trois onduleurs doit être de **26683 VA** environ **26,7 kVA**.

Les caractéristiques de l'onduleur choisi sont présentées dans le tableau 29.

Tableau 29 : Caractéristiques onduleur Xtender 4000-48

Onduleur Xtender XTM 4000-48						
Tension du système	Puissance continue	Puissance 30 min	Puissance 5 sec	Rendement	Tension AC	Fréquence
48 V	3500 VA	4000 VA	10,5 kVA	96 %	230 V	50 Hz

D.1.5- Le dispositif de commande étoile-triangle

Il est constitué uniquement de relais temporisé et de contacteurs (03) dont un contacteur de ligne, un contacteur de couplage étoile et un contacteur de couplage triangle.

D.1.6- Le contacteur de ligne et le contacteur de couplage triangle

Ils ont un calibre qui est égale au courant nominal du moteur divisé par $\sqrt{3}$. Ce qui donne :

$$I_{contact} = \frac{I_{mot}}{\sqrt{3}} \quad (24)$$

Avec $I_{contact} = 8,95 A$

Nous choisissons deux (02) contacteurs **LC1 D09P7** de calibre **9 A** chacun, et la figure 26 donne l'aperçu de ce contacteur.



Figure 25 : Contacteur de ligne et de couplage triangle LC1 D09P7

D.1.7- Le contacteur de couplage étoile

Son calibre est égal au courant nominal du moteur divisé par 3.

$$I_{contact} = \frac{I_{mot}}{3} \quad (25)$$

Avec $I_{contact} = 5,2 A$

Le contacteur choisi a pour référence : **LC1 D09P7**, la figure 27 donne un aperçu du contacteur.



Figure 26 : Contacteur de couplage étoile LC1 D09P7

IV. Analyse économique des systèmes PV dimensionnés pour alimenter le broyeur en énergie.

L'analyse économique des différents systèmes PV a été effectuée sur la base de la technique d'évaluation du coût de l'électricité qui est le LCOE et de certaines techniques d'analyses économiques à savoir : le Live Cycle Cost, la Valeur Actuelle Nette, le Taux de Rentabilité Interne et le Temps de retour sur investissement.

Dans le souci de rendre ses analyses plus fiables et crédibles, une enquête a été réalisée dans une cinquantaine de moulins (électrique et thermique) à Ouagadougou et à Kamboinsin. Cette enquête avait pour but de collecter des informations auprès des propriétaires et ou exploitants de moulin sur les caractéristiques électromécaniques des broyeurs, les coûts d'acquisition, maintenance, exploitation du broyeur, les différents céréales broyées, le coût de mouture, les charges et bénéfices mensuels. Nous avons fait aussi le tour de certains magasins qui commercialisent des moulins pour avoir les prix réels des broyeurs de céréales sur le marché afin de mener à bien cette analyse économique.

1. Les techniques d'analyse économique

A. Valeur actuelle nette (VAN) [16]

La valeur actuelle nette d'un investissement est la somme des flux nets de liquidité (ou flux nets de trésorerie) actualisés générés par cet investissement durant sa durée de vie.

La valeur actuelle nette est donnée par :

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+i)^n} - Investissement \quad (26)$$

$\sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+i)^n}$: La somme de cash-flows actualisée sur la durée de vie du projet 20 ans.

N : la durée du projet en année.

i : le taux d'actualisation (8% UEMOA).

CF : le bénéfice annuel

B. Temps de retour sur investissement (pay-back) [16]

Le délai de recouvrement ou temps de retour sur l'investissement est le temps nécessaire au remboursement de l'investissement initial. Il correspond à la durée nécessaire pour que la somme cumulée des flux de trésorerie positifs du projet d'investissement compense le montant du capital investi et assure ainsi son remboursement, il est aussi le rapport du coût initial d'investissement et du cash-flow.

Le pay-back est donné par :

$$Pay-back = \frac{\text{investissement initial}}{\text{benefice annuel (cash-flow)}} \quad (27)$$

C. Taux de rentabilité interne (TRI) [16]

Le Taux de Rentabilité Interne est le taux d'actualisation pour lequel la dépense d'investissement est égale à la somme des cash-flows générés par l'investissement. Il correspond au taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette est nulle.

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+TRI)^n} - Investissement = 0 \quad (28)$$

N = la durée du projet en année 20 ans

Ce qui revient à $\sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+TRI)^n} = Investissement$.

Ainsi pour un cash-flow constant on a : $\sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+TRI)^n} = N \times \frac{CF}{(1+TRI)^N}$

$$\ln(1+TRI) = \frac{\ln\left(\frac{N \times CF}{Investissement}\right)}{N} \quad \text{En posant} \quad \frac{\ln\left(\frac{N \times CF}{Investissement}\right)}{N} = X ; \quad \text{alors}$$

$$TRI = e^X - 1$$

D. Live cycle cost (LCC)

Le LCC est une méthode économique, qui prend en compte toutes les dépenses occasionnées par un produit ou un projet (coût d'investissement, coût d'exploitation et de maintenance, coût de remplacement) [17].

Cette méthode consiste à analyser puis à chiffrer l'ensemble des coûts d'un produit ou d'un projet depuis les études préalables jusqu'à son retrait de service [18].

Le coût du cycle de vie est donné par :

$$LCC = C_i + C_{maint} + C_{rem} + C_{exp} - V_{res} \quad (29)$$

C_i : coût d'investissement de l'ensemble système PV et broyeur

C_{maint} : coût de maintenance de l'ensemble système PV et broyeur.

C_{rem} : coût de remplacement des organes mécanique du broyeur, du moteur thermique des onduleurs, régulateurs et des batteries.

C_{exp} : coût d'exploitation du broyeur.

V_{res} : valeur résiduelle de l'ensemble système PV et broyeur.

E. Coût moyen actualisé de l'électricité ou Livelized Cost of Electricity (LCOE)

Cette méthode se définit comme étant le rapport du coût total du cycle de vie et de l'énergie totale produite par le système sur toute sa durée de vie [19], le LCOE se calcule sur la base de la formule générale suivante :

$$LCOE = \frac{TLCC}{Energie} = \frac{Coût\ Total\ de\ Cycle\ de\ Vie}{Energie\ totale\ produite} \quad (30)$$

Le coût moyen actualisé de l'électricité permet de comparer le coût de l'électricité produite à partir des technologies solaires et celles des autres technologies existantes. Il représente le coût moyen du kilowattheure produit par le système sur toute sa durée de vie [20].

Pour maintenir ce coût moyen constant sur toute la durée de vie du projet, les coûts de maintenance, d'exploitation et la capacité de production sont actualisés.

Pour des projets financés sur fond propre de l'état ou d'une institution il faudra prendre en compte le taux d'actualisation pour le calcul du LCOE [20].

Ainsi le LCOE est défini par :

$$LCOE = \left(\text{Coût fixe} + \sum_{n=1}^N \frac{\text{Coûts annuels}}{(1+R)^n} \right) / \left(\sum_{n=1}^N \frac{\text{Energie annuelle}}{(1+R)^n} \right) \quad (31)$$

Coût fixe = c'est la déduction de la valeur résiduelle de l'ensemble PV-broyeur du coût d'investissement de l'ensemble PV-broyeur.

Coût annuel = comprend le coût de maintenance du système PV, et d'exploitation du moteur thermique sur une année et le coût de remplacement des organes mécaniques du moteur thermique, des batteries, des onduleurs et des régulateurs.

