

UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



UFR Sciences et Technologies

Département de Physique

Mention : Physique et Applications

Mémoire de MASTER

Spécialité : Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique

Option : Energie Solaire et Biomasse

Étude de l'Impact des Déclenchements des Centrales Solaires
Raccordées au Réseau de Distribution 30 kV : cas de la centrale
solaire du CICAD sise à DIAMNIADIO

Présenté et soutenu publiquement par

Mouhamed Val AIDARA

Le 21/02/2026 devant la commission d'examen

Jury

Nom Prénom	Grade	Qualité	Établissement
NDIAYE Lat Grand	Professeur titulaire	Président de jury	UASZ
SY Mouhamadou	Maître Assistant	Rapporteur	UASZ
THIAO Serigne	Maître Assistant	Examineur	UASZ
NDIAYE Amadou	Ingénieur	Maître de stage	SENELEC
THIAME Moustapha	Maître de Conférences	Directeur de recherches	UASZ

Année universitaire 2024-2025

DEDICACES

JE DEDIE CE TRAVAIL

AU SEIGNEUR DE L'UNIVERS, CREATEUR DES

CIEUX ET DE LA TERRE

A SON PROPHETE MOHAMED (PSL)

A MA MERE FATOU THIARA DIOP

A MON PERE MAHFO AIDARA

A MON MENTOR AMADOU NDIAYE

A MES FRERES ET SŒURS

A MES ENFANTS ET EPOUSES

A MES NEVEUX ET NIECES

REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie ALLAH SWT de m'avoir facilité ce travail.

Je voudrais exprimer ici toute ma gratitude à l'ensemble des personnes qui de près ou de loin ont participé à la réalisation de ce travail.

J'adresse mes plus profonds remerciements à mes parents pour leur encouragement, leur soutien infaillible durant tout le déroulement de mes études.

J'adresse mes sincères remerciements à mes encadreurs **Mr Amadou NDIAYE**, Chef de Service Réseaux Distribution à la Senelec et Chercheur en Énergies Renouvelables et Systèmes électriques à l'UCAD/ESP. Il me sera difficile de trouver les mots et les expressions pour le remercier pour sa générosité, sa disponibilité, sa confiance, ses orientations, ses remarques pertinentes et son esprit scientifique tout au long des travaux de ce mémoire, mais aussi de mon cursus depuis la licence ainsi que durant mon passage à la centrale solaire du CICAD. Ces remerciements vont également à l'endroit de mon directeur de mémoire **Mr Moustapha THIAME** pour ses orientations et sa disponibilité.

Nous remercions les membres du jury à travers le Président Pr Lat Grand NDIAYE, le Rapporteur Dr Mouhamadou SY ainsi que l'Examineur Dr Serigne THIAO pour leur disponibilité et leur sens du devoir.

J'adresse mes sincères remerciements à tout le personnel pédagogique et technique de l'Université Assane Seck de Ziguinchor particulièrement les professeurs du Master MIER.

Je tiens également à présenter mes remerciements à M. Thierno Oumar KANE actuel Secrétaire Général de Senelec et ancien Directeur Principal de la Production ainsi que l'ensemble de mes supérieurs hiérarchiques de la Direction Principale Production qui m'ont apporté leur soutien technique et moral. Mention spéciale à un ami, collègue et ancien Chef de Service de la production régionale Sud, Mamadou MBAYE qui fut mon supérieur hiérarchique direct, pour m'avoir facilité le suivi de ce parcours académique.

Mes remerciements vont incontestablement à mes amis et camarades de promotion du Master Interuniversitaire en Énergies Renouvelables option Énergies Solaire et Biomasse. Je vous témoigne toute ma gratitude.

En fin, je tiens à remercier tous ceux qui ne sont pas nommément cités ici et qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ce travail.

Liste des figures

Figure 1 : Organigramme de la Senelec [3]	4
Figure 2 : La position géographique des centrales PV raccordées sur le RI de Senelec[6]	5
Figure 3 : Schéma d'une Centrale électrique PV solaire[7].....	5
Figure 4 : Architecture d'une centrale PV[8]	6
Figure 5 : Onduleur central modèle Schneider xC680 utilisé dans la centrale de Santhiou Mékhé [7].	8
Figure 6 : Onduleur string [7]	8
Figure 7 : Localisation de la centrale solaire PV du CICAD	13
Figure 8 : Projeté du nouveau feeder du CICAD (en couleur violet) [16].....	17
Figure 9 : Répartition en pourcentage des interruptions de 2016 à 2017.....	23
Figure 10 : Causes prédominantes des déclenchements du réseau 30 kV	23
Figure 11 : Production calculée et réalisée de juillet 2016 à juin 2017.....	I
Figure 12 : Taux de disponibilité mensuelle du réseau	I
Figure 13 : Nombre d'heures de marche mensuelle à pleine puissance réalisé par la centrale II	
Figure 14 : Facteur de charge mensuel.....	II
Figure 15 : Rendement global mensuel réalisé et réel	III
Figure 16 : Suivi des interruptions du réseau	III
Figure 17 : Exemple de rapport mensuel de la centrale du CICAD.....	IV
Figure 18 : Schéma Unifilaire de la centrale du CICAD	IV

Liste des tableaux

Tableau 1 : Niveaux de tension alternative	10
Tableau 2 : Description de la centrale CICAD	13
Tableau 3 : Spécifications techniques du module exploité à la centrale CICAD	13
Tableau 4 : Spécifications techniques de l'onduleur.....	13
Tableau 5 : Les différentes pertes techniques du système PV du CICAD[14]	16
Tableau 6 : Energie non produite	22
Tableau 7 : Interruptions du feeder KM22 de juillet 2016 à juin 2017.....	22
Tableau 8 : Nombre d'heure de marche et taux de disponibilité du réseau	24
Tableau 9 : Facteur de charge ou ratio de productivité	24
Tableau 10 : Coefficient de performance mensuel du système de juillet 2016 à juin 2017....	25
Tableau 11 : Les impacts globaux causés par les déclenchements du réseau	26

Table des matières

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS.....	ii
Liste des figures	iii
Liste des tableaux	iv
Table des matières	v
Liste des abréviations et acronymes	vii
Résumé	viii
INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre 1 : Etat de l’art sur les centrales photovoltaïques raccordées au réseau	3
1.1 Introduction	3
1.2 Présentation de la structure d’Étude.....	3
1.3 Présentation des centrales solaires photovoltaïques (PV)	5
1.3.1 Architecture générale d'une centrale solaire PV.....	6
1.3.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV et d'un module	7
1.3.3 Types d'onduleurs et leurs rôles (string, centraux, Hybride).....	7
1.3.4. Systèmes de protection intégrés aux centrales PV.....	8
1.4. Présentation du Réseau de Distribution 30 kV.....	9
1.4.1. Architecture typique d'un réseau de Distribution HTA (postes sources, lignes, postes de distribution HTA/BT).	10
1.4.2. Le poste de livraison.....	11
1.4.3. Exigences du code réseau du Sénégal pour le raccordement d’installations ..	11
1.5. Conclusion.....	11
Chapitre 2 : Méthodologies d'analyse et d'évaluation des données.....	12
2.1. Introduction	12
2.2. Présentation de la centrale de CICAD	12
2.3. Modèle de calcul de l'énergie produite par la centrale	14
2.4. Analyse statistique des incidents de déclenchement à partir du FIS.....	16
2.4.1. Types d'interruption	16

Table des matières

2.5. Indicateurs de performance	18
2.6. Conclusion.....	20
Chapitre 3 : Résultats, Discussion et Solutions de Mitigation.....	21
3.1 Introduction	21
3.2. Résultats de l'étude	21
3.2.1. L'Energie non produite.....	21
3.2.3. Le nombre d'heures de marche réalisé par la centrale avec le taux de disponibilité du réseau	24
3.2.4. Le facteur de charge ou ratio de productivité	24
3.2.5. Le coefficient de performance du système	24
3.2.6. Les impacts globaux causés par les déclenchements du réseau	25
3.3. Discussion	26
3.3.1 Interprétation des résultats	26
3.3.2 Les limites de l'étude.....	28
3.4. Solution de Mitigation.....	28
3.5. Conclusion.....	28
CONCLUSION GENERALE	30
ANNEXES.....	I

Liste des abréviations et acronymes

- **AC** : Courant alternatif
- **BT** : basse tension (50 à 1000 V alternatif, NFC 18-510)
- **cellule PV** : dispositif PV fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière telle qu'un rayonnement solaire
- **chaîne PV** : circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée
- **CICAD** : Centre International de Conférence Abdou DIOUF
- **DC** : Courant continu
- **DPP** : Direction Principale Production
- **FC** : facteur de charge ou facteur de capacité
- **FIS** : Fichier des Interruptions de Services
- **GPV** : Générateur Photovoltaïque
- **groupe PV** : ensemble mécanique et électrique intégré de chaînes et d'autres composants pour constituer une unité de production d'énergie électrique en courant continu.
- **HTA** : Haute tension gamme A (1 à 50 kV alternatif, NFC 18-510)
- **HTB** : Haute Tension B (supérieure à 50kV alternatif, NFC 18-510)
- **Hz** : Hertz
- **KM22** : kilomètre 22
- **kV** : Kilovolts
- **module ou panneau** : le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées complètement protégé contre l'environnement
- **MPPT** : (Maximum Power Point Traking) ou le suivi du point de puissance maximale
- **MVA** : Mégavoltampère
- **MW** : Mégawatt
- **MWc** : Mégawatt crête
- **PR** : le ratio de performance ou coefficient de performance
- **PV** : Photovoltaïque
- **RI** : réseau interconnecté
- **SCADA**: Supervisory – Control and Data Acquisition
- **Senelec** : Société Nationale d'électricité
- **STC** (Standard Test Conditions: 1000 W/m², 25 °C, AM 1,5)

Résumé

L'énergie injectée au **réseau électrique** par une **centrale solaire PV** dépend de la variation saisonnière de la **ressource solaire**, des pertes dues à la variation de la température, des pertes du système et des pertes dues à l'indisponibilité du réseau. A travers ce mémoire, nous avons évalué les impacts des **interruptions du réseau** sur les **performances** de la centrale de 2 MW du CICAD à Diamniadio au Sénégal à partir des données surveillées et enregistrées de la centrale ainsi que celles du gestionnaire du réseau de 2016 à 2017. Les causes majeures des déclenchements du réseau sont représentées de même que l'évolution du ratio de performance et du facteur de capacité de la centrale. Une comparaison a été faite sur des études menées, dans la sous-région et en dehors du continent, dans des centrales solaires qui injectent sur le réseau électrique.

Mots-clés : Centrale PV ; Réseau électrique ; Interruptions réseau ; Déclenchement ; Performances.

Abstract:

The energy injected into the electrical grid by a PV solar power plant depends on the seasonal variation of the solar resource, losses due to temperature fluctuations, system losses, and losses due to power outages. In this thesis, we evaluated the impacts of grid interruptions on the performance of the 2 MW CICAD plant in Diamniadio, Senegal, using monitored and collected data from the plant and the grid operator from 2016 to 2017. The main causes of grid trips are documented, as well as the evolution of the plant's performance ratio and capacity factor. A comparison was made with studies conducted in the sub-region and outside the continent on solar plants that feed into the electrical grid.

Keywords: PV power plant; Electrical grid; Power outages; Trip; Performance.

INTRODUCTION GENERALE

De nos jours, l'intérêt pour migrer vers les énergies renouvelables ne cesse d'augmenter. Plusieurs facteurs entrent en jeu tels que le réchauffement climatique, la hausse des prix de l'énergie, l'évolution des normes et réglementations internationales pour la préservation de l'environnement, etc.

Le solaire photovoltaïque, une des branches des énergies renouvelables qui a comme source primaire le soleil, est une technologie innovante très appropriée à certains pays comme le Sénégal avec un potentiel solaire élevé variant entre 1850 et 2250 kWh/m²/an et une durée d'ensoleillement moyenne de 3000 heures [1]. Il permet une production d'énergie durable avec le moins de pollution possible. Son utilisation actuelle à grande échelle, participe à l'amélioration du mix énergétique tout en réduisant le pourcentage en énergie fossile [2].

De 2014 à nos jours, plus de 11 centrales solaires photovoltaïques raccordées sur le RI (Réseau Interconnecté) de la Senelec ont vu le jour au Sénégal. Certaines sont raccordées au réseau électrique de Transport et d'autres au réseau de Distribution 30 kV. Cette étude va porter sur le cas des centrales photovoltaïques raccordées au réseau public de Distribution 30 kV de la Senelec, particulièrement la centrale du CICAD.

Le Sénégal a inauguré en 2014, avec la centrale CICAD (2,053 MWc) sa première centrale solaire photovoltaïque raccordée au réseau interconnecté (Public de Distribution 30 kV). Les perturbations du réseau font que celle-ci se déconnecte à chaque fois que la plage de tension indiquée n'est plus respectée. La durée de chaque déconnexion est mesurée et enregistrée chaque jour. La nature, les signalisations, l'heure, le poste, le départ concerné sont répertoriés à travers une plateforme du gestionnaire de réseau ; dénommée FIS (Fichier des Interruptions de Services). Parmi ces déclenchements nous pouvons noter des défauts permanents, semi-permanents, fugitifs, délestages, coupure pour travaux, coupure pour manœuvre HTA...qui ont comme conséquence directe une diminution de la stabilité de la connexion de la centrale au réseau.

