



ANALYSE DE L'INTRODUCTION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE IVOIRIEN : CAS DU DÉPART ARRAH (30 kV)

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER
SPECIALITE : GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 18/07/2025 par
Edi Chrys Elisée TANO (20190056)

Directeur de Mémoire 2iE : Dr Sayon SIDIBE, Enseignant-chercheur au département Génie
Électrique et Énergétique, Institut 2iE

Encadrant 2iE : Dr Moussa KADRI, Enseignant-chercheur au département Génie Électrique
et Énergétique, Institut 2iE

Maître de stage : M. Kouhadio Goli Camille TCHA, Ingénieur Planification des Réseaux
Distribution de l'Intérieur, CI-ENERGIES

Structure d'accueil du stage : Côte d'Ivoire Energies (CI-ENERGIES)

Jury d'évaluation du mémoire :

Présidente : Dr Marie SAWAGODO, Enseignante-chercheur au département Génie
Électrique et Énergétique, Institut 2iE

Membres et correcteurs : Dr Hector TETE, Chercheur Postdoctoral, Institut 2iE
Ingénieur Delbon NTUMBA

Promotion [2024/2025]

DEDICACES

À Dieu tout-puissant, créateur du ciel et de la terre, pour ses bienfaits, sa grâce et sa miséricorde dans ma vie.

À mes chers parents, **Monsieur TANO Ignace et Madame ANGRA Agnon Élalie, épouse TANO** : Merci pour vos sacrifices, vos prières et votre soutien inconditionnel tout au long de mon parcours. Que Dieu vous bénisse abondamment et vous accorde une longue vie.

À mes chers frères et sœurs, **ANGRA Daniel Othniel, TANO Adjoua Grâce Esther, et TANO Ayi Marc Abel Osée** : Merci pour votre soutien moral et physique durant tout mon parcours. Que Dieu vous comble de ses bénédictions.

À mon cher tuteur, **Monsieur ANNE Lambert** : Je suis infiniment reconnaissant pour votre soutien indéfectible et vos précieux conseils pendant mon séjour au Burkina Faso.

À tous mes camarades de promotion.

Et à toutes les personnes, de près ou de loin, qui ont contribué à la réalisation de ce travail :
Merci infiniment.

REMERCIEMENTS

Ce mémoire de fin d'études a pu voir le jour grâce à Dieu, ainsi qu'à l'appui de nombreuses personnes physiques et morales. C'est pour moi un immense honneur et un réel plaisir de témoigner ma gratitude et d'adresser mes sincères remerciements à toutes celles et tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Je tiens tout particulièrement à remercier :

- **L'administration générale et le corps enseignant de 2iE**, pour l'organisation de la formation et la qualité des enseignements dispensés durant ces cinq années d'études ;
- **Dr Sayon SIDIBE**, Enseignant-chercheur au département Génie Électrique et Énergétique à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (Institut 2iE), pour sa disponibilité, son écoute et ses observations enrichissantes, qui ont été d'un immense intérêt pour moi ;
- **Dr Moussa KADRI**, Enseignant-chercheur au département Génie Électrique et Énergétique à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (Institut 2iE), pour son encadrement bienveillant, ses conseils éclairés, son encouragement constant et sa disponibilité exemplaire ;
- **M. Noumory SIDIBE**, Directeur Général de Côte d'Ivoire Energies (CI ENERGIES), pour avoir accordé une suite favorable à ma demande de stage au sein de l'entreprise ;
- **M. Louis Koissi BROU**, Directeur de la Planification (DPL) de CI-ENERGIES, et **Mme. AFFAINIE Alloubra Marie-Emmanuelle, épouse GASSON**, Chef du service planification, programmation, distribution et électrification rurale de CI-ENERGIES, pour leur accueil chaleureux, leurs précieux conseils dans l'apprentissage des fondements de l'entreprise et leur insistance sur la rigueur ;
- **M. Kouhadio Goli Camille TCHA**, Ingénieur Planification Réseau Distribution à CI-ENERGIES, pour son encadrement, son attention, sa disponibilité constante, ses conseils avisés, et sa compréhension, qui ont été d'un soutien inestimable tout au long de ce travail ;

RESUME

Ce mémoire traite de l'analyse de l'introduction de la **production distribuée** sur le **réseau électrique ivoirien**, en mettant l'accent sur le **départ Arrah (30 kV)**.