Energie annuelle = la quantité d'énergie produite par le système au cours d'une année.

R = taux d'actualisation pris égale à 8% et en vigueur dans l'espace UEMOA.

N = la durée du projet qui est de 20 ans.

2. Résultats de l'analyse économique

A. Live Cycle Cost (LCC)

Le LCC étant l'ensemble des dépenses occasionnés par l'ensemble du système PV-broyeur sur sa durée de notre projet qui est de 20 ans et il se calcul par l'intermédiaire de la formule 28.

Le tableau 30 présente les différents LCC des différents systèmes PV-broyeur ainsi que les montants de leurs différents composants.

Tableau 30 : LCC des différents systèmes PV-broyeur

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
Coût d'investissement (FCFA)	25 028 000	23 143 000	23 633 000	22 923 000	1 900 000
Coût de maintenance et remplacement (FCFA)	13 682 283	12 478 134			2 550 264
Coût d'exploitation (FCFA)	5 890 888				2 136 552
Valeur résiduelle (FCFA)	194 945				199 653
LCC (FCFA)	44 406 226	41 317 077	41 807 077	41 097 077	25 614 163

La variation du LCC des différents systèmes est due essentiellement au coût des appareils à l'investissement et au remplacement. Le système PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle présente le LCC le plus bas par rapport aux autres systèmes et cela est fait du coût relativement faible l'appareillage constituant ce système.

B. La Valeur Actuelle Nette (VAN)

La somme des flux de liquidité actualisés générés par les différents systèmes sur la durée du projet (20 ans) a été calculée et les résultats de ce calcul sont dans le tableau 31.

Tableau 31 : VAN des différents systèmes PV-broyeur

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
Coût d'investissement (FCFA)	25 028 000	23 143 000	23 633 000	22 923 000	1 900 000
Cash-flow actualisé sur 20 ans (FCFA)	31 911 966	32 224 016			14 990 593
Taux d'actualisation	8%				
VAN (FCFA)	6 963 445	9 081 016	8 591 016	9 301 016	13 090 593

Le résultat des calculs montre que le coût d'investissement agit fortement sur la VAN, et on constate que plus l'investissement est faible plus la VAN est élevée.

C. Le taux de rentabilité interne

Les différents résultats des TRI nous permettrons de juger la rentabilité des différents systèmes PV-broyeur. En effet si TRI est supérieur ou égale au taux d'actualisation, le projet est rentable. Mais on ne peut pas fier à ce seul critère pour juger la rentabilité d'un projet, ce critère est un outil d'aide de choix entre plusieurs projets.

Tableau 32 : TRI des différents systèmes PV-broyeur

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
Coût d'investissement (FCFA)	25 028 000	23 143 000	23 633 000	22 923 000	1 900 000
Cash-flow actualisé sur 20 ans (FCFA)	31 911 966	32 224 016			14 990 593
Taux d'actualisation %	8				
TRI %	4,4	4,8	4,7	4,9	18

Les TRI calculés sont inférieurs au taux d'actualisation, mais on retient que le TRI est élevé si l'investissement est faible.

D. Le temps de retour sur investissement

Nous avons calculé le temps nécessaire au remboursement de l'investissement des différents systèmes PV-broyeur dimensionnés.

Tableau 33 : Temps de retour sur investissement des différents systèmes PV-broyeur

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
Coût d'investissement (FCFA)	25 028 000	23 143 000	23 633 000	22 923 000	1 900 000
Bénéfice annuel (FCFA)	2 957 250	2 978 700			1 526 825
Pay-back time (années)	8,5	7,8	7,9	7,7	1,24

Tous les systèmes ont un délai retour sur investissement relativement court, mais seul le broyeur avec moteur thermique à un délai plus court que celui des autres systèmes.

E. Le LCOE

Cette technique nous a permis de déterminer le coût de production du kilowattheure de tous les systèmes PV-broyeur et broyeur avec moteur thermique.

Tableau 34 : LCOE des différents systèmes PV-broyeur

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
Coût fixe (FCFA)	23 270 055	21 125 055			585 000
Dépenses actualisés sur 20 ans (FCFA)	12 007 307	10 803 158			17 239 930
Energie annuelle produite (kWh/an)	14 436,48				10 745,6
Taux d'actualisation (R) %	8				
LCOE (FCFA/kWh)	248,89	225,26			168,95

Chacun des systèmes présentent un LCOE relativement élevé ce qui est dû fortement au coût des appareillages et aux dépenses annuelles des systèmes.

V. Calcul de la quantité de céréale broyée au kWh d'énergie consommée

Ce calcul nous permettra de déterminer la quantité de céréale broyée au kWh consommé et une fois cette quantité déterminée, on calculera son coût de mouture et ce dernier sera comparé aux différents LCOE afin de voir si celui-ci est plus rentable que le LCOE.

En effet la quantité journalière de céréale broyée est d'environ cinq-cents kilogrammes (500 kg) et le coût de mouture est de 50 FCFA par récipient. La figure 28 montre le récipient dans lequel les céréales sont mesurées ainsi que sa capacité qui est de 2 kg environ.



Figure 27 : Récipient de mesure de céréale avant mouture

Soit X la quantité de céréale broyée au kWh, nous la déterminerons par une règle de trois dont les paramètres d'entrées sont l'énergie journalière consommée et la quantité totale journalière de céréale broyée.

On obtient donc la formule suivante :

$$X(\text{kg/kWh}) = \frac{\text{Quantité journalière broyée (kg)}}{\text{Energie journalière consommée (kWh)}} \quad (32)$$

Tableau 35: Quantités broyées au kWh consommé et les coûts de mouture

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
Energie journalière consommée (kWh/jr)	31,12	31,08	31,07	31,09	29,44
Quantité journalière broyée (kg/jr)	500				
Quantité broyée/kWh. (kg/kWh)	16,07	16,09	16,1	16,08	16,98
Coût de mouture (FCFA)	401,75	402,25	402,5	402	424,6

Les quantités broyées au kWh varient très peu d'un système à l'autre ce qui nous donne des coûts de mouture qui varient très peu aussi. Mais nous remarquons ses coûts de mouture sont tous supérieur aux différents LCOE que nous avons calculés ce qui est une très bonne chose et signifierait que ces coûts de moutures sont plus rentables dans tous les scénarios étudiés. Les systèmes PV-broyeur avec démarrage Etoile-triangle, démarreur progressif et variateur de vitesse présentent un bénéfice qui est le plus élevé de tous les autres scénarios (démarrage direct et moteur thermique) qui est de 2978700 FCFA. Le tableau 36 donne le bénéfice des différents scenarios étudiés.

Tableau 36 : Bénéfice sur le LCOE

	PV-broyeur avec démarrage direct	PV-broyeur avec démarreur progressif	PV-broyeur avec variateur de vitesse	PV-broyeur avec démarrage étoile-triangle	Broyeur avec moteur thermique
LCOE (FCFA/kWh)	248,89	225,26			168,95
Coût de mouture (FCFA/kWh)	401,75	402,25	402,5	402	424,6
Bénéfice annuel (FCFA/an)	2957250	2978700			1526825

VI. Conclusion

L'alimentation des broyeurs de céréales en zone sahélienne par des systèmes PV s'inscrit dans la dynamique de la lutte contre le déficit énergétique au quel fait face cette partie de l'Afrique où le potentiel solaire est pourtant très élevé (de 4,82 à 6,78 kWh/m²/jr).