L'objectif principal de cette étude consiste à étudier les causes des déconnexions sur une année d'exploitation de la centrale de CICAD, consécutives à l'instabilité du réseau de Distribution de Senelec.

De cet objectif principal découlent des objectifs spécifiques que sont :

INTRODUCTION GENERALE

- Déterminer le pourcentage d'énergie perdue sur l'énergie totale calculée que la centrale aurait pu produire ;
- Classer les types de perturbations du réseau ;
- Evaluer l'impact de la durée totale des déconnexions sur les performances électriques de la centrale ;
- Proposer des solutions et stratégies de mitigation.

Le document sera structuré en trois chapitres.

Le premier chapitre sera consacré à l'état de l'art sur les centrales solaires photovoltaïques raccordées au réseau. Il présente les généralités sur l'énergie solaire PV, des principes de la conversion PV jusqu'aux systèmes raccordés au réseau. Le deuxième chapitre va aborder la méthodologie utilisée. Il va d'abord aborder l'évaluation des pertes globales et du taux de disponibilité du réseau aboutissant aux calculs de la production réelle, ensuite celle des performances réelles de la centrale durant la période d'étude de juillet 2016 à juin 2017. Le troisième et dernier chapitre va porter sur la présentation des résultats, les discussions ainsi que les solutions proposées et perspectives pour atténuer les déclenchements répétés de la centrale.

Chapitre 1 : Etat de l'art sur les centrales photovoltaïques raccordées au réseau

1.1 Introduction

De nos jours, le contexte économique mondial ne cesse d'imposer la migration vers les énergies renouvelables pour substituer en partie les sources d'énergie conventionnelle dans la production d'énergie électrique. Ces énergies renouvelables sont de sources diverses : éolien, biomasse, hydraulique, géothermique, solaire thermique et photovoltaïque. Parmi ces sources d'énergies renouvelables, le solaire PV est l'une des plus prometteuses avec une multitude de centrales installées dans le monde en général, et particulièrement au Sénégal. Nous commencerons cette partie par la présentation de la structure d'accueil Senelec où on retrouve plusieurs directions métiers dont particulièrement la direction de production où notre travail de mémoire s'est déroulé. Par la suite, nous ferons la présentation des centrales photovoltaïques raccordées sur le réseau et terminerons par la présentation du réseau de distribution électrique.

1.2 Présentation de la structure d'Étude

Senelec est une société anonyme à participation publique majoritaire (loi 98-06) concessionnaire de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique, mais également, de l'identification, du financement et de la réalisation de nouveaux ouvrages sur son périmètre (Loi 98-29 modifiée par loi 2002-01). Senelec est dirigée par un comité de directeurs composé du Directeur Général, d'un Secrétaire Général et d'un ensemble de directeurs de métiers et de supports.

L'organigramme de la structure est présenté dans la figure 1 ci-après.

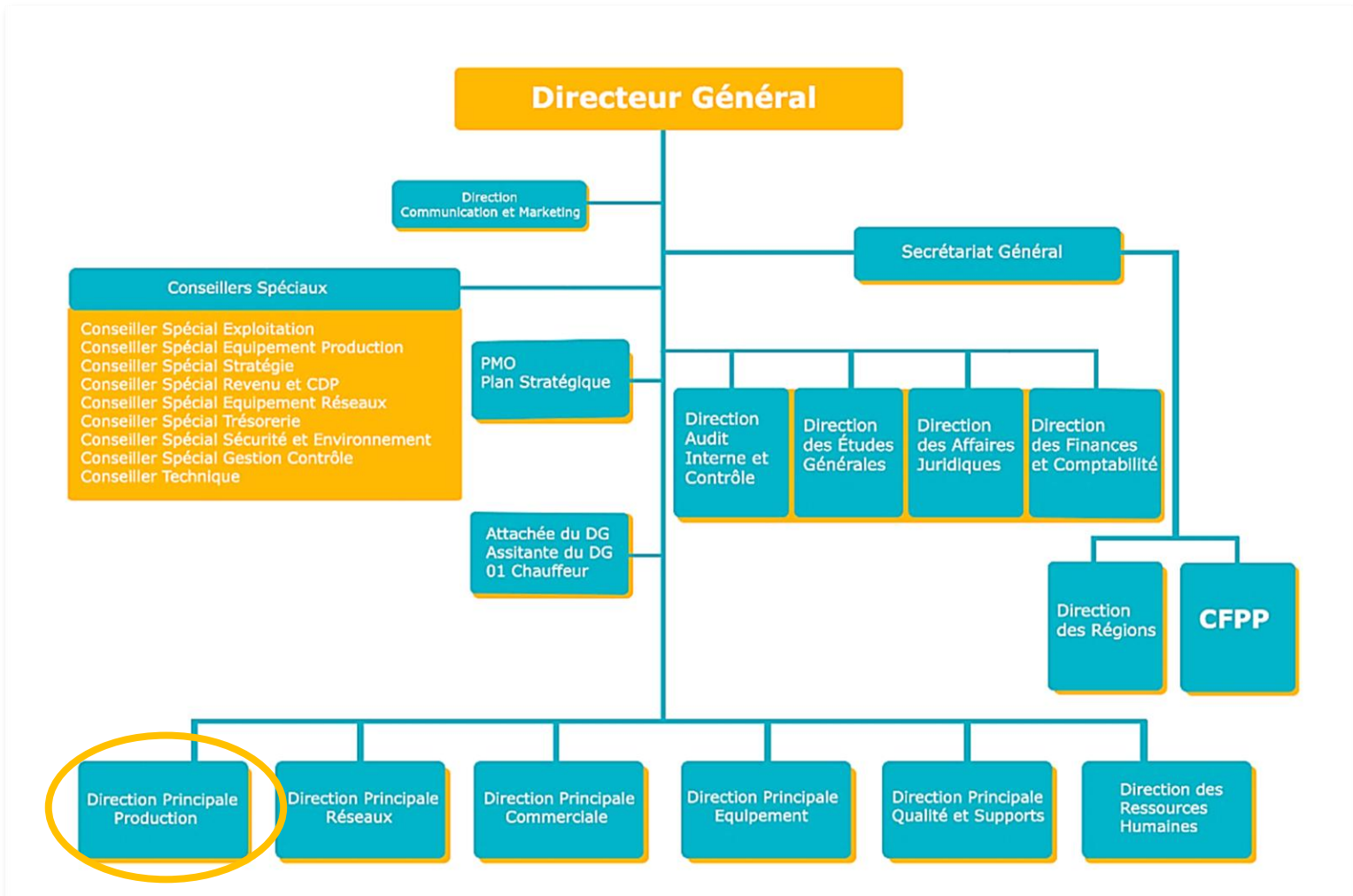


Figure 1 : Organigramme de la Senelec [3]

La centrale solaire du CICAD qui fait l'objet de cette étude dépend directement de la Direction Principale Production. Ce dernier assure le suivi et le pilotage des processus Approvisionnement Combustible, Exploitation et Maintenance des unités de production de Senelec, ainsi que le suivi des contrats d'Exploitation & Maintenance (O&M) signés avec les constructeurs de centrales [4].

Avec le Plan de Production Senelec 2017-2030, la structure s'est lancée dans une diversité des sources de productions notamment en accroissant la participation des Énergies Renouvelables (Eolien et Solaire)[2]. La part en énergie solaire en 2024 représente plus de 14% de la puissance totale installée [5]. Pour rendre plus compétitive cette production, les centrales solaires nécessitent d'être raccordées au réseau électrique.

Ci-dessous dans la figure 2 quelques centrales solaires raccordées dans le RI de Senelec depuis 2014.

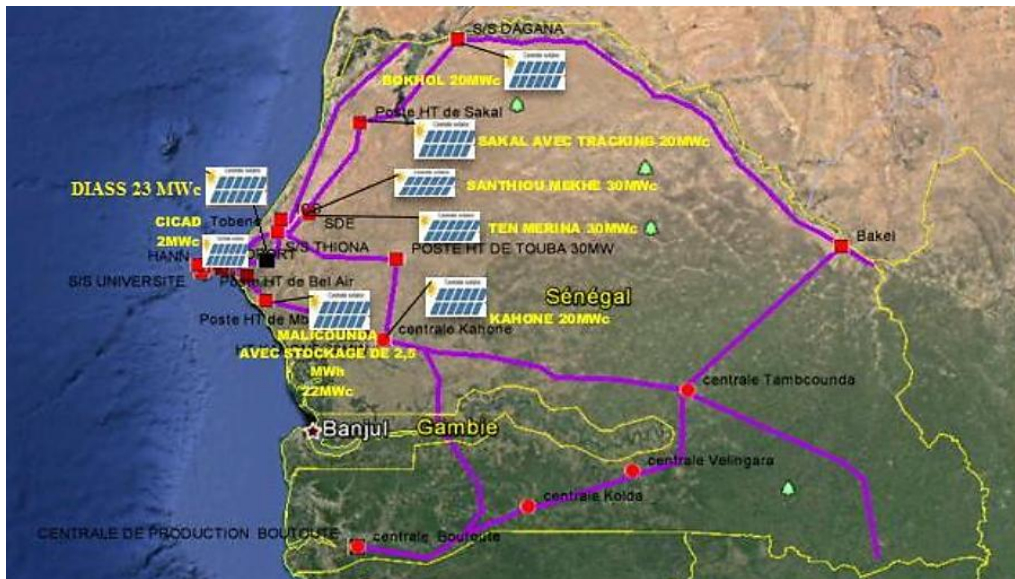


Figure 2 : La position géographique des centrales PV raccordées sur le RI de Senelec[6]

1.3 Présentation des centrales solaires photovoltaïques (PV)

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire grâce à des capteurs ou à des centrales solaires photovoltaïques. Elles sont essentiellement composées de champ PV, d'onduleurs pour la conversion et de transformateurs pour les besoins d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau.

La figure 3 donne un aperçu d'une centrale électrique solaire PV multi-mégawatts raccordée au réseau.

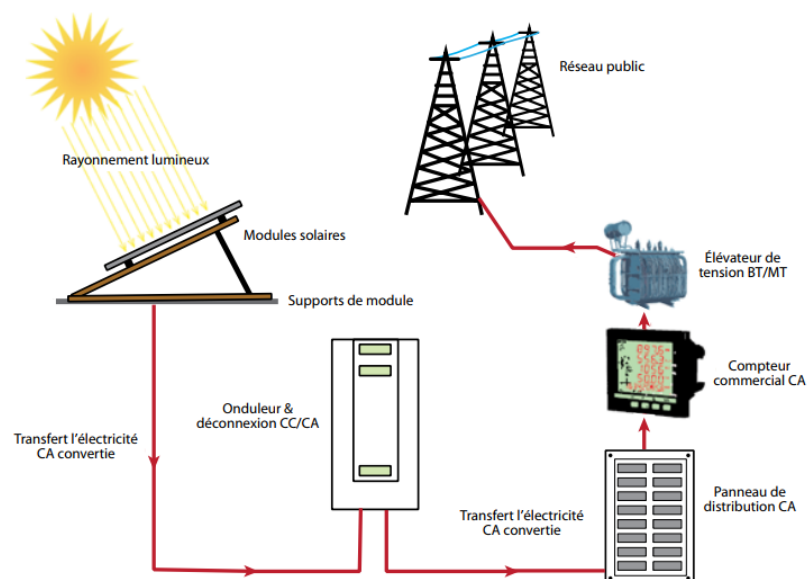


Figure 3 : Schéma d'une Centrale électrique PV solaire[7]

1.3.1 Architecture générale d'une centrale solaire PV

Une centrale photovoltaïque est principalement composée d'un générateur (les modules PV), de dispositif de conversion du courant continu produit par les modules en courant alternatif appelé Onduleur. D'un transformateur pour élever la tension à la sortie des onduleurs et en fin d'un poste de transformation qui constitue le point de livraison où s'évacue l'énergie produite par la centrale vers le réseau auquel elle est raccordée. La figure 4 présente une illustration des différents composants d'une centrale PV.