Dans un premier temps, il est consacré à la présentation du réseau électrique ivoirien, de la production à la consommation, suivie d'une généralité sur la production distribuée, en abordant ses différentes technologies, ses avantages et ses inconvénients, ses conditions de raccordement au réseau HTA, etc. Dans un second temps, cette étude décrit brièvement l'état des lieux du réseau, à savoir le poste source d'Attakro et le départ Arrah (30 kV), puis présente la modélisation de ce départ dans le logiciel Neplan. Dans un troisième temps, elle présente l'évaluation des contraintes du départ Arrah (30 kV) à l'horizon 2040, en abordant la prévision de la demande de la pointe ainsi que les résultats des simulations.

Pour atténuer les contraintes du départ Arrah (30 kV) à l'horizon 2040, deux solutions ont été comparées. La première solution est celle de la production distribuée, qui consiste en l'installation d'une centrale solaire photovoltaïque de **705,6 kWc** avec stockage par batteries, pour un coût estimé à **1,25 milliards de FCFA**. La seconde, issue des recommandations du Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI) de CI-ENERGIES, propose un renforcement du départ Arrah (30 kV) en 148 mm² sur 217 km, pour un coût estimé à **4,89 milliards de FCFA**.

L'étude démontre que la production distribuée permet de réduire efficacement les contraintes techniques (**taux de charge et chute de tension**) sur le départ Arrah (30 kV), tout en étant plus avantageuse sur le plan économique que la solution conventionnelle préconisée par le PDDVI. Ce travail s'achève par une comparaison des avantages et des inconvénients des deux solutions, suivie de recommandations formulées à l'attention du secteur électrique ivoirien concernant la production distribuée.

Mots Clés

-
- 1- Production distribuée
 - 2- Réseau électrique ivoirien
 - 3- Départ Arrah (30 kV)
 - 4- Taux de charge
 - 5- Chute de tension

ABSTRACT

This thesis analyzes the introduction of **distributed generation** into the **Ivorian electricity grid**, focusing on the **Arrah departure (30 kV)**.

First, it presents the Ivorian electricity grid, from production to consumption, followed by a general overview of distributed generation, discussing its various technologies, advantages and disadvantages, conditions for connection to the high-voltage grid, etc. Secondly, this study briefly describes the current state of the grid, namely the Attakro source substation and the Arrah departure (30 kV), then presents the modeling of this departure in the Neplan software. Thirdly, it presents an assessment of the constraints of the Arrah departure (30 kV) for 2040, discussing peak demand forecasts and simulation results.

To mitigate the constraints of the Arrah departure (30 kV) by 2040, two solutions were compared. The first solution is distributed generation, which consists of installing a **705.6 kWp** solar photovoltaic power plant with battery storage, at an estimated cost of **1.25 billion CFA francs**. The second, based on the recommendations of CI-ENERGIES' Master Plan for Distribution in Inland Cities (PDDVI), proposes upgrading the Arrah feeder line (30 kV) to 148 mm² over 217 km, at an estimated cost of **4.89 billion CFA francs**.

The study demonstrates that distributed generation effectively reduces technical constraints (**load rates and voltage drops**) on the Arrah departure (30 kV), while being more economically advantageous than the conventional solution recommended by the PDDVI.

This work concludes with a comparison of the advantages and disadvantages of the two solutions, followed by recommendations for the Ivorian electricity sector regarding distributed generation.

Keywords:

-
- 1 – Distributed generation
 - 2 – Ivorian power grid
 - 3 – Arrah departure (30 kV)
 - 4 – Load rates
 - 5 – Voltage drops

LISTE DES ABREVIATIONS

2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
CI-ENERGIES	Côte d'Ivoire Energies
ANARE-CI	Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité en Côte d'Ivoire
SOGEPE	Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Electricité
SOPIE	Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
DCSA	Direction Centrale de la Stratégie et des Acquisitions
DPL	Direction de la Planification
CTR	Conditions Techniques de Raccordement
PDDVI	Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur
PV	Photovoltaïque
MVA	Méga-Volt-Ampère
MW	Méga-Watt
kW	Kilo Volt
kWh/m²	Kilowattheure par mètre carré
kWh/m²/jour	Kilowattheure par mètre carré par jour
km	Kilomètre
kV	Kilo Volt
V	Volt
A	Ampère
mm²	Millimètre carré
m/s	Mètre par seconde
Ω/km	Ohm par kilomètre
h	Heure
°C	Degré Celsius
Hz	Hertz
MFCFA	Millions de franc CFA