Nous avons dans cette étude, présenté les différents types de broyeurs ainsi que leurs sources d'alimentations, les systèmes de commande des moteurs asynchrones, puis nous avons procédé à des dimensionnements de systèmes PV pour l'alimentation des dits broyeurs en électricité en fonctionnant avec certains modes de démarrage. En fin nous avons réalisé l'analyse économique des différents systèmes PV dimensionnés.

Pour chacun des systèmes dimensionnés nous avons constaté que la puissance du champ PV et la puissance apparente des onduleurs varient d'un mode de démarrage à un autre. Du point de vue technique les démarrages par variateur et démarreur progressif présentent plus d'avantages que les démarrages direct et démarrage étoile triangle, mais sur le plan économique le démarrage étoile triangle est plus économique et rentable que les autres modes de démarrage.

Pour cette étude réalisée, nous choisirons le scénario du système PV pour commande du moteur par démarrage étoile triangle qui est très simple à mettre en œuvre, qui a un coût d'investissement plus faible et qui présente un bénéfice plus élevé que les autres systèmes PV.

Références

- [1] IEA, *Electricity access in 2011- Africa*, IEA, World Energy Outlook, 2013.
- [2] FAO, «Les programmes d'installation de moulis villageois,» 1986.
- [3] CIRAD, «Plateaux techniques technologie post recolte moulin à meules,» [En ligne]. [Accès le février 2015].
- [4] O. BIT, «Production de farine de maïs à petite échelle,» CAT, ILO, WEP, 1990.
- [5] CIRAD, «Plateaux techniques technologie post recolte moulin à marteaux,» [En ligne]. [Accès le février 2015].
- [6] PNUD, «La plate forme multifonctionnelle».
- [7] F. FOIN, *Démarrage des moteurs asynchrones*, 2001.
- [8] G. GUY, *Moteurs électriques partie II*, 2011.
- [9] H. NEY, *2 éléments d'automatismes*, Nathan technique, 1987.
- [10] Rockwell Automation, *Notions fondamentales sur le démarrage des moteurs*, 1997.
- [11] O. A. BAGRE, *Conception de dimensionnement des systèmes photovoltaïques avec batteries*.
- [12] B. Sylvain, *Installations solaires photovoltaïques, dimensionnement, installation et mise en œuvre, maintenance*, LEMONITEUR, paris 2011.
- [13] Schneider Electric, *Altistart 22 Démarreur-ralentisseur progressif*, 09/2009.
- [14] Schneider Electric, *Cahier technique n°204 protection BT et variateur de vitesse (convertisseur de fréquence)*, Mai 2002.
- [15] Schneider Electric, *Catalogue général 2012 Solutions pour l'industrie, le Batiment et le Résidentiel*, 2012.
- [16] F. TRAORE, «Microéconomie appliquée (choix des investissements)».
- [17] B. A. B, «Etude des différentes configurations des systèmes d'énergie hybrides PV/Diesel et de leur impact sur le coût de production d'électricité,» 2013.
- [18] wikipedia, «Coût du cycle de vie,» [En ligne]. [Accès le mars 2015].
- [19] M. Ramadhan et A. Naseeb, «The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait,» *Renewable Energy*, 2010.
- [20] I. B. Ouedraogo, *Cours de deregulation et tarification*, 2014.

ANNEXES

Annexe I : Fiche d'enquête

FICHE D'ENQUETE

A. Caractéristiques électromécaniques du broyeur

1) Quel est le type de broyeur ?

Marteaux : Meules :

2) Quelles est la ou les sources d'alimentation du broyeur en énergie électrique ?

Le réseau de distribution public : ; groupe électrogène : ; énergie solaire :

3) Quelles sont ces caractéristiques électromécaniques :

Type de moteur :

Electrique : ; **Thermique:**

Si **electrique**, Est-il triphasé ou monophasé ?.....

relevez : Puissance nominale :, Tension nominale :,

Courant nominal :, Vitesse de rotation :,

le Cosphi :, le rendement :,

Si **thermique** ; gasoil : ; essence :

durée de vie du moteur :

4) Description du système de la source d'énergie au broyeur :

.....
.....
.....

B. Acquisition, exploitation et maintenance du broyeur

5) Quel est le coût d'acquisition du broyeur et du moteur ?

Coût du broyeur : FCFA ; Coût du moteur : FCFA

Ou bien coût de l'ensemble Broyeur +moteur :FCFA

6) Quel est la consommation en énergie du broyeur (Litre de carburant) ?

Litres de carburant/semaine ou par mois : (Moteur thermique)

Cette consommation dépend-t-elle de la période de l'année ?.....

Si oui, donner une tendance/.....

7) Quelles sont les pièces du broyeur qui s'usent le plus souvent ?

a).....

b).....

c).....

d).....

- 8) Quelles sont les pièces du moteur (thermique ou électrique) qui s'usent le plus souvent ?
- a).....
- b).....
- c).....
- d).....
- 9) Quel est coût de ces pièces et la fréquence de rechanges ?
- a).....
- b).....
- c).....
- d).....
- 10) Quel est coût de maintenance du broyeur ?.....
- 11) A quelle fréquence la maintenance du broyeur s'effectue ?.....
- 12) Ce moulin fonctionne pendant combien d'heure dans la journée?.....

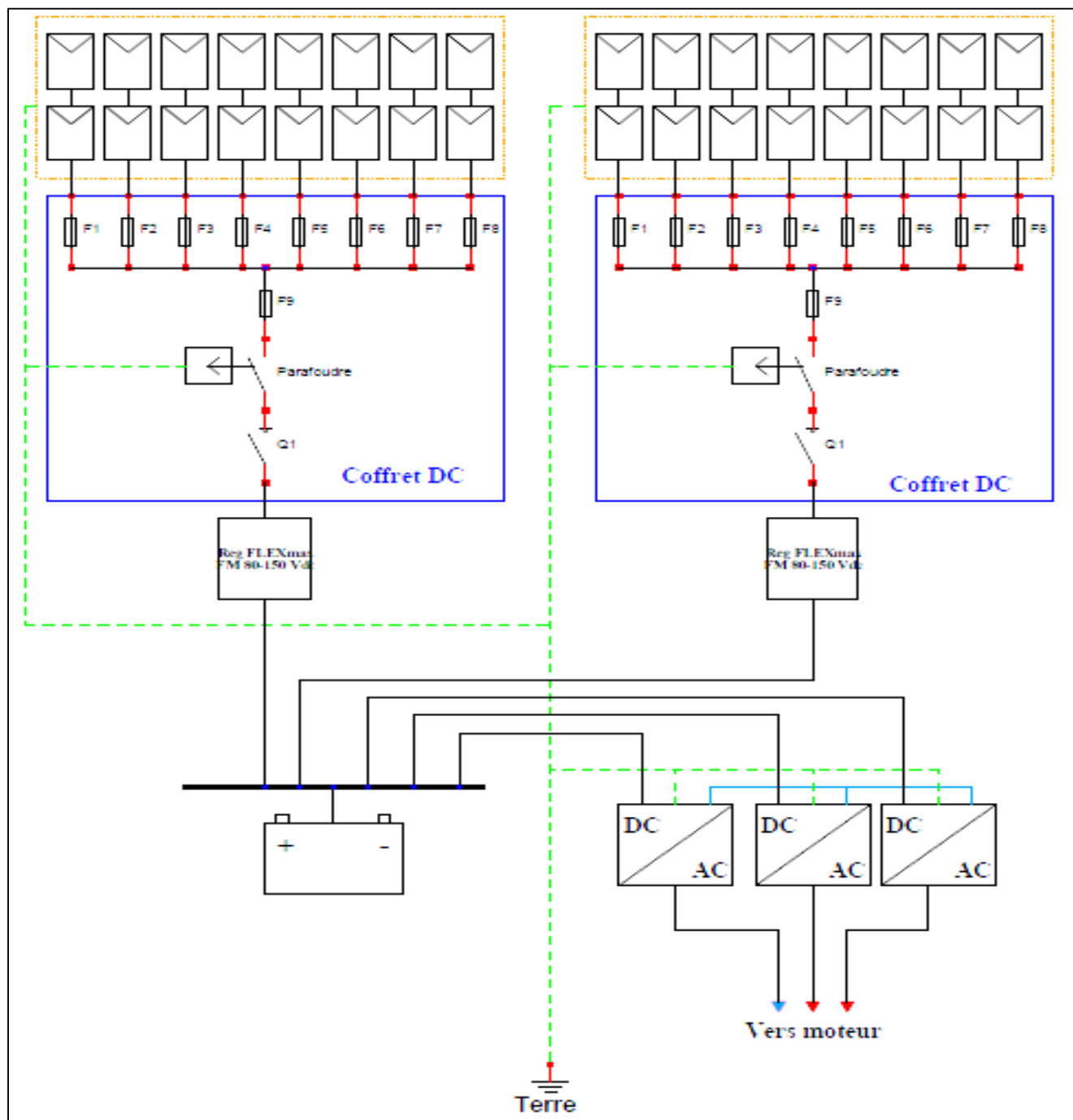
C. Types de céréale et coût de la mouture