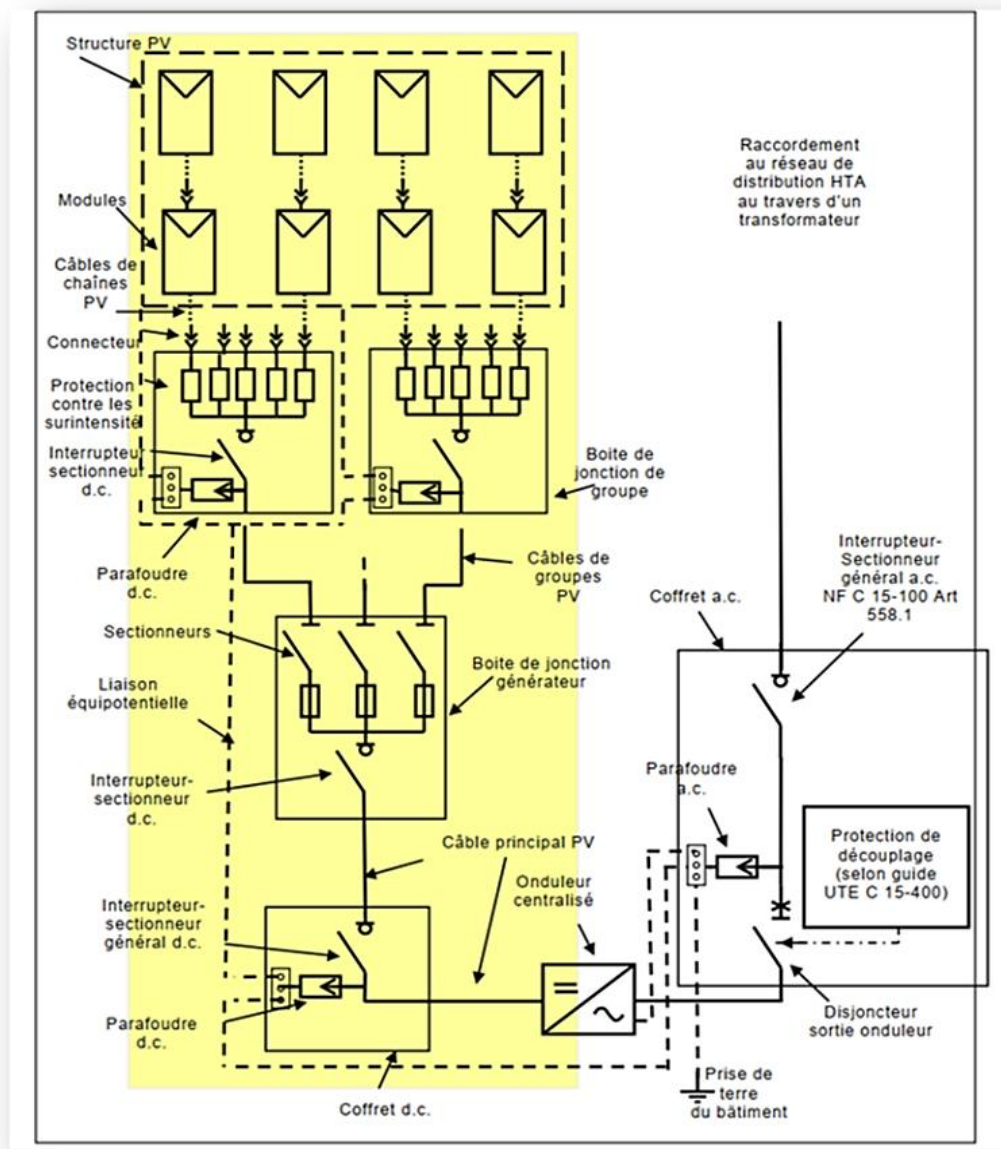


Figure 4 : Architecture d'une centrale PV[8]

1.3.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV et d'un module

Une cellule photovoltaïque constitue l'élément de base du système photovoltaïque qui permet la conversion du rayonnement solaire (ou transformation directe de la lumière) en électricité. Un module ou panneau solaire est formé par plusieurs cellules associées. Ces panneaux regroupés en chaîne PV pour définir la tension de notre système puis en groupes PV pour obtenir la puissance de notre système constituent une centrale solaire PV.

1.3.3 Types d'onduleurs et leurs rôles (string, centraux, Hybride)

Les onduleurs sont des dispositifs électroniques à semiconducteurs. Ils convertissent le courant continu généré par les modules PV en courant alternatif, en se conformant dans l'idéal aux exigences du réseau local. Les onduleurs peuvent également réaliser une variété de fonctions afin de maximiser la production de la centrale. Celles-ci vont de l'optimisation de la tension dans les chaînes et du suivi de la performance de la chaîne à l'enregistrement des données et à la fourniture d'une protection et d'une isolation en cas d'anomalies dans le réseau ou dans les modules PV[7].

Il existe trois catégories d'onduleurs : les onduleurs centraux, les onduleurs strings et les onduleurs hybrides.

- **Onduleur central** : On le retrouve dans les centrales solaires PV de moyenne et grande envergure. Un grand nombre de modules sont connectés en série pour former une chaîne haute tension (HT). Les chaînes sont alors connectées en parallèle à l'onduleur. Les onduleurs centraux offrent une grande fiabilité et simplicité d'installation. Ils présentent cependant des inconvénients : augmentation des pertes par déséquilibre (ce sont les pertes dues aux modules PV présentant des profils de courant/tension variables utilisés dans le même panneau) et l'absence de conversion optimale d'énergie (MPPT) pour chaque chaîne. La conversion optimale d'énergie est la capacité de l'onduleur à régler son impédance de sorte que la chaîne soit à une tension de fonctionnement qui maximise la puissance de sortie [7]. La figure 5 illustre la représentation de l'onduleur central avec comme exemple le modèle de Schneider xC680 utilisé dans la centrale de Santhiou Mékhé.

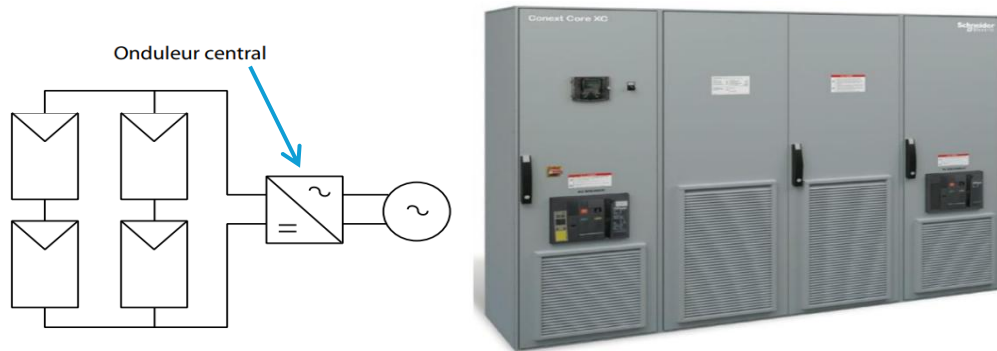


Figure 5 : Onduleur central modèle Schneider xC680 utilisé dans la centrale de Santhiou Mékhé [7].

- **Onduleur string ou branche ou chaîne** : Les onduleurs de branche fournissent une MPPT au niveau de la chaîne, toutes les chaînes étant indépendantes les unes des autres. Cette configuration permet de maximiser la conversion d'énergie et s'avère utile dans les cas où les modules ne peuvent pas être installés selon la même orientation ou lorsque des modules ayant des cahiers des charges différents sont utilisés ou quand il y a des problèmes d'ombrage [7]. La figure 6 illustre la représentation des onduleurs chaînes avec leur raccordement.

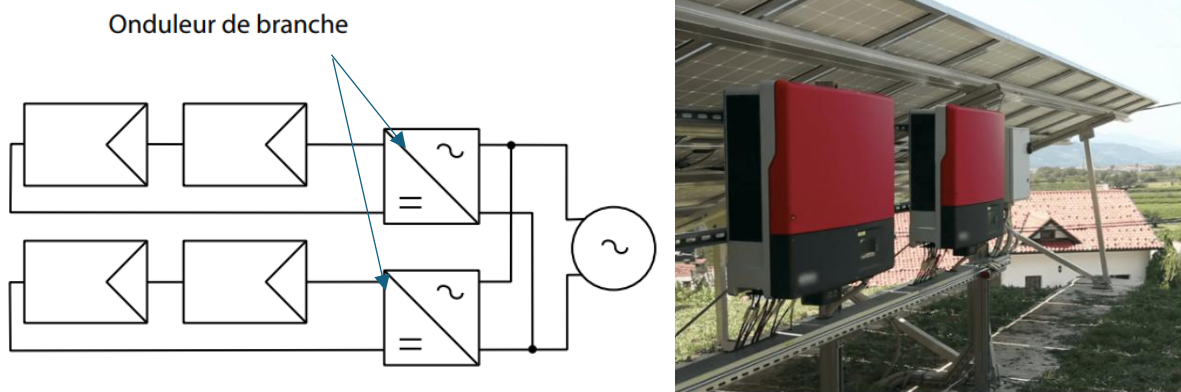


Figure 6 : Onduleur string [7]

- **Onduleur hybride** : Ce sont des dispositifs polyvalents qui combinent les fonctionnalités des onduleurs solaires et des onduleurs de batteries, offrant une gestion intelligente et flexible de l'énergie [9].

1.3.4. Systèmes de protection intégrés aux centrales PV.

Les SPI sont essentiels pour assurer la sécurité des personnes, de l'installation PV et du réseau. Elles sont mises en place à différents niveaux des modules PV jusqu'au réseau électrique. On peut citer :

- **La protection contre les surintensités et les surtensions** dont le rôle est de protéger les installations contre les pics de tension et les courants excessifs (parafoudres, fusibles et disjoncteurs).

- **La mise à la terre** qui permet d'évacuer les surtensions et les courants de fuite pour protéger les usagers et les équipements contre les chocs électriques. Toutes les structures métalliques telles que les cadres des modules, les supports, les onduleurs... sont tous reliés à la terre.

- **La protection par découplage**

La protection essentielle de la centrale repose sur la protection par découplage. Elle est destinée à déceler les perturbations survenant sur le réseau HTA. Elle assure la protection des onduleurs connectés en particulier et de l'installation GPV en général, des perturbations du réseau de distribution.

Suivant la puissance de l'installation photovoltaïque, la fonction de découplage est soit :

- Intégrer à l'ensemble des onduleurs pour une installation inférieure à 250 kVA [10] suivant la norme allemande DIN VDE 0126 la seule reconnue à ce jour. Le dispositif installé surveille constamment les paramètres du réseau tels que la tension, la fréquence et l'impédance.
- Externe à l'Onduleur pour des puissances supérieures à 250 kVA, la fonction de protection de découplage est alors assurée par des relais de mesure indépendants à l'onduleur.

A la sortie de l'onduleur, la production doit être évacuée par l'intermédiaire d'un transformateur de puissance vers le réseau de distribution que nous allons présenter dans les paragraphes qui suivent.

1.4. Présentation du Réseau de Distribution 30 kV

Un réseau électrique c'est un ensemble d'ouvrage électrique capable de véhiculer l'énergie électrique produite à partir des sites de productions vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué d'un ensemble de matériels (lignes aériennes, canalisations souterraines, postes de transformation électrique et bâtiments) exploités à différents niveaux de tensions.(Senelec, s. d.-a). Le réseau doit garantir la sécurité, la stabilité à travers une gestion dynamique. La distribution permet le passage progressif des très hautes tensions du réseau de transport aux basses tensions de la consommation. Il s'agit de réseaux intermédiaires qui desservent les millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui seront alimentés à travers les postes de transformation ou de distribution 30 kV dans le cas du Sénégal.

1.4.1. Architecture typique d'un réseau de Distribution HTA (postes sources, lignes, postes de distribution HTA/BT).

L'architecture d'un réseau de Distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

La norme UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

Tableau 1 : Niveaux de tension alternative

Domaine de Tension	Plage de Tension en alternative
TBT (très basse tension)	Tension composée inférieure ou égale à 50 V
BTA (basse tension A)	Tension composée comprise entre 50 V et 500 V
BTB (basse tension B)	Tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
HTA (Haute tension A)	Tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
HTB (Haute tension B)	Tension composée supérieure à 50 kV

Le réseau de Distribution de la Senelec est alimenté principalement à partir des postes sources ou injecteurs du réseau de Transport (90/30 kV, 225/30 kV) et par les centrales qui injectent directement sur ce réseau comme la centrale solaire du CICAD.

Les principaux composants d'un réseau de Distribution sont :

- Le poste source HTB/HTA qui est le point de départ du réseau HTA. Il reçoit l'électricité à partir du réseau Transport à une tension très élevée exemple 90 kV ou 225 kV pour le Sénégal et la transforme en 30 kV pour la distribution.
- Les départs 30 kV : qui quittent le poste source par le biais de plusieurs lignes pour alimenter les différentes zones du territoire (exemple le poste du CICAD).
- Les lignes électriques : soient aériennes (sur poteaux) ou souterraines (câbles enterrés), transportent l'électricité vers les postes de transformations HTA/BT.
- Les postes HTA/BT : situés en ville, dans les régions, dans les industries transforment la tension 30 kV en basse tension monophasée (230 V) ou triphasée 400 V.
- Les Cellules HTA : Renferment les équipements de coupure de protection et de raccordement. Les flux d'énergie sont gérés à ce niveau. On les retrouve au niveau des postes sources et les postes de transformation. On les retrouve aussi au niveau des postes de livraison où s'effectue la connexion de la centrale au réseau public de distribution.

1.4.2. Le poste de livraison

Le poste de livraison est un ensemble d'équipements électromécaniques qui assure le raccordement du système solaire au réseau électrique. Il comprend plusieurs éléments essentiels comme des disjoncteurs différentiels, les relais de protections pour protéger l'installation photovoltaïque en cas de défaillance.

Il permet aussi de réguler l'énergie envoyée tout en contrôlant la tension pour qu'elle soit compatible avec le réseau afin de garantir une distribution sécurisée de l'énergie.

1.4.3. Exigences du code réseau du Sénégal pour le raccordement d'installations

Le code réseau décrit tous les scénarios possibles et retenus actuellement en matière de raccordement des unités de production sur le réseau HTA/BT communément appelé réseau de distribution.

En son article 205, les Installations de production doivent être conformes aux exigences et normes non exhaustives suivantes [12] :

- UTE 15-712-1 : Guide pratique - Installations photovoltaïques raccordées au Réseau public de distribution ;
- DIN VDE 0126-1-1 : Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur solaire PV et le Réseau de distribution public à basse tension.