SOMMAIRE

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
RESUME.....	iii
.....	iii
ABSTRACT	iv
LISTE DES ABREVIATIONS	v
SOMMAIRE	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	ix
LISTE DES FIGURES	xi
I. INTRODUCTION	1
II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCEUIL ET DU THÈME	2
II.1 PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	2
II.1.1 Présentation générale de CI-ENERGIES	2
II.1.2 Les activités de CI-ENERGIES.....	3
II.1.3 Organisation.....	4
II.2 PRÉSENTATION DU THÈME	5
II.2.1 Contexte et justification du thème	5
II.2.1 Objectif général du thème.....	6
II.2.3 Objectifs spécifiques du thème	7
II.2.4 Résultats attendus	7
II.3 MATÉRIELS ET MÉTHODOLOGIE.....	7
II.3.1 Matériels	7
II.3.2 Méthodologie.....	8
III. GÉNÉRALITÉ SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE IVOIRIEN ET LA PRODUCTION DISTRIBUÉE.....	10

III.1 GÉNÉRALITÉ SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE IVOIRIEN	10
III.1.1 Généralité sur le réseau électrique.....	10
III.1.2 Réseau électrique ivoirien	11
III.2 GÉNÉRALITÉ SUR LA PRODUCTION DISTRIBUÉE.....	13
III.2.1 Qu'est-ce que la production distribuée ?.....	13
III.2.2 Les différents types de production distribuée	13
III.2.3 Les avantages et limites de la production distribuée.....	14
III.2.4 Les conditions de raccordement d'une production distribuée au réseau de distribution	15
III.2.5 Les types de raccordement d'une production distribuée au réseau de distribution	18
III.2.6 Les impacts liés à l'insertion de la production distribuée au réseau de distribution	19
III.2.7 Cadre réglementaire de la production distribuée dans le monde et particulièrement en Côte d'Ivoire.....	23
IV. ÉTAT DES LIEUX DU RÉSEAU ET MODÉLISATION DU DÉPART ARRACH (30 kV)	24
IV.1 ÉTAT DES LIEUX DU RÉSEAU.....	24
IV.1.1 Le poste source 90 kV d'Attakro	24
IV.1.2 Le départ Arrach (30 kV).....	24
IV.2 MODÉLISATION DU DÉPART ARRACH (30 kV).....	25
IV.2.1 Présentation du logiciel Neplan	25
IV.2.2 Modélisation du départ Arrach (30 kV) dans le logiciel Neplan	26
IV.3 EVALUATION DES CONTRAINTES DU DÉPART ARRACH (30 kV) À.....	27
L' HORIZON 2040	27
IV.3.1 Prévision des pointes du départ Arrach (30 kV) à l'horizon 2040	27
IV.3.2 Résultats des simulations des pointes de 2025 à 2040 du départ Arrach (30 kV) ..	29
IV.3.3 Estimation économique des pertes actives du départ Arrach (30 kV) de 2025 à 2035.....	31

V. PROPOSITION DE SOLUTIONS POUR ATTÉNUER LES CONTRAINTES SUR LE DÉPART ARRAH (30 kV) À L'HORIZON 2040	34
V.1 SOLUTION 1 : LES RECOMMANDATIONS DU PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION DES VILLES DE L'INTÉRIEUR (PDDVI) DE CI-ENERGIES	34
V.2 SOLUTION 2 : LA PRODUCTION DISTRIBUÉE	34
V.2.1 Choix de la technologie de la production distribuée	34
V.2.2 Détermination de la capacité de la production distribuée	36
V.2.3 Justification du choix d'un système de stockage par batteries	38
V.2.4 Configuration de la centrale PV connectée au réseau avec système de stockage par batterie.....	39
V.2.5 Détermination de la puissance crête réelle de la centrale PV et dimensionnement du champ PV et du parc de batteries	40
V.3 COMPARAISON AVANTAGES / INCONVÉNIENTS ENTRE LA SOLUTION ÉTUDIÉ ET LA SOLUTION DU PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION DES VILLES DE L'INTÉRIEUR (PDDVI) DE CI-ENERGIES	65
V.4 RECOMMANDATIONS AU SECTEUR ÉLECTRIQUE IVOIRIEN CONCERNANT LA QUESTION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE.....	67
VI. CONCLUSION GENERALE.....	68
VII. BIBLIOGRAPHIE.....	69
LISTE DES ANNEXES	72