- 13) Quelles céréales sont moulues par ce type de broyeur ?.....
- 14) Quels sont les tarifs de mouture des céréales ? (FCFA/kg par exemple ou et FCFA/litre)
-
-
- 15) Quelles quantités moyennes de céréales broyez-vous par jour ?
- 16) Quelles sont les heures de pointes de broyage ?.....

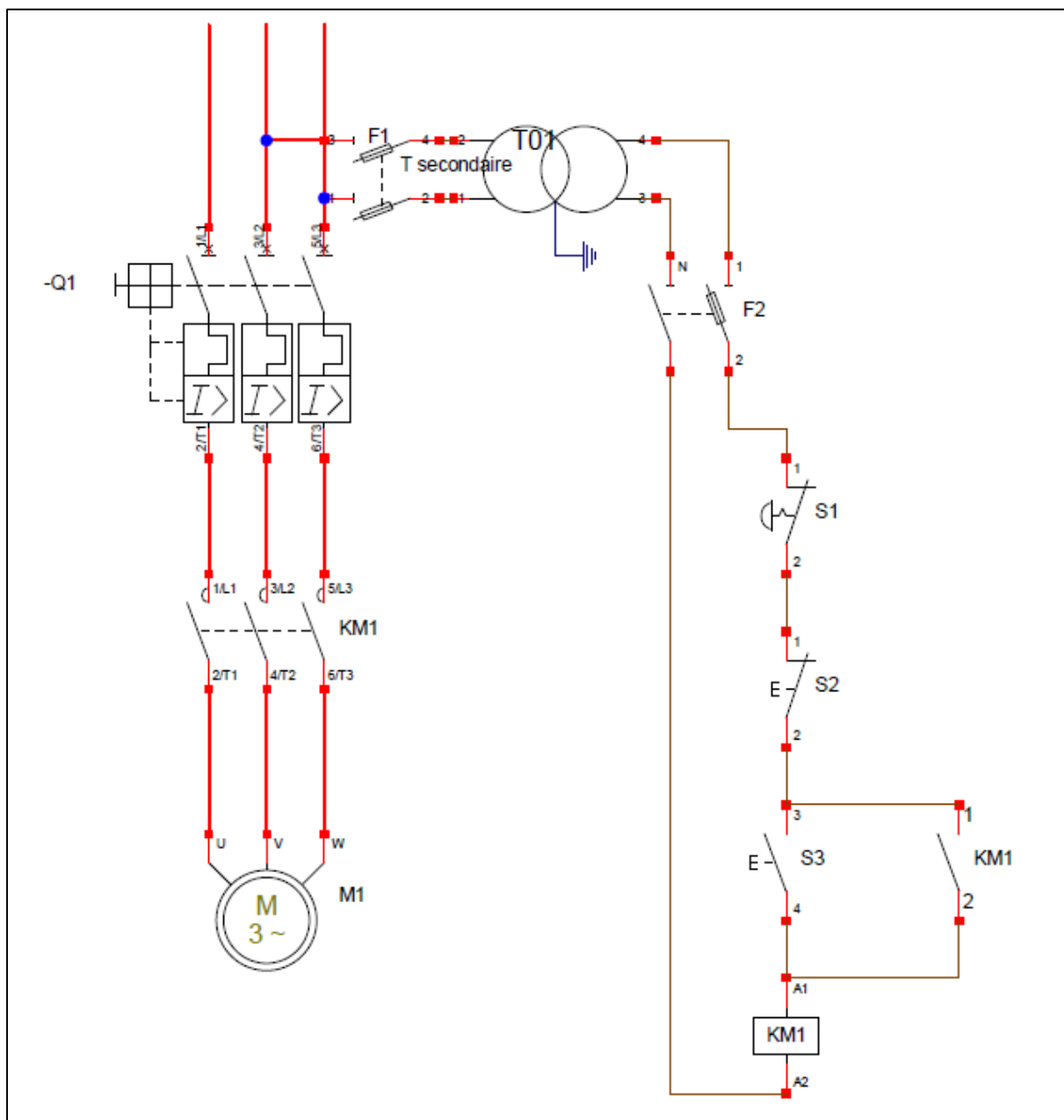
D. Charges et bénéfice mensuels

- 17) Quel est le coût d'acquisition ou de location du local de mouture ?.....
- 18) Combien de broyeurs avez-vous ?.....
- 19) Quel est le nombre de personne employée ?.....
- 20) Quels sont les salaires des personnes employées ?.....
-
-
- 21) Quels sont les taxes qui s'appliquent à ces broyeurs et quel sont leurs coût ?
-
-
-