1.5. Conclusion

Cette partie nous a permis de passer en revue les généralités sur l'énergie solaire PV, de présenter la centrale PV qui fait l'objet de l'étude et l'entreprise Senelec particulièrement la direction production. Nous verrons dans le chapitre qui va suivre la méthodologie utilisée pour analyser l'impact des interruptions de service du réseau sur la centrale PV de CICAD.

Chapitre 2 : Méthodologies d'analyse et d'évaluation des données

2.1. Introduction

Sur la base des rapports journaliers de la centrale du Centre International de Conférence Abdou Diouf (CICAD). La durée de chaque déconnexion est mesurée et enregistrée. La quantité d'énergie non produite correspondante est ainsi calculée à partir des données météorologiques (irradiation, température, vitesse du vent, éclaircissement) qui sont enregistrées par la centrale de mesure par pas d'une minute.

La méthode de travail adoptée consiste à faire dans un premier temps une évaluation de la production réelle en calculant la durée totale des déconnexions et la quantité d'énergie correspondante durant cette période d'étude. Ensuite d'analyser le fichier des interruptions de services du gestionnaire du réseau de distribution afin de recenser l'ensemble des pertes existantes.

2.2. Présentation de la centrale de CICAD

La centrale Solaire PV de 2 MW du Centre International de Conférence Abdou Diouf (CICAD) est la première centrale PV connectée au réseau électrique de la Senelec. Elle se situe à Diamniadio (30 km de Dakar) et a été mise en service le 14 novembre 2014. Elle est raccordée au réseau de Distribution HTA de la SENELEC. La centrale est composée de 6960 modules polycristallins de 295 Watts répartis sur une superficie nette de 1,6 hectare. Les modules sont divisés en 116 tables de 60 panneaux qui injectent sur deux onduleurs de 1 Mégawatt chacun avec comme plage de tension d'entrée DC 600-800 Volts. Un transformateur HTA/BT de 2 MVA, 0,4/30 kV assure l'élévation en tension HTA pour le raccordement au réseau de Distribution 30 kV. Elle est connectée au départ HTA « KM22 » issu du poste source Cap de biches. La protection de découplage est gérée côté HTA. L'injection au réseau s'effectue dans les conditions suivantes :

- fréquence comprise entre **47,5 Hz et 51 Hz**
- tension comprise entre **29 kV et 33,5 kV**.

Chapitre 2 : Méthodologies d'analyse et d'évaluation des données

Le tableau 2 résume la description de la centrale et la figure 7 l'emplacement de la centrale dans le CICAD. Les caractéristiques techniques des modules utilisés sont données par le tableau 3 et ceux de l'onduleur par le tableau 4.



Figure 7 : Localisation de la centrale solaire PV du CICAD

Tableau 2 : Description de la centrale CICAD

Nom du Site	Centrale solaire CICAD
Surface	2,2 hectares
Nombre de modules YL295P-35b	6960
Coordonnées	14°33'44''Nord, 16°47'13''Ouest,
Élévation	0 m
Inclinaison Azimut	6°
Orientation Sud	24°

Tableau 3 : Spécifications techniques du module exploité à la centrale CICAD

Grandeurs	Valeurs
Puissance nominale (P)	295 W
Tension optimale (Vopt)	35,6 V
Courant optimal (Iopt)	8,29 A
Tension circuit ouvert (Vco)	45 V
Courant court-circuit (Icc)	8,79 A
Température de référence	25°C

Tableau 4 : Spécifications techniques de l'onduleur

Données d'entrées en DC	
Puissance nominale recommandée	1200 kWp
Courant continu max.	1800 A
Plage de tension en courant continu	570-1000V
Plage de tension MPPT CC	570-910V
Nombre d'entrées CC	12
Début de la production	0,5%Pn approx.
Données de sorties en AC	
Nombre de phases	3
Puissance alternative nominale	1000 kW

Puissance maximale en AC	1100 kW
Tension alternative évaluée (RMS)	360 V
Plage de tension AC	-15% / +10%
Plage de fréquences de sortie	47,5...53/57...63 Hz

2.3. Modèle de calcul de l'énergie produite par la centrale

Pour déterminer l'énergie réelle produite durant cette période d'étude de juillet 2016 à juin 2017, on applique le cumul de l'énergie réalisée et de l'énergie non produite (ENP) calculée sur la base du modèle de l'énergie élaboré pour la centrale du CICAD. Ce modèle intègre les équations formulées à partir des travaux de recherches de A. Ndiaye (20...) [13] auxquels nous avons rajouté dans l'équation finale de la puissance électrique les coefficients de pertes de l'onduleur, des chutes de tension, du facteur de forme et de l'inclinaison des modules pour obtenir la puissance instantanée de la centrale. Ainsi l'ENP est obtenue en multipliant la puissance calculée durant la période d'interruption et le temps perdu en heure.

Ci-dessous les équations qui ont permis d'obtenir le modèle de calcul de l'énergie produite par la centrale :

- La température du module (T_{mod}) :

$$T_{mod} = T_{amb} + E \times \left[A \times e^{-a-b.WS} + \frac{\Delta T_{mod}}{1000} \right] \quad \text{Eq.2-1}$$

Avec

T_{mod} en °C : Température Cellule PV

T_{amb} en °C : Température de l'air

E en W/m² : Irradiance solaire

WS en m/s : Vitesse du vent

a sans unité

b en (s/m) : « coefficient de sensibilité au vent »

On introduit un coefficient d'échelle A en °C·m²/W : lié « coefficient d'échauffement » ou « coefficient d'élévation température entre les surfaces avant et arrière du module »

ΔT_{mod} en °C : échauffement interne à 1000 W/m² (l'écart de température entre la cellule et la surface arrière du module)

- La tension en circuit ouvert mesurée V_{com} en V

$$V_{com} = V_{costc} + K_u \times (T_{mod} - 25) \quad \text{Eq.2-2}$$

K_u : coefficient de température en tension en %/°C.

V_{costc} Tension circuit ouvert du panneau dans les conditions standards de test en V.

- Le courant de court-circuit mesuré I_{ccm} en A :

$$I_{ccm} = [I_{ccstc} + K_i \times (T_{mod} - 25)] \times \left(\frac{E}{1000}\right) \quad \text{Eq.2-3}$$

K_i : coefficient de température en courant %/°C

I_{ccstc} : Courant de court-circuit du panneau dans les conditions standards de test en A.

✚ Standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles [13]

Le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert mesurés en fonctionnement réel I_{ccm} et V_{com} doivent être comparés avec leurs valeurs initiales I_{cci} et V_{coi} dans les conditions standards de test (STC). Ainsi, les mesures de terrain doivent être ramenées aux conditions standards avant de les comparer avec les valeurs initiales I_{cci} et V_{coi} . A partir de ces mesures, il est possible de remonter aux valeurs standards relatives aux conditions STC caractérisées par un ensoleillement de 1000 W/m² et une température $T_{ref}=25$ °C.

- Standardisation de la tension en circuit ouvert (V_{costc})

$$V_{costc} = V_{com} + K_u \times (T_{ref} - T_{mod}) \quad \text{Eq.2-4}$$

- Standardisation du courant de court-circuit (I_{ccstc})

$$I_{ccstc} = I_{ccm} \times \left(\frac{1000}{E}\right) + K_i \times S_{pv} \times (T_{ref} - T_{mod}) \quad \text{Eq.2-5}$$

S_{pv} : surface du module en m²

- Le Facteur de Forme FF : Les mesures en fonctionnement réel ainsi standardisées sont utilisées pour évaluer la déviation de la caractéristique réelle courant-tension (I-V) de la caractéristique idéale du module suivant le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et la puissance maximale.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{costc} \cdot I_{ccstc}} \quad \text{Eq.2-6}$$

$P_{max} = V_{opt} \cdot I_{opt}$ en W

$V_{opt} = c$ 'est la tension optimale MPPT (voir annexe fiche technique du panneau) en V.

$I_{opt} = c$ 'est le courant optimal MPPT (voir annexe fiche technique du panneau) en A.

- La puissance du module P_{pv} en W :

$$P_{pv} = V_{com} \times I_{com} \times FF \quad \text{Eq.2-7}$$

- La puissance du champ (P_{champ}) en kW :

$$P_{champ} = P_{pv} \times Nm \quad \text{Eq.2-8}$$

Nm : c'est nombre de modules dans le champ photovoltaïque.

- Puissance de sortie au niveau des onduleurs (P_{sortie}) en kW.

Les différentes pertes techniques d'énergie sont déterminées et classées en quatre types : le vieillissement des modules photovoltaïques, l'inclinaison des modules photovoltaïques, les chutes de tension des câbles et le rendement de l'onduleur. Le coefficient de chaque type de perte déjà déterminé lors des travaux de modélisation des performances électriques de la centrale PV du CICAD [14] est pris en compte dans l'évaluation de la puissance du système PV, c'est-à-dire à la sortie des onduleurs. Ci-dessous le tableau 5 donnant les coefficients de pertes avec leurs valeurs.

Tableau 5 : Les différentes pertes techniques du système PV du CICAD/[14]

K1 : coef. de perte onduleur	K2 : coef. de perte ΔU chute de tension	K3 : coef. de perte sur inclinaison des panneaux	K4 : coef de perte sur le facteur de forme FF
0,980	0,970	0,900	0,992

Ainsi nous avons l'équation de la puissance à la sortie des onduleurs

$$P_{sortie} = P_{pv} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times Nm \quad \text{Eq.2-9}$$

- **Energie non produite (ENP)**

$$ENP(kWh) = P_{sortie} \times DAR \quad \text{Eq.2-10}$$

Avec DAR = Durée Absence Réseau en heure.

Ce travail a été effectué tout au long de la période d'étude pour déterminer la durée d'absence réseau, l'énergie non produite (ENP) ainsi que la production réelle calculée en le combinant avec la production déjà réalisée par la centrale durant cette période.

2.4. Analyse statistique des incidents de déclenchement à partir du FIS

La centrale CICAD est une centrale solaire PV à injection directe. C'est-à-dire, elle nécessite obligatoirement la présence et la disponibilité du réseau électrique piloté par les gestionnaires du réseau. Ainsi les interruptions de service du réseau engendrent une perte de productivité pour la centrale.

2.4.1. Types d'interruption

Au sein de ce réseau, nous distinguons plusieurs types d'interruptions de service qui sont classés par catégories codifiées. On peut noter [15] :

- Défaut **Fugitif** (F2) : c'est toute tentative de remise réussie d'un départ après un déclenchement. La cause est très souvent non recherchée.
- Défaut **semi-permanent** (F3) : c'est toute tentative de remise non réussie d'un départ après un déclenchement ne causant pas un dégât matériel.
- Défauts **permanents** (F4) : c'est toute tentative de remise non réussie d'un départ après un déclenchement causant un dégât matériel.
- **Délestage** (F5) : Toute réduction volontaire (manuelle ou automatique) de la demande par tension ou fréquence anormalement basse, par incident (déclenchement de réseau, problème de transit), par manœuvre.
- **Coupure** F6 : Toute interruption de service programmée et réalisée dans le but d'effectuer des travaux sur le réseau HTA.

Le réseau de Distribution HTA est composé de plusieurs départs appelés « feeder ». Un feeder est un circuit électrique Haute Tension A (HTA) dont le rôle est d'acheminer l'énergie électrique depuis le poste source jusqu'aux points de distribution locaux HTA/BT. La figure 8 représente le projeté du nouveau feeder du CICAD en violet dans le schéma unifilaire du réseau de distribution 30 kV de la région de Dakar.

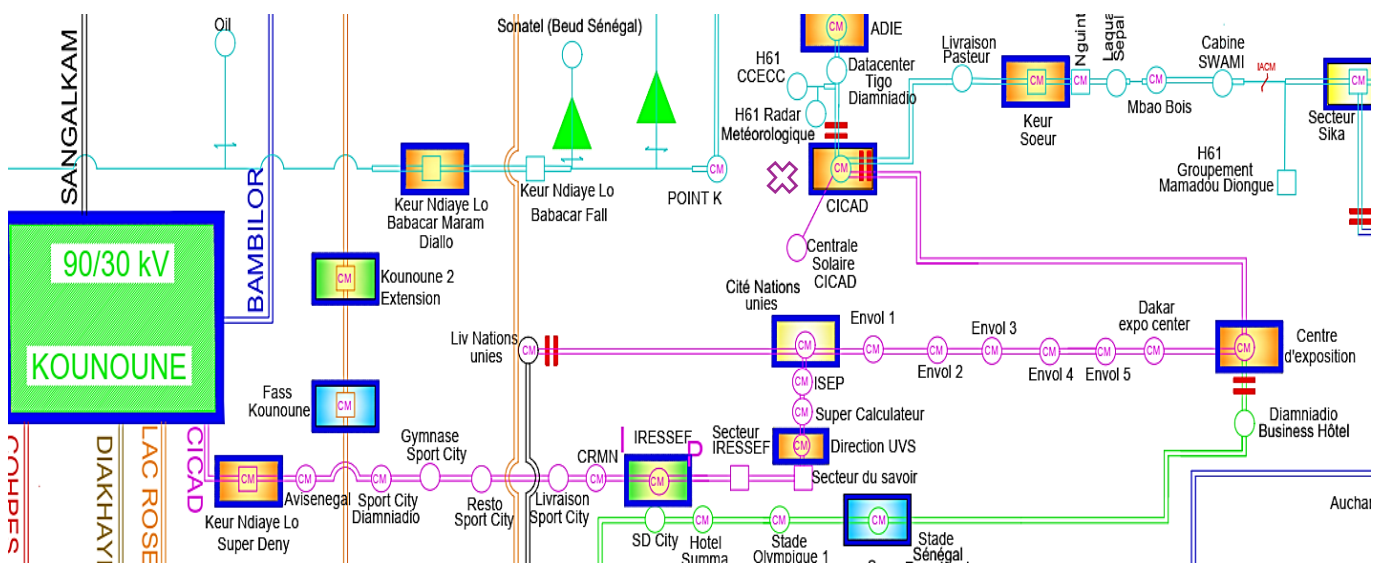


Figure 8 : Projeté du nouveau feeder du CICAD (en couleur violet) [16]

La centrale du CICAD sise à Diamniadio était raccordée sur le feeder de KM22 de 2016 à 2018. Pour effectuer le traitement des interruptions sur ce feeder durant la période d'étude, un tableau comprenant les rubriques ci-dessous a été élaboré pour évaluer la disponibilité du réseau durant

la période d'étude ainsi que les causes des interruptions les plus fréquentes. Ce tableau renferme :

- la date ;
- le poste source (point de départ du feeder) ;
- la tension primaire ;
- le nom du feeder ;
- la nature présumée de l'interruption ;
- la cause présumée de l'interruption ;
- le siège présumé du défaut ;
- la signalisation ;
- l'heure d'apparition ;
- l'heure de remise et
- la durée d'interruption.