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Matériels utilisés	8
Tableau 2 : Domaine de tensions normalisées [4].....	11
Tableau 3 : Tableau des chiffres clés du réseau de transport ivoirien à fin 2023 [6].....	12
Tableau 4 : Tableau des chiffres clés su réseau de distribution ivoirien à fin 2023 [6].....	13
Tableau 5 : Avantages de la production distribuée	14
Tableau 6 : Limites de la production distribuée	15
Tableau 7 : Niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée en Côte d'Ivoire [12].....	16
Tableau 8 : Niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée en France [13].....	16
Tableau 9 : Domaine de tension d'une unité de production d'électricité raccordé au réseau de distribution en Côte d'Ivoire [12]	17
Tableau 10 : Domaine de fréquence d'une unité de production d'électricité raccordé au réseau de distribution en Côte d'Ivoire [12]	17
Tableau 11 : Domaine de tension et de fréquence d'une unité de production d'électricité raccordé au réseau de distribution en France [13].....	17
Tableau 12 : Modèles des composants du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Neplan	26
Tableau 13 : Pointes annuelles du départ Arrah (30 kV) de 2016 à 2024.....	27
Tableau 14 : Taux d'évolution du départ Arrah (30 kV) de 2016 à 2024 à partir de la 1ère méthode	28
Tableau 15 : Prévisions des pointes du départ Arrah (30 kV) de 2025 à 2040 à partir de la 2 ^{ème} méthode	29
Tableau 16 : Résultats des simulations du départ Arrah (30 kV) pour la période 2025-2032 .	30
Tableau 17 : Résultats des simulations du départ Arrah (30 kV) pour la période 2033-2040 .	30
Tableau 18 : Différents types de saisons en Côte d'Ivoire	32
Tableau 19 : Energie due aux pertes actives (kWh) et coût journalier des pertes actives (MFCFA).....	32
Tableau 20 : Résultats de la simulation du départ Arrah (30 kV) avec 13,5 MW au poste source et une centrale PV de 500 kW en bout de ligne.....	37
Tableau 21 : Résultats de la simulation du départ Arrah (30 kV) avec 13,5 MW au poste source et une centrale PV de 500 kW au milieu de la ligne.....	37

Tableau 22 : Pointes maximales mensuelles enregistrées sur le départ Arrah (30 kV) en 2024	38
Tableau 23 : Données météorologiques de la localité de Bongouanou (Côte d'Ivoire)	40
Tableau 24 : Caractéristiques principales de l'onduleur hybride.....	42
Tableau 25 : Caractéristiques principales du module PV	44
Tableau 26 : Configuration possible du champ PV.....	46
Tableau 27 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement du champ PV	48
Tableau 28 : Caractéristiques principales de la batterie de stockage	49
Tableau 29 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement du stockage	50
Tableau 30 : Analyse des résultats du diagramme des pertes de PV Syst	52
Tableau 31 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement des protections et équipements de coupure	56
Tableau 32 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement des sections des câbles.....	65
Tableau 33 : Comparaison avantages/inconvénients entre la solution étudié et la solution du Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI).....	66

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Organigramme de la Direction de la planification (DPL)	5
Figure 2 : Schéma simplifié du réseau électrique [3]	10
Figure 3 : Mix énergétique de la Côte d'Ivoire à fin 2023	11
Figure 4 : Schéma de raccordement des productions distribuées à un départ HTA classique .	18
Figure 5 : Schéma de raccordement des productions distribuées à la salle HTA d'un poste source à travers des départs dédiés.....	18
Figure 6 : Exemple de renforcement à faire [12]	19
Figure 7 : Sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des unités de production distribuée [16]	21
Figure 8 : Influence de la production distribuée sur la sélectivité de la protection des réseaux de distribution [16]	22
Figure 9 : Aveuglement de la protection du départ en défaut [16]	22
Figure 10 : Fenêtres opérationnelles de l'interface utilisateur	25
Figure 11 : Carte de l'ensoleillement de la Côte d'Ivoire	35
Figure 12 : Emplacement des centrales PV en bout de ligne, au milieu de la ligne, et du poste source d'Attakro.....	36
Figure 13 : Synoptique de l'installation	39

I. INTRODUCTION

La Côte d'Ivoire ambitionne, sur le plan énergétique, de renforcer son rôle de pôle régional en assurant la satisfaction de la demande nationale et en développant ses capacités d'exportation vers les pays voisins, afin de s'imposer comme un hub énergétique en Afrique de l'Ouest francophone.