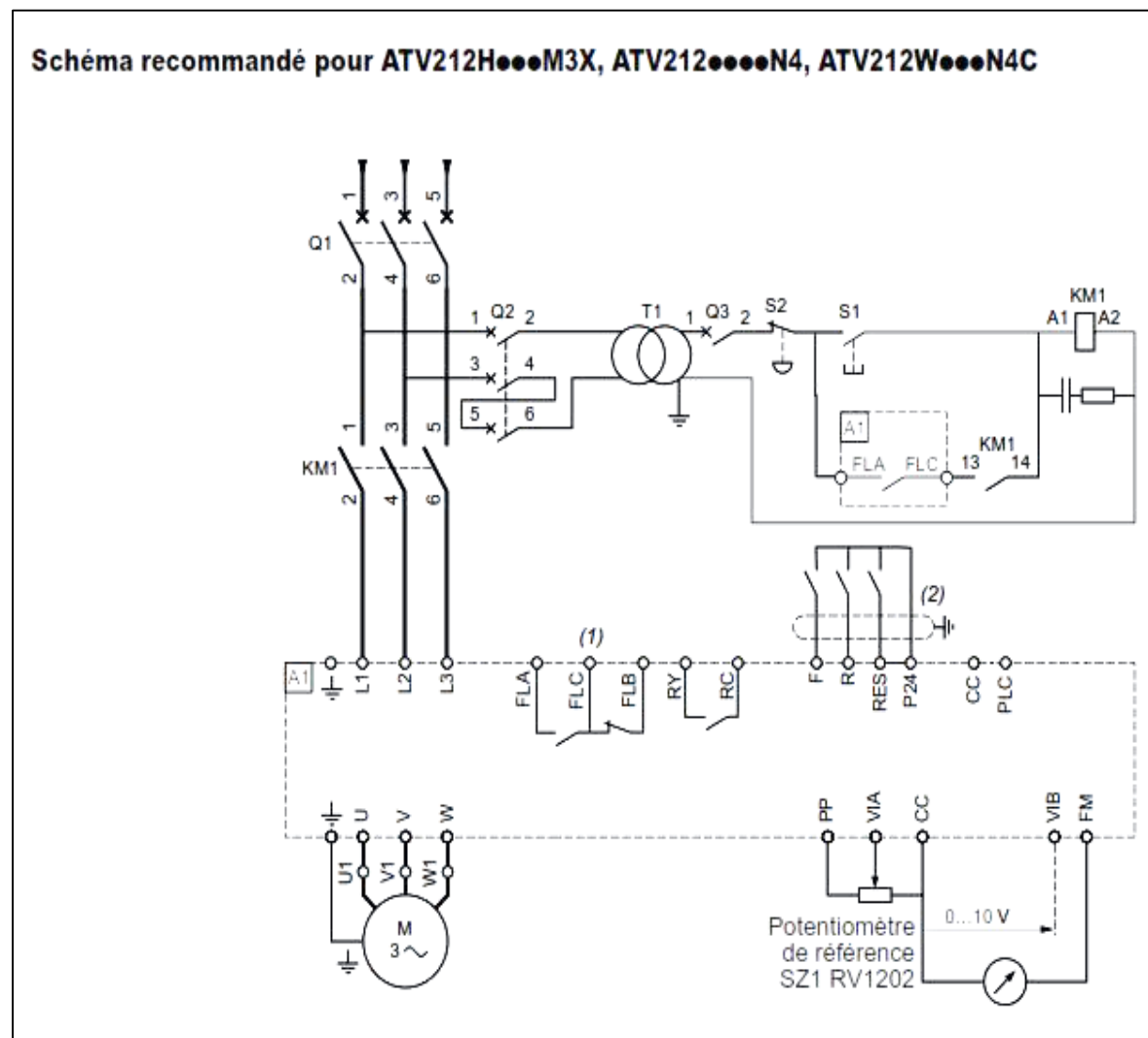
Annexe II : Schéma unifilaire du champ PV



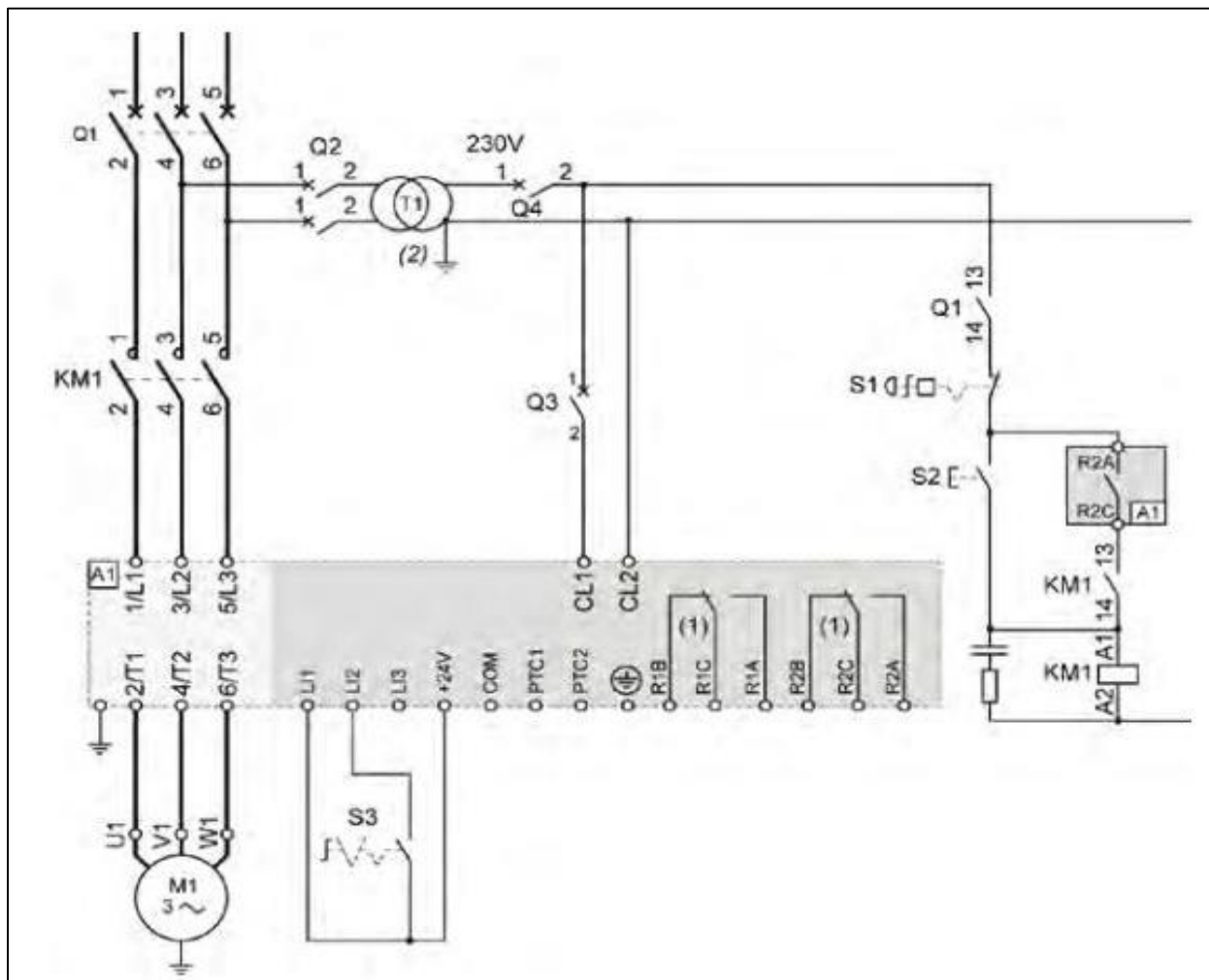
Annexe III : Schéma de puissance et de commande démarrage direct