2.5. Indicateurs de performance

a. Définition

Les indicateurs de performance ou KPI (Key Performance Indicator) sont des données chiffrées qui permettent de suivre l'avancement d'un objectif. Ils sont essentiels pour évaluer les performances, fournissent des informations claires sur les résultats et alertent en cas d'écart par rapport aux objectifs. Ils orientent aussi les décisions stratégiques au sein d'une entreprise. Un KPI bien défini ne se contente pas d'observer, mais guide également les actions à entreprendre pour atteindre les objectifs fixés.

b. Les indicateurs de performance utilisés

Il existe plusieurs types d'indicateurs de performance, chacun ayant un but spécifique. Parmi les catégories d'indicateurs qui existent, nous allons utiliser les indicateurs quantitatifs et qualitatifs pour évaluer la performance de la centrale. Ces indicateurs peuvent être des chiffres bruts (quantitatifs) ou des évaluations basées sur des critères qualitatifs, selon les besoins de l'organisation. Dans cette étude nous aurons à étudier :

- La Durée d'Absence Réseau ou DAR qui est un indicateur mesurable qui nous renseigne sur la durée de l'interruption de service.

Elle se calcule comme suit :

$$DAR = HRS - HAD \quad \text{Eq.2-11}$$

HRS étant l'Heure de Remise en Service et HAD est l'heure d'Apparition du Défaut.

Le coefficient de disponibilité du réseau (KD) qui est un indicateur mesurable qui nous renseigne sur la disponibilité du réseau pour garantir l'évacuation de la production d'énergie de la centrale. Elle se calcule comme suit :

$$KD = \left(1 - \frac{DAR}{\text{durée d'ensoleillement}}\right) \times 100 \text{ exprimé en \%} \quad \text{Eq.2-12}$$

NB : la durée d'ensoleillement représente la période temporelle pendant laquelle une installation reçoit un rayonnement solaire direct d'une intensité suffisante pour produire de l'énergie électrique. Autrement dit c'est la différence entre l'heure de fin de production et l'heure de début de production donnée par l'onduleur.

- Le nombre d'heure de marche de la centrale ou Nh en heure [17] qui est un indicateur qui nous renseigne sur le nombre d'heures par an de fonctionnement équivalent à la puissance nominale du système PV. Elle se calcule comme suit :

$$Nh = \frac{Ea}{Pref} \text{ exprimé en h} \quad \text{Eq.2-13}$$

Avec Ea : l'énergie active à la sortie des onduleurs en kWh

Pref : Puissance installée de la centrale PV en kW.

- Le facteur de charge % [17] : qui est un indicateur qui nous renseigne sur le ratio de productivité dans l'année standard de 365 jours. C'est un moyen utilisé pour présenter l'énergie fournie par un système de production d'électricité. Le facteur de charge ou de capacité est défini comme le rapport entre l'énergie réelle produite en courant alternatif et la quantité d'énergie que le système photovoltaïque générerait s'il fonctionnait à sa puissance nominale[18]. Elle se calcule comme suit :

$$FC = \frac{Nh}{8760} \text{ exprimé en \%} \quad \text{Eq.2-14}$$

- Le coefficient de performance[17] : assimilé au coefficient global de pertes, est un indicateur qui nous permet d'évaluer la conception et le fonctionnement optimum d'un système PV. C'est le rapport de l'énergie utile générée par rapport à l'énergie qui devrait être générée par une centrale PV idéale sans pertes.

$$CP = \frac{Rg}{Rmstc} = \frac{Go.Nh}{Ha} \quad \text{Eq.2-15}$$

Avec :

- ✓ R_g : Rendement annuel de conversion du système,
- ✓ R_{mstc} : Rendement de conversion du module aux CNE (Conditions Normalisées d'Essai (CNE/STC))
- ✓ $G_o = 1000 \text{ W/m}^2$ aux STC
- ✓ H_a ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{an}$ dans le plan des modules) : Éclairement énergétique solaire total dans le plan des modules

2.6. Conclusion

Cette partie nous a permis de passer en revue toutes les méthodes utilisées pour l'élaboration du calcul de l'énergie produite par la centrale et indirectement de l'énergie non produite. Elle va nous permettre aussi d'évaluer ces déclenchements sur la productivité de la centrale. Nous verrons dans le chapitre qui va suivre la présentation des résultats de l'étude et des solutions retenues pour amoindrir ces déclenchements.

Chapitre 3 : Résultats, Discussion et Solutions de Mitigation

3.1 Introduction

Pour une meilleure compréhension de cette étude, nous avons déterminé les paramètres et indicateurs de performance réalisés par la centrale. Ces mêmes paramètres et indicateurs sont calculés pour évaluer ce qu'aurait pu produire la centrale en l'absence de ces interruptions du réseau. Avec les données obtenues puis traitées à partir des rapports journaliers de la centrale et du réseau, nous allons déterminer :

- l'énergie annuelle non produite ;
- la durée d'absence du réseau ainsi que les interruptions de service du feeder sur lequel est raccordée la centrale ;
- le nombre d'heures de marche réalisé par la centrale avec le taux de disponibilité du réseau ;
- le facteur de charge ou ratio de productivité ;
- le coefficient de performance ou ratio de performance du système ;
- les impacts globaux.

Nous verrons par la suite l'impact de nos résultats sur la centrale PV du CICAD. Enfin, nous proposerons des solutions et des perspectives.

3.2. Résultats de l'étude

3.2.1. L'Energie non produite

L'énergie non produite correspond au déficit de production enregistré par la centrale en raison des interruptions du réseau. Elle est obtenue à partir du modèle de calcul de l'énergie déjà élaboré. Comme nous pouvons le constater dans le tableau 6, la durée d'absence réseau est de 315,28 heures soit environ 13 jours 3 heures et 17 minutes. Le pourcentage de l'énergie annuelle non produite calculée représente 6,81% de ce qui est réalisée.

Tableau 6 : Energie non produite

Période	Durée absence réseau(h)	Production réalisée (kWh)	Energie non produite (kWh)	Production calculée (kWh)	Energie non produite (%)
Juillet 2016-Juin 2017	315,28	3 195 390	217 579,51	3 412 969,51	6,81%

3.2.2. La durée d'absence du réseau et les types d'interruptions de service sur le feeder KM22

Comme on peut le constater dans le tableau 7, les nombres et les durées totales des interruptions du feeder KM22 y sont représentés. Ce feeder a totalisé 441 interruptions soit 280 heures et 43minutes durant la période d'étude.

Tableau 7 : Interruptions du feeder KM22 de juillet 2016 à juin 2017.

Étiquettes de lignes	Occurrences	Durée des interruptions (h:mn)
KM 22		
Coupure	74	129:19:00
Délestage	193	79:23:00
Fugitif	46	1:22:00
Permanent	64	65:44:00
Semi-permanent	64	4:55:00
Total général	441	280:43:00

Parmi les interruptions enregistrées, nous avons constaté plus de délestages avec 193 occurrences pour une durée totale de 79 h 23 min qui ont provoqué le découplage de la centrale avec le réseau. Cependant les coupures bien qu'elles ne surviennent que 74 fois (soit 2,61 fois moins que les délestages), cumulent la durée la plus longue, soit 129 h 19min. Ce qui indique des pannes complexes ou lourdes à réparer. La fiabilité globale du feeder totalisant 441 interruptions pour 280h 43min, montre une fragilité du feeder KM22. La figure 9 ci-dessous illustre la répartition en pourcentage des interruptions de 2016 à 2017.

Répartition des interruptions enregistrées de 2016 à 2017

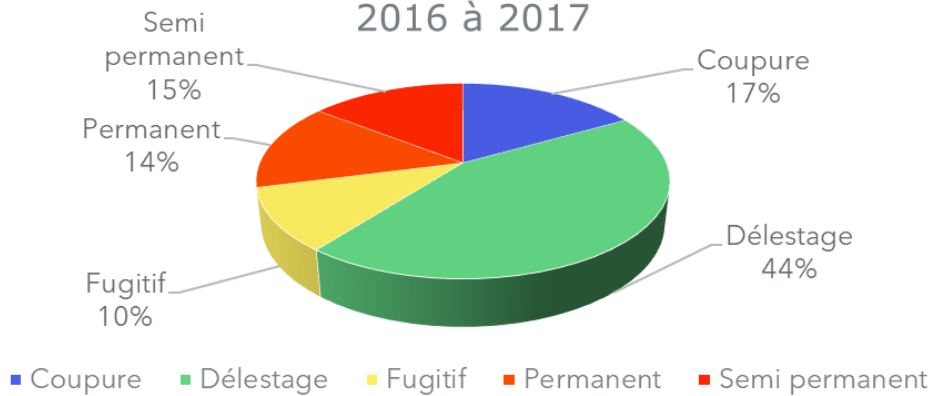


Figure 9 : Répartition en pourcentage des interruptions de 2016 à 2017

La figure 10 ci-dessous détaille les causes des délestages qui sont prédominants.

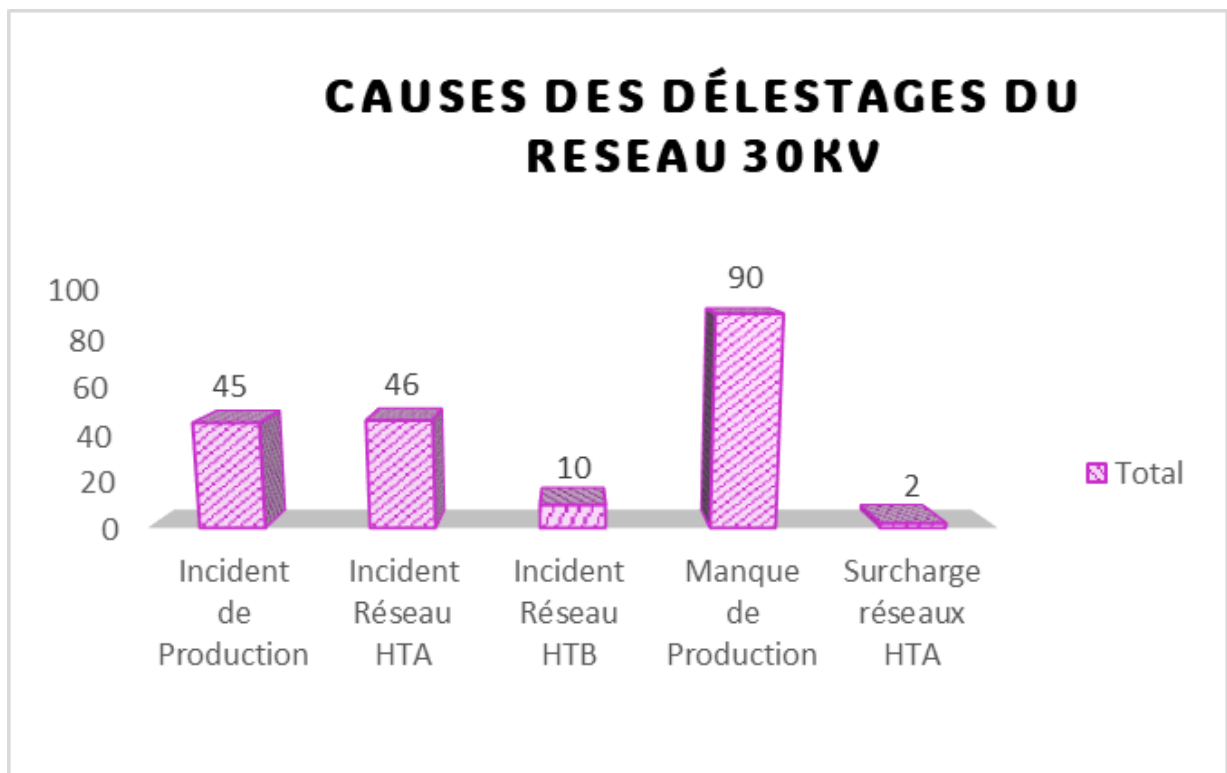


Figure 10 : Causes prédominantes des déclenchements du réseau 30 kV

La cause principale des délestages est le manque de production avec 90 cas. Cela montre que le réseau ne produit pas assez d'énergie qui font que certains secteurs sont coupés pour corriger la fréquence du réseau. Les incidents cotés HTA et production, respectivement 46 et 45 cas, sont quasiment à égalité. Cela montre un problème d'infrastructure côté poste HTA et lignes. Les surcharges sur le réseau HTA très faible 2 cas montrent que le problème d'évacuation de l'énergie ne se pose pas. Et enfin les incidents Réseau HTB plus faibles que le HTA indiquent que le réseau de transport est plus stable que le réseau de distribution.