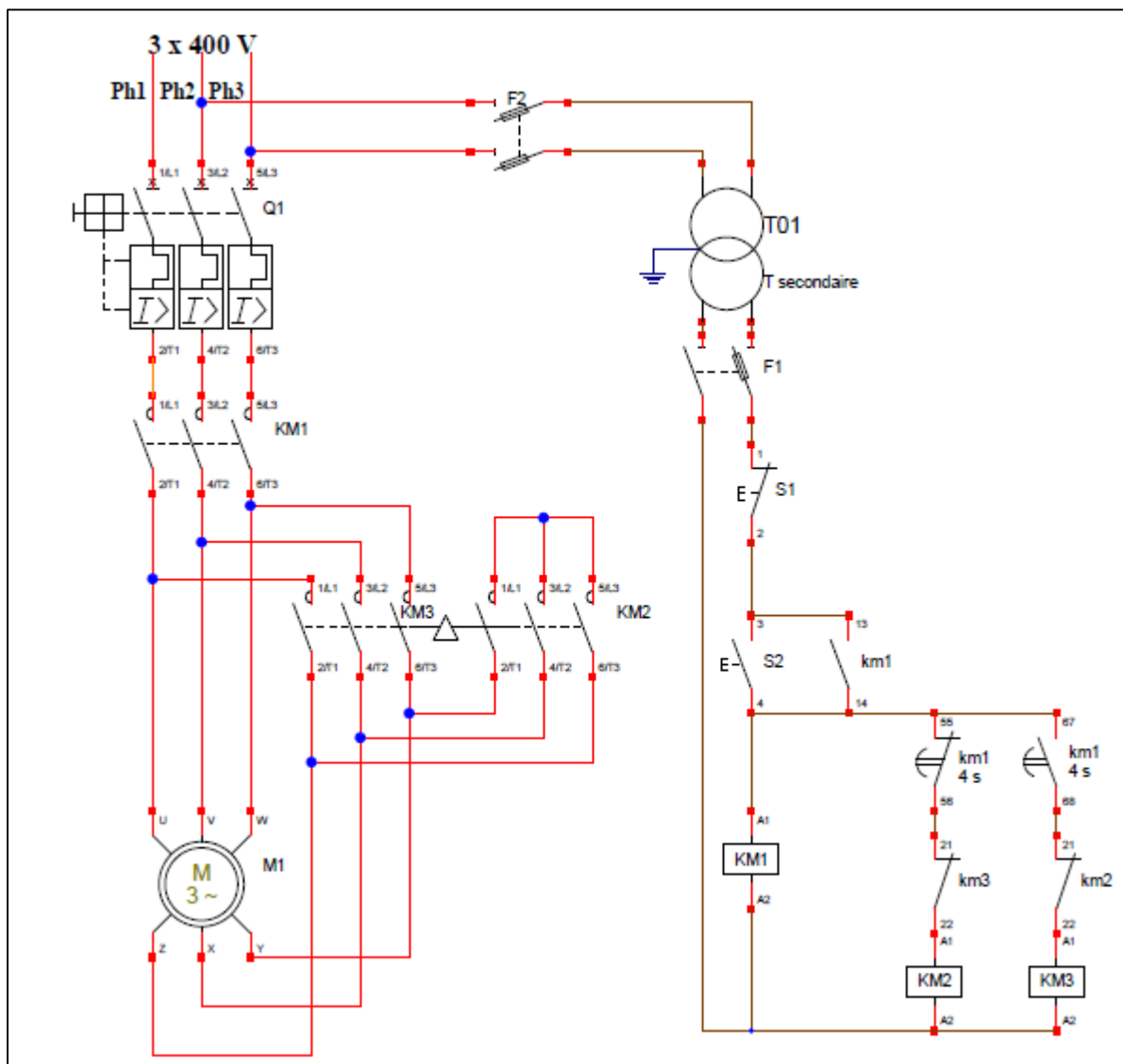
Annexe IV : Schéma de puissance et de commande variateur de vitesse



Annexe V : Schéma de puissance et de commande démarreur progressif



Annexe VI : Schéma de puissance et de commande démarrage étoile-triangle



Annexe VII : Fiche technique du panneau BioEnergy


plus 280-300

photovoltaics | plus

BIOENERGY Solar Photovoltaic Panels stand for quality, durability and most importantly, high-performance. Our experience, capacity of research, continuing development and improvement have turned us into a company recognized in the sector by the high value offered to our clients.

Due to their engineered hollow-section frame and its 4mm special solar glass (standard solar module has 3.2mm), BIOENERGY PLUS modules meet the maximum demands with regard to stability and corrosion resistance.

Thanks to their high performance BIOENERGY PLUS modules are prepared for changes in legislation. These panels will produce 5% more than any other of the same features.



Electrical Characteristics

	280	285	290	300
Reference	P111280	P111285	P111290	P111300
Maximum power (Wp)	280 Wp	285 Wp	290 Wp	300 Wp
Max. power voltage (Vmax)	33.80	34.10	34.40	35.00
Max. power current (Imax)	8.29	8.36	8.44	8.58
Open circuit voltage (Voc)	40.2	40.40	40.70	41.30
Short circuit voltage (Isc)	9.10	9.15	9.20	9.30
Module Eff. (%)	14.5	14.7	14.9	15.50
Operating temperature	-40°C + 85°C			
Maximum system voltage	1000 V(IEC)			
Power tolerance (%)	0-3%			

Mechanical Characteristics

Solar Cells	Mono-crystalline
Dimensions	1956 x 992 x 45 mm
Weight	26 kg
Junction Box	IP65
No. Cells	72 pcs (156 x 156 mm) Poly-Crystalline (6x12mm)
Output cables length	900 mm
Cable cross section size	4 mm ²
Construction	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass 4 mm
Bypass-Diodes	3 bypass
Connectors	MC4 compatible

Annexe VIII : Fiche technique onduleur

	XTS 900-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48	XTM 1500-12	XTM 2000- 12	XTM 2400- 24	XTM 3500- 24	XTM 2600- 48	XTM 4000- 48	XTH 3000- 12	XTH 5000- 24	XTH 6000- 48	XTH 8000- 48	
Caractérisation des performances de fonctionnement														
Tension de système	12 V	24 V	48 V	12 V	12 V	24 V	24 V	48 V	48 V	12 V	24 V	48 V	48 V	
Puissance continue	500 VA / 650 VA ¹⁾	650 VA / 800 VA ¹⁾	750 VA / 900 VA ¹⁾	1 500 VA	2 000 VA	2 000 VA	3 000 VA	2 000 VA	3 500 VA	2 500 VA	4 500 VA	5 000 VA	7 000 VA	
Puissance 30 min.	700 VA / 900 VA ¹⁾	1 000 VA / 1 200 VA ¹⁾	1 200 VA / 1 400 VA ¹⁾	1 500 VA	2 000 VA	2 400 VA	3 500 VA	2 600 VA	4 000 VA	3 000 VA	5 000 VA	6 000 VA	8 000 VA	
Puissance 5 sec.	2,3 kVA	2,5 kVA	2,8 kVA	3,4 kVA	4,8 kVA	6 kVA	9 kVA	6,5 kVA	10,5 kVA	7,5 kVA	12 kVA	15 kVA	21 kVA	
Efficacité max.	93 %	93 %	93 %	93 %	93 %	94 %	94 %	96 %	96 %	93 %	94 %	96 %	96 %	
Consommation propre standby/ ON	1,4 W / 7 W	1,5 W / 8 W	1,6 W / 8 W	1,4 W / 8 W	1,4 W / 10 W	1,6 W / 9 W	1,6 W / 12 W	2 W / 10 W	2,1 W / 14 W	1,4 W / 14 W	1,8 W / 18 W	2,2 W / 22 W	2,4 W / 30 W	
Correction du facteur de puissance (PFC)	selon la norme EN 61000-3-2													
Niveau de bruit	< 40 dB / < 45 dB (sans / avec ventilation)													
Côté entrée														
Tension d'entrée	< 265 V AC (réglable : 150 V AC ... 265 V AC)													
Courant de charge réglable	0 A ... 35 A	0 A ... 25 A	0 A ... 12 A	0 A ... 70 A	0 A ... 100 A	0 A ... 55 A	0 A ... 90 A	0 A ... 30 A	0 A ... 50 A	0 A ... 160 A	0 A ... 140 A	0 A ... 100 A	0 A ... 120 A	
Courant max. du système de transfert	16 A			50 A										
Fréquence d'entrée	45 Hz ... 65 Hz													
Côté batterie														
Tension de l'accumulateur	9,5 V ... 17 V	19 V ... 34 V	38 V ... 68 V	9,5 V ... 17 V	9,5 V ... 17 V	19 V ... 34 V	19 V ... 34 V	38 V ... 68 V	38 V ... 68 V	9,5 V ... 17 V	19 V ... 34 V	38 V ... 68 V	38 V ... 68 V	
Côté sortie AC														
Tension du réseau	230 V AC +/- 2 % / 190 V AC ... 245 V AC (pure courbe sinusoidale) / 120 V AC ²⁾													
Fréquence du réseau	50 Hz, réglable : 45 Hz ... 65 Hz +/- 0,05 % (pilé par quartz)													
Distorsion harmonique	< 2 %													
Reconnaissance de consommateur (standby)	2 W ... 25 W													
Conditions de fonctionnement														
Température ambiante	-20 °C ... +55 °C													
Installation et construction														
Puissance Smart-Boost 30 min.	900 VA	1 200 VA	1 400 VA	1 500 VA	2 000 VA	2 400 VA	3 500 VA	2 600 VA	4 000 VA	3 000 VA	5 000 VA	6 000 VA	8 000 VA	
Réglage du courant d'entrée	2 A ... 16 A			1 A ... 50 A										
Contact multifonction réglable	2 contacts indépendants 16 A / 250 V AC (dispositif de contact à permutation libre de potentiel) ³⁾													
Degré de protection	IP 54			IP 0										
Dimensions (X x Y x Z)	210 x 310 x 110 mm			323 x 463 x 130 mm						300 x 497 x 250 mm				
Poids	8,2 kg	9 kg	9,3 kg	15 kg	18,5 kg	16,2 kg	21,2 kg	16,2 kg	22,9 kg	34 kg	40 kg	42 kg	46 kg	
Ventilation	-			ventilateur à partir de 55 °C										
Possibilité de montage en parallèle	3 x 1 phase et triphasé													

¹⁾ Steca Xtender XTS en combinaison avec ECF-01

²⁾ Variante spéciale qui doit être mentionnée sur la commande.

³⁾ Steca Xtender XTS en combinaison avec TCM-01

Données techniques à 25 °C / 77 °F

Annexe IX : Fiche technique du régulateur

Caractéristiques techniques du régulateur FLEXmax

FLEXmax 80 - FM80-150VDC

Tension de batterie nominale	12, 24, 36, 48 ou 60 Vcc (un seul modèle - sélection par programmation au démarrage)	
Courant de sortie maximal	80 ampères jusqu'à 40 °C - ajustement possible de la limite de courant	
Puissance maximale du dispositif	12 Vcc pour les systèmes de 1 250 Watts, 24 Vcc pour les systèmes de 2 500 Watts, 48 Vcc pour les systèmes de 5 000 Watts et 60 Vcc pour les systèmes de 6 250 Watts	
Puissance maximale du dispositif photovoltaïque (STC) recommandée par le code national de l'électricité	12 Vcc pour les systèmes de 1000 Watts, 24 Vcc pour les systèmes de 2000 Watts, 48 Vcc pour les systèmes de 4 000 Watts et 60 Vcc pour les systèmes de 5 000 Watts	
Tension en circuit ouvert du générateur PV	150 Vcc sous conditions de basses températures absolues, 145 Vcc démarrage et fonctionnement optimal	
Consommation en veille	Moins de 1 Watt	
Rendement	97,5 % à 80 ampères pour une installation en 48 Vcc	
Mode de régulation du chargeur	Cinq étapes : Bulck (charge rapide), Absorption (absorption), Float (entretien), Silent (Veille) et Equalization (égalisation)	
Points de réglage de tension	De 10 à 60 Vcc, ajustable par l'utilisateur (protégé par mot de passe)	
Chargement d'égalisation	Tension et temporisation programmable - finalisation automatique	
Compensation de température de batterie	Automatique avec l'utilisation du RTS (en option)/5 mV par °C par module de batterie de 2 Vcc	
Capacité de tension réduite	Capacité de charger une batterie affichant une tension inférieure à celle du générateur - Maximum 150 Vcc	
Sortie auxiliaire de contrôle programmable	Signal de sortie de 12 Vcc pouvant être programmé pour différentes applications de contrôle (maximum 0,2 ampères cc)	
Écran d'information	Écran LCD à cristaux liquides de 8 cm - 4 lignes, soit une possibilité de 80 caractères au total	
Écran et contrôleur à distance	MATE ou MATE2 en option avec port de communication série RS232	
Connexion réseau	Protocole de communication réseau propriétaire/connecteur RJ45/câblage catégorie 5e (8 brins)	
Enregistrement de données	Enregistrement des données - historique sur 128 jours A/h, W/h, durée entretien, puissance de crête Watts, Ampères, tension générateur PV, tension max batterie, tension min batterie, absorption par jour, total accumulé Ah et kWh produits.	
Applications avec hydroturbine	Consulter le fabricant pour vérifier la compatibilité des turbines	
Applications de mise à la terre positive	Nécessite l'emploi de 2 disjoncteurs de pôle pour pouvoir commuter les entrées positives et négatives du dispositif photovoltaïque et des connexions de batterie (les connexions HUB 4 et HUB 10 ne peuvent servir aux applications de mise à la terre positive)	
Plage des températures de fonctionnement	De - 40 à + 60 °C (puissance dégressive à partir de + 40 °C)	
Montage/installation	Pose murale intérieure	
Sorties/connexions auxiliaires	Une connexion arrière : 35 mm/une connexion latérale gauche : 35 mm/une connexion située en dessous : 35 mm	
Garantie	Standard de 5 ans/10 ans disponible	
Poids	- Contrôleur seul - contrôleur emballé	5,56 kg 7,03 kg
Dimensions	- régulateur seul - contrôleur emballé	41,3 x 14 x 10 cm 53 x 27 x 27 cm
Options	RTS (Capteur de température de batteries), HUB4, HUB10, MATE et/ou MATE 2	
Langues	Anglais ou espagnol	
Certifications	ETL Listed UL1741 et CSA C22.2 No. 107.1	

*Ces caractéristiques peuvent être modifiées sans préavis

Annexe X : Fiche technique du variateur

Variateurs de vitesse Altivar 212 Variateurs IP21 et UL type 12 / IP55

Variateurs HVAC (1) IP 21 et IP 55

encadrements (L x H x P en mm)	
construction IP 21 ou 55	
T1A	: 107 x 143 x 150
T2A	: 142 x 184 x 150
T3A	: 180 x 232 x 170
T4A	: 245 x 329,5 x 190
T5A	: 240 x 420 x 214
T6A	: 320 x 630 x 290
T7A	: 240 x 550 x 266
T8A	: 320 x 630 x 290
construction IP21 ou 55	
T1	: 215 x 297 x 192
T2	: 230 x 340 x 208
T3	: 290 x 560 x 315
T4	: 310 x 665 x 315
T5	: 284 x 720 x 315
T5	: 284 x 880 x 343
T5	: 362 x 1000 x 364