3.2.3. Le nombre d'heures de marche réalisé par la centrale avec le taux de disponibilité du réseau

Le tableau 8 indique le nombre d'heures par an de fonctionnement de la centrale à pleine puissance par rapport au taux de disponibilité annuel du réseau.

Tableau 8 : Nombre d'heures de marche et taux de disponibilité du réseau

Période	KD en %	Nh (réalisée) en h	Nh (calculée) en h	Ecart en %
Juillet 2016- Juin 2017	89,15	1556,45	1662,43	6,81

La centrale a fonctionné en pleine puissance pendant 1556,45 h dans la période du 1^{er} juillet 2016 au 30 juin 2017. L'écart de 6,81% entre le Nh (calculée) sans interruption du réseau et le Nh réalisée, montre ce que la centrale a perdu en termes d'heures de fonctionnement causé par une disponibilité de 89,15% du réseau de distribution local.

3.2.4. Le facteur de charge ou ratio de productivité

Proportionnellement lié au nombre d'heures de marche de la centrale, il constitue un indice sur la productivité de la centrale. Nous pouvons le voir sur la dernière colonne du tableau 9 une perte de 6,81% sur la productivité pour un taux de disponibilité du réseau évalué à 89,15%.

Tableau 9 : Facteur de charge ou ratio de productivité

Période	FC réalisée	FC calculé	Ecart en pourcentage
Juillet 2016 - juin 2017	17,77 %	18,98 %	6,81%

3.2.5. Le coefficient de performance du système

Le coefficient de performance est un indicateur qui permet de savoir si une centrale fonctionne bien et si elle a été correctement conçue. A titre indicatif, la centrale du CICAD a atteint un niveau de performance annuel de 0,68.

Le tableau 10 présente les résultats mois par mois :

- d'un côté, la performance réellement produite,
- de l'autre, la performance corrigée, qui tient compte de l'énergie non produite (ENP), c'est-à-dire l'électricité que la centrale aurait pu produire, mais n'a pas pu, pour diverses raisons externes à la centrale, notamment les déclenchements du réseau local.

Chapitre 3 : Résultats, Discussion et Solutions de Mitigation

Ainsi, les valeurs corrigées donnent une image plus complète de la performance réelle de la centrale.

Tableau 10 : Coefficient de performance mensuel du système de juillet 2016 à juin 2017

Mois	PR réalisé	PR Calculé	Ecart en %
juillet-2016	0,59	0,68	15,25%
août-2016	0,65	0,71	9,23%
sept.-2016	0,54	0,59	9,26%
oct.-2016	0,70	0,76	8,57%
nov.-2016	0,62	0,65	4,84%
déc.-2016	0,66	0,70	6,06%
janv.-2017	0,75	0,80	6,67%
févr.-2017	0,76	0,78	2,63%
mars-2017	0,72	0,74	2,77%
avr.-2017	0,68	0,75	10,29%
mai-2017	0,69	0,73	5,80%
juin-2017	0,66	0,69	4,54%

L'évolution de la performance est similaire, aussi bien pour les valeurs réalisées que pour les valeurs calculées. Cependant, on note une variation irrégulière de juillet à décembre 2016 du PR réalisé oscillant entre 0,59 à 0,76. Ces valeurs sont en deçà de la limite inférieure d'un PR normal qui se situe entre 0,7 à 1. De janvier à juin 2017, le PR calculé suit une évolution normale oscillant entre 0,73 à 0,8.

3.2.6. Les impacts globaux causés par les déclenchements du réseau

Ci-dessous un tableau récapitulatif de l'ensemble des critères affectés par les déclenchements du réseau. Comme nous pouvons le constater dans le tableau 11, le même écart perdu de 6,81% sur l'énergie produite se répercute sur l'ensemble des critères de performances de la centrale.

Tableau 11 : Les impacts globaux causés par les déclenchements du réseau

Période	Durée absence réseau (h)	Taux disponibilité du réseau (%)	Ecart énergie produite (%)	Ecart nombre d'heures de marche (%)	Ecart facteur de charge (%)	Écart coefficient de performance (%)	Ecart rendement global (%)
Juillet 2016 - Juin 2017	315,28	89,15%	6,81%	6,81%	6,81%	6,81%	6,81%

3.3. Discussion

Au cours de l'évaluation des déconnexions enregistrées sur une année d'exploitation de la centrale de CICAD, dues à l'instabilité du réseau de distribution local, nous avons obtenu les résultats suivants :

- La détermination de la quantité d'énergie non produite ;
- La détermination de l'écart entre l'énergie non produite et l'énergie totale calculée que la centrale qu'aurait pu produire ;
- La détermination de la durée totale des déconnexions de la centrale ;
- La confirmation de l'instabilité du réseau affectant les performances de la centrale ;
- Comprendre les mécanismes des déclenchements ;
- Identifier les causes principales.

3.3.1 Interprétation des résultats

La centrale solaire PV, à injection directe et raccordée sur le feeder KM22 du réseau de distribution 30 kV, a totalisé un manque à gagner de 6,81% sur l'énergie totale qu'elle aurait pu produire à cause des déclenchements du réseau. A travers les résultats du tableau 6 sur les interruptions de service, nous notons que le feeder KM22 fait partie des feeders les plus perturbés avec **441** déclenchements pour une durée totale de **11 jours 16 heures 43 minutes**. Une différence de 34 heures 34 minutes est notée par rapport à la durée d'absence réseau déclarée par la centrale. Cette durée représente les interruptions enregistrées lorsque la centrale était basculée en cas de défaut sur l'autre feeder secours KM22 grâce au point d'ouverture normal présent dans le poste du CICAD. Les conséquences de ces perturbations seront d'autant plus manifestes au niveau des performances de la centrale. Pour **315,28** heures d'absence de réseau, la centrale a perdu **2 points** sur la limite inférieure du coefficient de performance annuel, soit 0,68 (68%) réalisé contre 0,7 (70%) durant la période d'étude.

Chapitre 3 : Résultats, Discussion et Solutions de Mitigation

Si on se confère aux études de Bernard Chabot [17], la plage normale du PR doit se situer entre 0,7 et 1 pour témoigner d'un fonctionnement optimal de la centrale PV. Cet indicateur sera par la suite majoré de **4 points** à la suite de l'ajout de l'énergie perdue sur l'énergie réalisée pour donner un coefficient de performance réel annuel de 0,72 (72%).

Le facteur de capacité FC varie d'environ 12,76 % à 21,91 %, la valeur la plus élevée étant observée en mars où il atteint environ 21,91%. Cela correspond à une période de forte production d'énergie due à un bon rayonnement solaire couplé d'une température optimale. Cette période de forte production est généralement enregistrée de janvier à mai. Pendant la saison des pluies, en particulier en juillet, août et septembre, le FC chute à environ 14,67 % - 15,17% - 12,76 %, reflétant une production d'énergie solaire réduite en raison d'une couverture nuageuse allongée et un niveau de rayonnement plus faible. Ces tendances saisonnières du FC soulignent l'impact direct des conditions environnementales sur la production d'énergie du système.

Des études menées dans la sous-région et en dehors du continent ont montré des résultats similaires sur le ratio de performance ainsi que le facteur de capacité. C'est le cas des études de [19] sur une année ont montré un PR oscillant entre 70,99 % et 75,60 % et un FC qui varie d'environ 14,82 % à 21,02 % pour la centrale de 50 MWc à Kita au Mali. Confirmant ainsi qu'un ratio de performance élevé indique une meilleure efficacité du système et des pertes d'énergie minimales. Notre étude pourra constituer une perspective pour l'étude de [19] pour l'amener à prendre en compte l'impact des déclenchements du réseau sur les performances de la centrale déjà étudiées.

Dans les travaux de recherche menés par K. Padmavathi et S. A. Daniel [20], il y figure que le facteur d'utilisation de la capacité de quatre centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau en Inde se situe entre 12,29 % et 18,8 %, calculés pour une année de fonctionnement de ces centrales, dont la centrale de 3 MWc qui faisait l'objet d'étude. Pour la même centrale, le ratio de performance était inférieur à 0,6 pour les mois d'août à novembre en 2010 à la suite des pertes d'énergie subies en raison du dysfonctionnement des composants du système, de l'incapacité à injecter de l'énergie dans le réseau en raison de l'état du réseau (non-disponibilité du réseau) et de l'arrêt forcé de l'installation pour des raisons de réparation et de maintenance. Alors qu'en 2011, il est supérieur à 0,6 pour tous les mois. La valeur la plus élevée du PR est de 0,78 au mois de février 2011 et la valeur la plus basse du PR est de 0,61 au mois de juin de la même année.

3.3.2 Les limites de l'étude

La difficulté majeure rencontrée était la détermination avec précision de l'énergie non produite. Il faut noter qu'il est très rare de trouver des travaux de recherche qui donnent des résultats sur l'énergie perdue à cause de l'instabilité du réseau électrique. Raison pour laquelle nous avons fait recours à nos connaissances théoriques et quelques articles pour aboutir à notre modèle élaboré dans la méthodologie.

3.4. Solution de Mitigation

Le Sénégal a un potentiel solaire très riche. Pour mieux bénéficier de cette source d'énergie, avec une amélioration continue de la qualité de service du réseau électrique, le raccordement des installations PV peut être efficient en prenant en considération les suggestions suivantes :

- Etablir un départ spécial entre le poste source HTA/BT et les installations PV pour diminuer les chutes de tension liées aux consommateurs qui peuvent entraîner des décrochages des onduleurs sur le réseau ;
- Disposer d'une double alimentation automatisée, offrant deux points d'injection en alternance pour les installations PV de grande puissance, afin de réduire le temps d'interruption de service ;
- Privilégier l'installation PV dans les zones à faible charge la journée. Les générateurs PV seront faiblement perturbés par les chutes de tension ;
- Concevoir un onduleur PV avec une protection de découplage temporisée pour les seuils de tension et de fréquence. Ce qui va réduire considérablement les découplages causés par les creux de tension et aux pics de fréquence récurrents ;
- Le raccordement de l'installation PV au réseau HTB qui est beaucoup plus stable.

3.5. Conclusion

Ce chapitre expose les effets des déclenchements du réseau sur les performances de la centrale PV durant une année d'étude. En élaborant les critères de performances requis pour une centrale, nous avons pu mesurer les conséquences causées par ces interruptions. Ces impacts majeurs dus aux perturbations du réseau sont :

- Une perte de 6,81% sur l'énergie totale réalisée ;
- Une disponibilité du réseau estimée à 89,15% à améliorer ;
- Une perte sur le rendement global annuel évaluée à 6,81% ;

Chapitre 3 : Résultats, Discussion et Solutions de Mitigation

- Une perte sur le coefficient de performance de 6,81% qui place la conception ou le fonctionnement de la centrale en deçà de la plage optimale souhaitée.

Enfin des solutions sur le raccordement des installations PV de grande puissance ont été proposées pour mitiger les pertes que peuvent subir ces centrales PV raccordées sur le réseau.

CONCLUSION GENERALE

Le travail réalisé dans ce mémoire de Master 2 constitue une contribution pour prévenir les futures installations PV sur les impacts que l'instabilité du réseau peut engendrer dans leurs performances.

Nous avons consacré la première partie de ce document à l'état de l'art sur les centrales solaires photovoltaïques raccordées au réseau. Elle nous a permis de passer en revue les généralités sur l'énergie solaire PV, de la conversion jusqu'au raccordement du réseau. La deuxième partie a exposé la méthodologie utilisée. Le taux de disponibilité du réseau y a été déterminé, permettant d'évaluer l'ensemble des pertes et impacts générés. Dans ce chapitre, la base de données du gestionnaire du réseau sur les interruptions de service (FIS), ainsi que celle des données de la centrale a été exploitée et analysée. La troisième et dernière partie du document a présenté les résultats de l'étude. Nous précisons que les objectifs fixés au début de l'étude ont été atteints, à savoir :

- La détermination de la quantité d'énergie non produite où un modèle de calcul est désormais disponible ;
- Comprendre les différents types de déclenchements pour la proposition de solution sur les raccordements des installations PV au réseau ;
- La confirmation de l'instabilité du réseau soit 89,15% de disponibilité affectant les performances de la centrale comme le coefficient de performance qui garantit la bonne marche d'une installation PV ;
- Et en définitive, des solutions ont été proposées pour diminuer les déclenchements répétés de la centrale.

Les solutions proposées pourront servir aux investisseurs et gestionnaires du réseau à choisir l'emplacement des installations PV qui seront raccordées sur le réseau pour une utilisation optimale de ces centrales PV.

En perspectives :

- ❖ une étude sur le coût de raccordement au réseau HTB pour voir si les pertes dues à l'énergie non produite à cause du réseau HTA pourraient le compenser.
- ❖ Analyser l'évolution des déclenchements du réseau en confrontant la situation actuelle à celle de 2016-2017.