Versions IP 21



(1)



Versions IP 55

tension d'alimentation		0,5...200 Hz	
fréquence de sortie		0,5...200 Hz	
type de contrôle		bi quadratique kn², contrôle vectoriel de flux sans capteur, loi tension/fréquence (2 points), loi économie d'énergie	
gamme de vitesse		1 à 10	
entrées / sorties		1 entrée analogique configurable par commutateur en courant ou en tension	
entrées analogiques		1 entrée analogique en tension configurable en entrée pour sonde PTC	
entrées logiques		3 entrées logiques programmables	
sorties analogiques		1 sortie analogique configurable par commutateur en courant ou en tension	
sorties à relais		2 sorties logiques à relais	
dialogue		terminal intégré avec commandes locales (1) ou terminal déporté ou logiciel PC (2)	
communication intégrée		Modbus, APOGEE FLN P1, Metasys N2, BACnet	
en option		Lonworks	
degré de protection		triphasé 200...240 V	triphasé 380...480 V
		IP 21	IP 55
		(IP 41 sur la partie supérieure)	
titre CEM		intégré	intégré
		en option	en option
		CEM C2	CEM C1
puissance moteur (kW)		0,75	0,75
		1,5	1,5
		2,2	2,2
		3	3
		4	4
		5,5	5,5
		7,5	7,5
		11	11
		15	15
		18,5	18,5
		22	22
		30	30
		37	37
		45	45
		55	55
		75	75
		ATV212HD075M3X (1) T1A	ATV212HD075N4 (2) T1A
		ATV212HU15M3X (1) T1A	ATV212HU15N4 (2) T1A
		ATV212HU22M3X (1) T1A	ATV212HU22N4 (2) T1A
		ATV212HU30M3X (1) T2A	ATV212HU30N4 (2) T2A
		ATV212HU40M3X (1) T2A	ATV212HU40N4 (2) T2A
		ATV212HU55M3X (1) T3A	ATV212HU55N4 (2) T2A
		ATV212HU75M3X (1) T3A	ATV212HU75N4 (2) T3A
		ATV212HD11M3X (1) T4A	ATV212HD11N4 (2) T3A
		ATV212HD15M3X (1) T4A	ATV212HD15N4 (2) T4A
		ATV212HD18M3X (1) T4A	ATV212HD18N4 (2) T4A
		ATV212HD22M3X (1) T5A	ATV212HD22N4 (2) T4A
		ATV212HD30M3X (1) T6A	ATV212HD30N4 (2) T5A
		ATV212HD37N4 (2) T7A	ATV212HD37N4 (2) T6A
		ATV212HD45N4 (2) T7A	ATV212HD45N4 (2) T6A
		ATV212HD55N4 (2) T8A	ATV212HD55N4 (2) T7A
		ATV212HD75N4 (2) T8A	ATV212HD75N4 (2) T7A

(1) Variateur avec commandes locales, touches Run/Stop, Loc/Rem
(2) PC Software est téléchargeable gratuitement sur le site : www.schneider-electric.com

Annexe XI : Fiche technique du démarreur progressif

Démarrateurs-ralentisseurs progressifs Altistart 22 Alimentation 230... 600 V

I135
7

encombrement	(L x H x P en mm)
ATS 22D17... D47	130 x 169 x 265
ATS 22D62... D88	145 x 207 x 295
ATS 22C11... C17	150 x 229 x 356
ATS 22C21... C41	206 x 299 x 425
ATS 22C48... C59	304 x 340 x 455

Démarrateurs de 4 à 400 kW



tension d'alimentation			triphasé	
degré de protection			230... 440 V	230... 600 V
entrainement			IP 00 / IP 20	
nombre de phases contrôlées	3			
type de contrôle	rampe de tension paramétrable quadratique			
cycle de fonctionnement	standard			
fonctions			intégré	
by-pass (shuntage)	intégré			
nombre d'E/S	entrées analogiques	1 sonde PTC		
	entrées logiques	3		
	sorties analogiques	-		
	sorties logiques	-		
	sorties à relais	2 ("O"/"F")		
dialogue			terminal intégré, terminal déporté, atelier logiciel SoMove, téléphone mobile via Bluetooth®	
communication			intégrée	
puissance moteur			Modbus	
230 V (kW)	400 V (kW)	courant nominal (Acl.)		
4	7,5	17	ATS 22D17Q	ATS 22D17S6
7,5	15	32	ATS 22D32Q	ATS 22D32S6
11	22	47	ATS 22D47Q	ATS 22D47S6
15	30	62	ATS 22D62Q	ATS 22D62S6
18,5	37	75	ATS 22D75Q	ATS 22D75S6
22	45	88	ATS 22D88Q	ATS 22D88S6
30	55	110	ATS 22C11Q	ATS 22C11S6
37	75	140	ATS 22C14Q	ATS 22C14S6
45	90	170	ATS 22C17Q	ATS 22C17S6
55	110	210	ATS 22C21Q	ATS 22C21S6
75	132	250	ATS 22C25Q	ATS 22C25S6
90	160	320	ATS 22C32Q	ATS 22C32S6
110	220	410	ATS 22C41Q	ATS 22C41S6
132	250	480	ATS 22C48Q	ATS 22C48S6
160	315	590	ATS 22C59Q	ATS 22C59S6

Annexe XII : Devis quantitatif et estimatif

DESIGANTION	QTE	UNITE	P.U (FCFA)	PRIX TOTAL (FCFA)
Panneaux solaires BioEnergy Bio 300	32	U	195 000	6240000
Coffret DC 8 entrées	2	U	675 000	1350000
Regulateur Flexmax FM80-150 Vdc	2	U	685 000	1370000
Batteries Rolls 280 Ah	22	U	290 000	6380000
Onduleurs Xtender XTM 8000-48	3		2 400 000	7200000
Onduleurs Xtender XTM 4000-48	3	U	1 685 000	5055000
support Alu 2 modules	16	U	35 000	560000
Fusibles 9F15PV 15A	16	U	12 500	200000
Câble Cu PR/H07Z-k 50 mm ²	20	ml	4500	90000
Câble Cu PR/H07Z-k 35 mm ²	15	ml	3500	52500
Câble Cu PR/H07Z-k 25 mm ²	9	ml	2500	22500

Partie AC				
DESIGANTION	QTE	UNITE	P.U (FCFA)	PRIX TOTAL (FCFA)
Disjoncteur moteur 18A GV3 L20	1	U	28 000	28000
Altivar 212	1	U	750000	750000
Altistart 22	1	U	260000	260000
Contacteur LC1 D09P7	3	U	25000	75000
Contacteur LC1 D18	1	U	35 000	35000
Broyeur + moteur thermique 10 CV	1	U	1900000	1900000
Broyeur + moteur elec 7,5 kW	1	U	1 500 000	1500000

Annexe XIII : Coûts annuels

Coût de maintenance du broyeur	170 600 FCFA
Coût d'exploitation du broyeur	600 000 FCFA
Recette de mouture	3 962 500 FCFA
Coût de maintenance du PV	213 200 FCFA
Coût d'exploitation du moteur thermique	1 658 925 FCFA
Coût de maintenance du moteur thermique	97 000 FCFA