Références bibliographiques

- [1] Serigne THIAO, « Cours d'Estimation et caractérisation de la ressource solaire », Université Assane Seck de Ziguinchor Master 2024
- [2] « Senegal_Integration des ENR au Senegal_2017.pdf ». Consulté le : 19 août 2025. [En ligne]. Disponible sur : https://rise.esmap.org/data/files/library/senegal/Electricity%20Access/Senegal_Integration%20des%20ENR%20au%20Senegal_2017.pdf
- [3] « Organigramme - Senelec ». Consulté le : 19 août 2025. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.senelec.sn/organigramme>
- [4] « senelec365.sharepoint.com/dp/Pages/default.aspx ». Consulté le : 19 août 2025. [En ligne]. Disponible sur : <https://senelec365.sharepoint.com/dp/Pages/default.aspx>
- [5] SENELEC, « Chiffres Clés SENELEC 2024 ».
- [6] A. S. MANGANE, « Contribution du stockage pour la stabilisation du réseau interconnecté de Senelec dans un contexte de forte pénétration de centrales photovoltaïques », mémoire de Master soutenu le 06/01/2020, université. Gaston Berger de Saint Louis.
- [7] « Les centrales solaires photovoltaïques commerciales. Guide À L'intention Des Promoteurs De Projets », Équipe d'experts de l'International Finance Corporation (IFC) IFC, International Finance Corporation (IFC), Groupe de la Banque mondiale, 2015, pages.24 et 35...
- [8] Principe-photovoltaïque-norme-UTE-C157-12-1 (1) les commissions techniques de l'Union Technique de l'Électricité (UTE), Union Technique de l'Électricité (UTE) – Tour Chantecoq, 5 rue Chantecoq, 92808 Puteaux Cedex, France, Juillet 2010, page 16...
- [9] A. DIAKHATE Spécialiste en Electrification Rurale, « Cours de Technologies des systèmes photovoltaïques_vr2025 ». Université Assane Seck de Ziguinchor
- [10] « Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution. » Consulté le : 23 août 2025. [En ligne]. Disponible sur : https://www.srd-energies.fr/wp-content/uploads/sites/7/2022/02/protections_decouplage_productions.pdf
- [11] SENELEC, « Carnet de PRESCRIPTIONS AU PERSONNEL », 2019.
- [12] « Extrait du Code de Réseau du Sénégal » Ministère de l'énergie du Sénégal, SENELEC, Producteurs privés, CRSE 2023
- [13] A. NDIAYE, 2013, « Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance », Thèse de Doctorat, université. Cheikh Anta Diop de Dakar, Ecole Supérieure Polytechnique...
- [14] OLIVIA LIKIBI « MODELISATION DES PERFORMANCES ELECTRIQUES DE LA CENTRALE SOLAIRE PV CICAD », 2019, mémoire de Licence, Ecole Supérieure de Technologie et de Management.
- [15] « Procédure interne depuis 2016 sur le traitement des interruptions de services FIS ». SENELEC,
- [16] « Schéma Unifilaire réseau interconnecté de DAKAR mis à jour en JUILLET 2025 » SENELEC.
- [17] Bernard Chabot, « Approche et paramètres pour le suivi de la production et des performances des systèmes et des parcs photovoltaïques (PV) reliés au réseau », publication scientifique, BCCONSULT, Février 2015.
- [18] C. E. B. Elhadj Sidi, M. L. Ndiaye, M. El Bah, A. Mbodji, A. Ndiaye, et P. A. Ndiaye, « Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania », *Energy Convers. Manag.*, vol. 119, p. 411-421, juill. 2016,
doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.070.
- [19] Y. Yaya Dembélé, A. L. Bonkaney, N. Kumar, B. Tischbein, Saï, et D. Madougou, « Performances Analysis of On-Grid-Tied Large-Scale Solar PV Plant in Mali: A Case Study in Kita », *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 16, no 2, p. 35-56, févr. 2025,
doi: 10.4236/sgre.2025.162003.
- [20] K. Padmavathi et S. A. Daniel, « Performance analysis of a 3 MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India », *Energy Sustain. Dev.*, vol. 17, no 6, p. 615-625, déc. 2013,
doi: 10.1016/j.esd.2013.09.002.

ANNEXES

Annexe 1 : Energie produite

MOIS	DUREE Absence réseau(H)	Production Réalisée (kWH)	ENP CALCULEE (kWH)	Production rEelle calculée(kWH)
juil.-16	48,08	224085	35385,00	259470,00
août-16	38,18	231770	18771,65	250541,65
sept.-16	31,47	188628	18471,00	207099,00
oct.-16	29,95	275609	22900,02	298509,02
nov.-16	14,95	227929	9952,58	237881,58
déc.-16	20,27	239360	12929,82	252289,82
janv.-17	22,08	278167	20156,87	298323,87
févr.-17	12,30	291451	6413,69	297864,69
mars-17	12,28	334619	9793,81	344412,81
avr.-17	31,75	315455	32582,56	348037,56
mai-17	22,32	315704	18885,63	334589,63
juin-17	31,65	272613	11336,87	283949,87

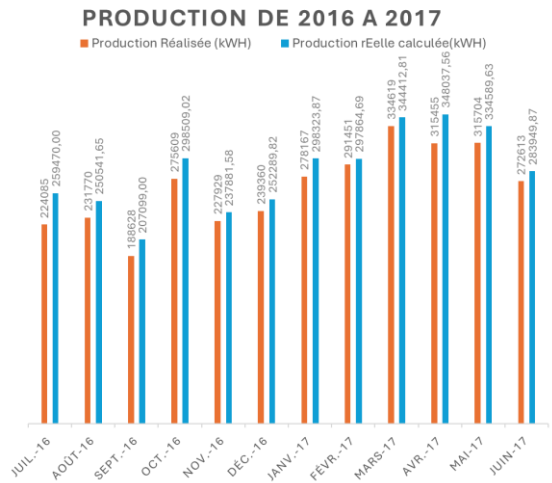


Figure 11 : Production calculée et réalisée de juillet 2016 à juin 2017

Annexe 2 : Disponibilité du réseau

MOIS	Taux de disponibilité du reseau
juil.-16	75,47%
août-16	80,01%
sept.-16	84,11%
oct.-16	88,30%
nov.-16	93,11%
déc.-16	92,14%
janv.-17	91,41%
févr.-17	95,02%
mars-17	95,84%
avr.-17	89,42%
mai-17	91,91%
juin-17	85,35%

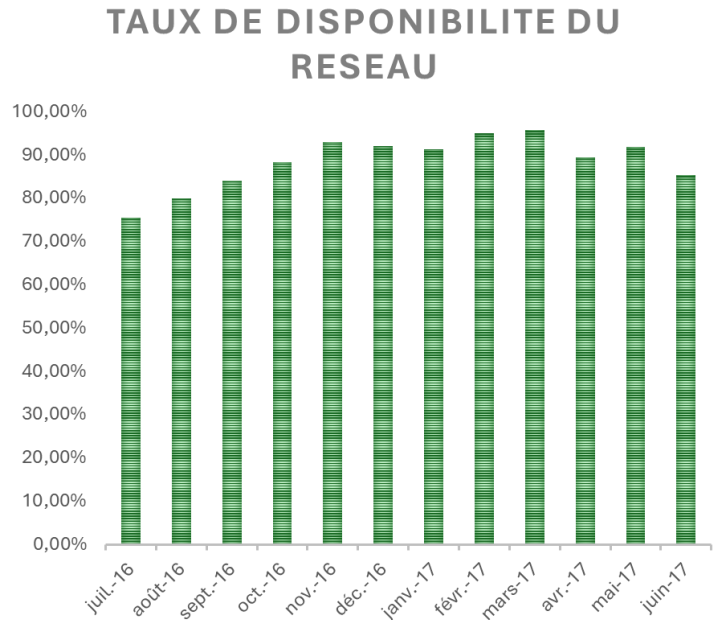


Figure 12 : Taux de disponibilité mensuelle du réseau

ANNEXES

Annexe 3 : Nombre d'heures de marche à pleine puissance durant l'année

MOIS	Nombre d'heure de marche (Réalisée)	Nombre d'heure de marche (REELLE)
juil.-16	109,15	126,39
août-16	112,89	122,04
sept.-16	91,88	100,88
oct.-16	134,25	145,40
nov.-16	111,02	115,87
déc.-16	116,59	122,89
janv.-17	135,49	145,31
févr.-17	141,96	145,09
mars-17	162,99	167,76
avr.-17	153,66	169,53
mai-17	153,78	162,98
juin-17	132,79	138,31

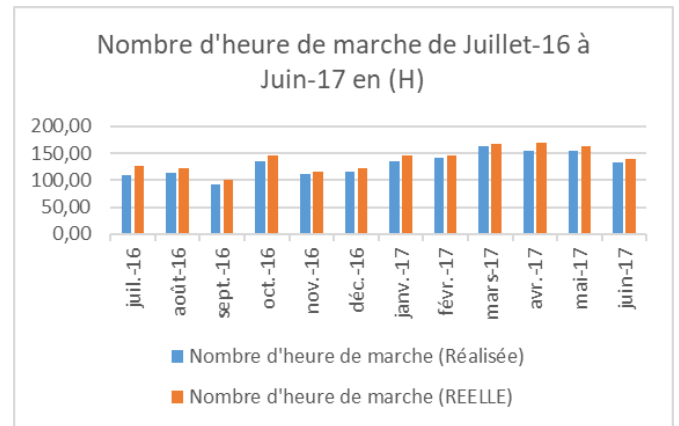


Figure 13 : Nombre d'heures de marche mensuelle à pleine puissance réalisé par la centrale

Annexe 4 : Facteur de charge mensuelle

MOIS	Facteur de charge REALISE	Facteur de charge REEL
juil.-16	14,67%	16,99%
août-16	15,17%	16,40%
sept.-16	12,76%	14,01%
oct.-16	18,04%	19,54%
nov.-16	15,42%	16,09%
déc.-16	15,67%	16,52%
janv.-17	18,21%	19,53%
févr.-17	21,13%	21,59%
mars-17	21,91%	22,55%
avr.-17	21,34%	23,55%
mai-17	20,67%	21,91%
juin-17	18,44%	19,21%

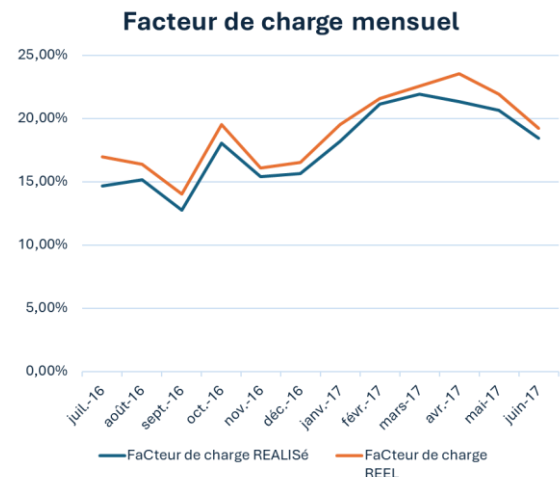


Figure 14 : Facteur de charge mensuel

Annexe 5 : Rendement global mensuel

MOIS	η Global REALISÉ	η Global REEL
juil.-16	9%	10%
août-16	10%	11%
sept.-16	8%	9%
oct.-16	11%	13%
nov.-16	9%	10%
déc.-16	10%	11%
janv.-17	11%	13%
févr.-17	12%	13%
mars-17	11%	15%
avr.-17	10%	15%
mai-17	10%	14%
juin-17	10%	12%

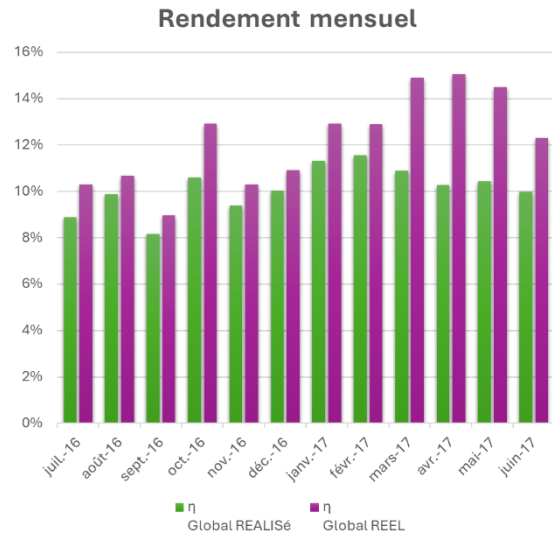


Figure 15 : Rendement global mensuel réalisé et réel

Annexe 6 : Données brutes des déclenchements du FIS

N°	Service Dis	Date	Source	Tension prima	Feeder	Nature présumée	Cause présumée	Signalisation	Date d'appari	Date de rer	Durée interrup
61499	SDRBD	02/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	09:17:00	09:21:00	00:04:00
61562	SDRBD	03/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	10:02:00	10:05:00	00:03:00
61633	SDRBD	05/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Coupure	Travaux réseau HTA		11:27:00	20:23:00	08:56:00
61710	SDRBD	06/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	14:32:00	14:35:00	00:03:00
61757	SDRBD	07/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	09:58:00	10:00:00	00:02:00
61829	SDRBD	08/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Fugitif	Non recherché,inc.	Sans signalisation	08:01:00	08:02:00	00:01:00
61903	SDRBD	09/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	12:10:00	12:25:00	00:15:00
62065	SDRBD	12/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Coupure	Circonstancielle		00:52:00	00:54:00	00:02:00
62184	SDRBD	16/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Coupure	Circonstancielle		01:35:00	01:36:00	00:01:00
62254	SDRBD	16/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	22:02:00	22:10:00	00:08:00
62281	SDRBD	17/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Coupure	Travaux réseau HTA		10:08:00	15:37:00	05:29:00
62408	SDRBD	20/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	08:42:00	08:45:00	00:03:00
62498	SDRBD	21/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	17:31:00	17:34:00	00:03:00
62579	SDRBD	23/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	14:09:00	14:10:00	00:01:00
62615	SDRBD	23/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	16:14:00	16:20:00	00:06:00
62641	SDRBD	24/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	07:20:00	07:25:00	00:05:00
62680	SDRBD	24/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	16:53:00	16:55:00	00:02:00
62864	SDRBD	28/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	19:47:00	19:49:00	00:02:00
62877	SDRBD	28/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	20:56:00	20:58:00	00:02:00
62918	SDRBD	29/01/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Délestage	Manque de Production	1° Stade	09:17:00	09:20:00	00:03:00
63079	SDRBD	01/02/2017	CAP DES BICHES	30	KM 22	Fugitif	Non recherché,inc.	Sans signalisation	16:10:00	16:14:00	00:04:00

Figure 16 : Suivi des interruptions du réseau

ANNEXES

Annexe 7 : Exemple de rapport mensuel de la centrale solaire du CICAD

RECAP JANVIER 2017				
RUBRIQUES	UNITES	GR 1	GR 2	TOTAL
Absence réseau (heures perdues)	H			22:05:00
Heures de production	H			234:55:00
Energie Perdue (END)	KWH			15846,25
Productible base PVGIS	KWH			251410
Heure ensoleillement base Météo Dakar - Météocity	H			257:00:00
Nbre Démarrage				132
PRODUCTION BRUTE	KWH	138641	139526	278167
	%	Ecart %		10,64
Equivalent combustible	g/KWh	Base CS		200
	Tonne	Quantité		55,6
Niveau de pollution évitée	Tonne	CO2		167
RENDEMENT	%	Prévu		100
		Réalisé		110,64
		Ecart %		10,64

Figure 17 : Exemple de rapport mensuel de la centrale du CICAD

Annexe 8 : Schéma détaillé de la centrale solaire CICAD.

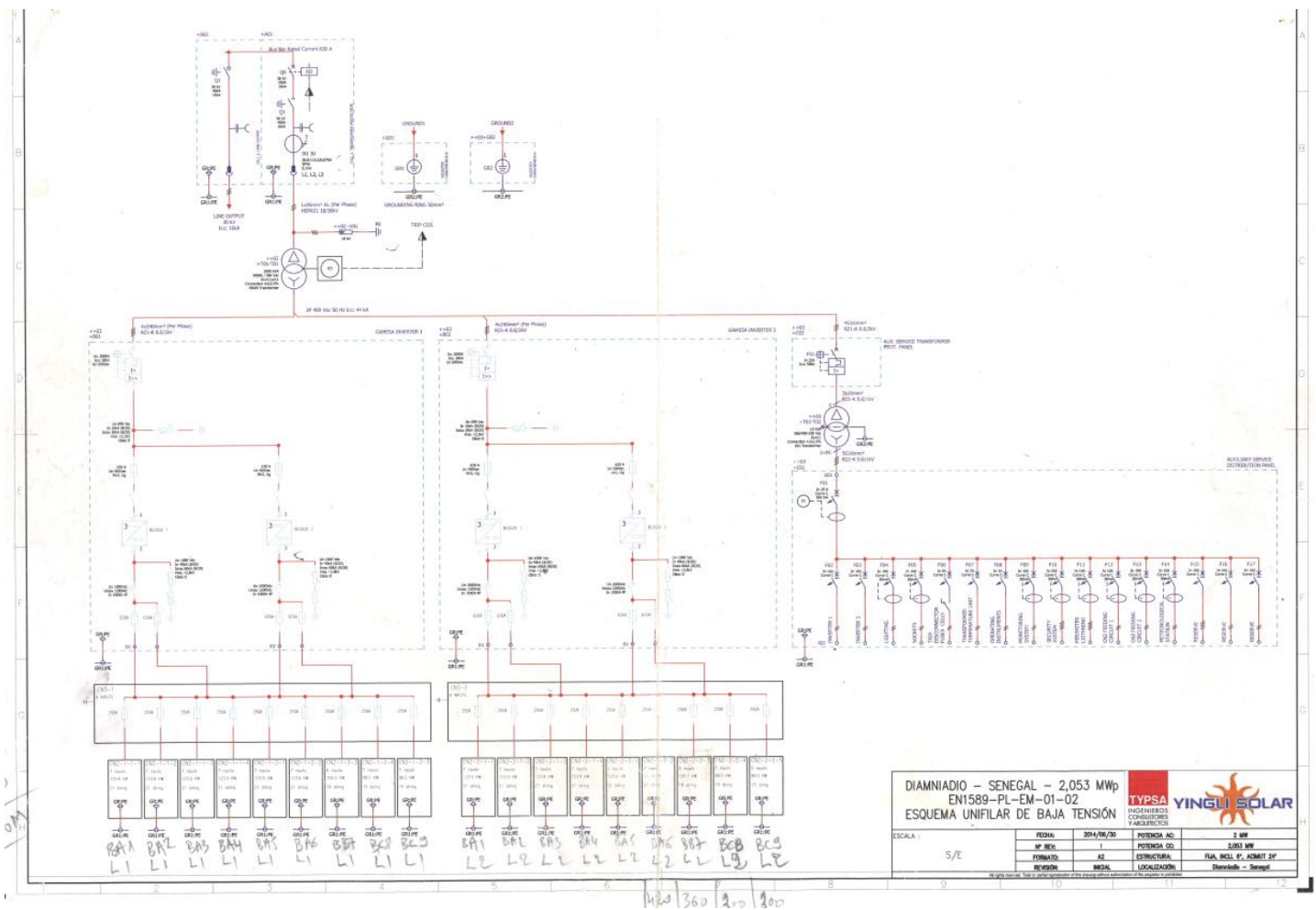


Figure 18 : Schéma Unifilaire de la centrale du CICAD

Annexe 9 : Fiches techniques d'onduleurs



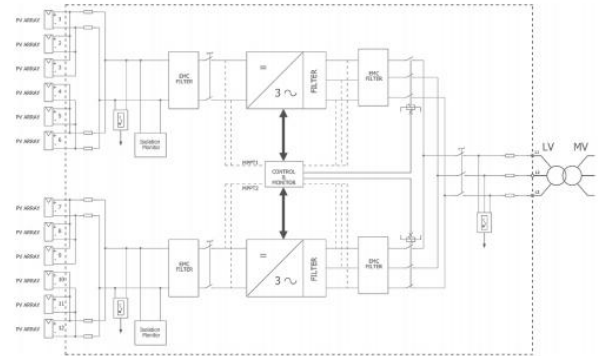
Gamesa E-1 MW

- ▶ Maximum reliability and robustness, underpinned by Gamesa's experience in the demanding wind power sector.
- ▶ Highly competitive CoE, based on technological innovation and continual improvement.
- ▶ Designed for simple maintenance.
- ▶ Designed to comply with the most stringent grid connection codes in even the most demanding of environmental conditions.
- ▶ High power density, complete solution in a 20-ft container.

TECHNICAL SPECIFICATIONS		
DC input values		
Recommended rated power	1,200 kW ⁽¹⁾	
Max. Direct Current	1,800 A	
Direct Current voltage range	570 - 1,000 V	
DC MPPT voltage range	570 - 910 V	
No. of DC inputs	12	
Max. cable section per input	2 x 300 mm ²	
Start of production	0.5% Pn approx.	
AC output values		
No. of phases	3	
Rated AC power	1,000 kW	
Maximum AC power	1,300 kW ⁽²⁾	
Rated AC voltage	360 Vrms	
AC voltage range	-10% / +10%	
Output frequency range	47.5 - 53 / 52 - 63 Hz	
Power factor	0.78 (HD) - 0.76 CAP	
AC harmonic distortion (THD)	<3% ⁽³⁾	
Rated AC per phase	1,000 Arms @ PF=1	
Max. AC per phase	2,300 Arms @ +10% / PF=0.9	
Max. AC cable section per phase	4 x 300 mm ²	
Performance		
Max. performance	98.6%	
European performance	98.4%	
California-efficiency	98.4%	
Power consumption on Stand-by	< 200 W	
Other features		
MPPT	2	
LVRT	Yes	
Temperature range	-20°C / -50°C (-65°C) ⁽⁴⁾	
Relative humidity @ 20°C	50%	
Relative humidity @ 40°C	81% (without condensation)	
Max. altitude	3,000 m	
Size (length x height x depth)	2,450 x 1,840 x 975 mm	
Heat Exchanger size	1,000 x 1,000 x 600 mm	
Weight	1,900 kg	
IP protection	IP 20, IP 30	
Cooling	Water and Forced Air ⁽⁵⁾	
Main standards		
EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 50178, CE Marking, CCC.		
For more information, please contact Gamesa Electric.		

(1) Under rated conditions.
 (2) With reduced power.
 (3) Tubes and heat exchanger included with supply.
 (4) With reduced power.
 (5) Tubes and heat exchanger included with supply.

STANDARD CONFIGURATION



VALIDATED EXPERIENCE & CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

The Gamesa E-1MW water-cooled central inverter has inherited the technological concepts developed in the Gamesa E-630 kW, E-500 kW and E-100 kW central inverters throughout more than 20 years of experience. It presents the necessary improvements and technology to conform to the most demanding international grid-connection codes and facilitate the integration of photovoltaic plants in weak grids.

With unit capacity of 1 MW, this new model reduces the cost/kW, offering a modular solution in a 20-ft container.

GLOBAL RELIABILITY

Gamesa Electric harnesses the technological and productive capacities of a top international Group. Gamesa. With its network of maintenance services in over 30 countries spanning five continents, the company offers solutions adapted to the needs of its customers in the various sectors, ensuring maximum reliability under the most demanding conditions.

Cutting-edge power electronics technology applied to photovoltaic products for high performance, robustness and global reliability.



Annexe 10 : Fiche technique du panneau solaire de la centrale

YGE 72 Cell NH SERIE

ELEKTRISCHES VERHALTEN

Elektrische Parameter bei Standard-Testbedingungen (STC)						
Modultyp	YxxxxP-35b (xxxx=P _{max})					
Leistung	P _{max}	W	310	305	300	295
Leistungstoleranz	ΔP _{max}	W	0 / +5			
Modulwirkungsgrad	η _m	%	15,9	15,6	15,4	15,1
Spannung bei P _{max}	V _{mp}	V	36,3	36,1	35,8	35,6
Strom bei P _{max}	I _{mp}	A	8,53	8,45	8,37	8,29
Leerlaufspannung	V _{oc}	V	45,6	45,4	45,2	45,0
Kurzschlussstrom	I _{sc}	A	8,99	8,93	8,86	8,79

STC: 1000W/m² Einstrahlung, 25°C T_{amb}, AM 1,5 Spektrum gemäß EN 60904-3.
 Module-Wirtergerung des relativen Wirkungsgrads von 3,3% bei 200W/m² gemäß EN 60904-1.

Elektrische Parameter bei Nenn-Betriebstemperatur (NOCT)						
Leistung	P _{max}	W	226,1	222,5	218,8	215,2
Spannung bei P _{max}	V _{mp}	V	33,1	32,9	32,7	32,4
Strom bei P _{max}	I _{mp}	A	6,82	6,76	6,70	6,63
Leerlaufspannung	V _{oc}	V	42,1	41,9	41,7	41,6
Kurzschlussstrom	I _{sc}	A	7,27	7,22	7,16	7,11

NOCT: Betriebstemperatur des Moduls im Leerlauf bei 800W/m² Einstrahlung, 20°C T_{amb}, Windgeschwindigkeit 1m/s.

THERMISCHES VERHALTEN

Nennbetriebstemperatur der Zelle	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperaturkoeffizient für P _{max}	γ	%/°C	-0,42
Temperaturkoeffizient für V _{oc}	β _{oc}	%/°C	-0,32
Temperaturkoeffizient für I _{sc}	α _{sc}	%/°C	0,05
Temperaturkoeffizient für V _{mp}	β _{mp}	%/°C	-0,42

BETRIEBSBEDINGUNGEN

Max. Systemspannung	1000V _{DC}
Max. Versicherungswert	15A
Max. Rückstrom	15A
Betriebstemperatur	-40°C bis 85°C
Max. statische Last, vorne (z. B. Schnee)	5400Pa
Max. statische Last, hinten (z. B. Wind)	2400Pa
Max. Hagelschlag (Durchmesser / Aufprallgeschwindigkeit)	25mm / 23m/s

ALLGEMEINE MERKMALE

Abmessungen (Länge / Breite / Dicke)	1970mm / 990mm / 50mm
Gewicht	26,0kg

VERPACKUNG

Anzahl von Modulen pro Palette	21
Anzahl von Paletten pro 40' Container	24
Kartongröße (Länge / Breite / Höhe)	2000mm / 1145mm / 1170mm
Kartonbruttogewicht	593kg

Einheit: mm