Dans cette dynamique, de nouveaux Plans Directeurs du secteur de l'électricité pour la période 2022-2040 ont été élaborés assortis d'un plan d'investissement afin de lever les contraintes actuelles du réseau et de garantir la fiabilité de l'alimentation à long terme. Au niveau de la distribution, pour faire face aux contraintes liées aux taux de charge et aux chutes de tension sur les départs HTA, les solutions conventionnelles comme le renforcement des départs, la création de nouveaux départs ou de nouveaux postes sources ont été étudiées par le Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur de la Côte d'Ivoire pour la période 2022-2040.

Toutefois, le progrès des technologies, notamment dans les énergies renouvelables, les réseaux intelligents et l'efficacité énergétique, ouvre la voie à des solutions innovantes pouvant améliorer les performances des réseaux. Parmi ces solutions, figure la production distribuée qui repose sur des unités de production d'électricité raccordées aux réseaux moyenne tension (MT) ou basse tension (BT). Cette approche mérite une analyse approfondie afin d'évaluer les opportunités qu'elle pourrait offrir au réseau de distribution moyenne tension (MT) en Côte d'Ivoire.

C'est dans ce contexte qu'une étude nous a été confiée, portant sur le thème : « **ANALYSE DE L'INTRODUCTION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE IVOIRIEN : CAS DU DÉPART ARRAH (30 kV)** ».

Pour répondre à cet enjeu, ce mémoire est structuré en plusieurs parties. Il débute par une présentation de la structure d'accueil et du thème de l'étude, suivie d'une synthèse sur le réseau électrique ivoirien et la production distribuée. Ensuite, un état des lieux du réseau et une modélisation du départ Arrah (30 kV) ont été effectués, suivis de l'évaluation des contraintes de ce départ à l'horizon 2040. Enfin, des propositions de solutions ont été suggérées afin d'atténuer ces contraintes, suivies de recommandations adressées au secteur électrique ivoirien concernant la production distribuée.

II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCEUIL ET DU THÈME

II.1 PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

II.1.1 Présentation générale de CI-ENERGIES

Les activités du secteur de l'électricité de la Côte d'Ivoire sont placées sous la tutelle technique du Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie et sous la tutelle économique et financière du Ministère des Finances et du Budget ainsi que du Ministère du Patrimoine, du Portefeuille de l'État et des Entreprises Publiques.

En mars 2014, la Loi N°2014-132 du 24 mars 2014 portant Code de l'électricité est adoptée. Ce nouveau texte régissant désormais le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire consacre la libéralisation des activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de commercialisation de l'énergie électrique, lesquelles ne constituent plus un monopole de l'Etat. Cependant, les activités de dispatching demeurent un monopole de l'Etat susceptibles d'être concédées à un opérateur unique. Le nouveau code permet en outre la prise en compte des énergies renouvelables ainsi que la maîtrise de l'énergie, le renforcement du dispositif de répression des fraudes ainsi que l'institution d'un organe de régulation indépendant, doté des pouvoirs nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

Deux sociétés d'Etat exercent les activités pour le compte de l'Etat. Il s'agit de :

- **L'Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Électricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI)** créée par décret du 12 octobre 2016, qui est investie de pouvoirs plus étendus de décision, d'injonction, d'enquête et de sanction de nature à permettre une meilleure régulation du secteur de l'électricité ;
- **La Société des Énergies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES)**, créée par décret N° 2011-472 du 21 décembre 2011, qui a pour objet, en République de Côte d'Ivoire et à l'étranger, d'assurer la planification de l'offre et de la demande d'énergie électrique, la maîtrise d'œuvre des travaux revenant à l'Etat en tant qu'autorité concédante, ainsi que le suivi de la gestion des mouvements d'énergie électrique.

En novembre 2017, le Conseil des ministres a adopté deux décrets : un décret modifiant la dénomination de la **Société Énergies de Côte d'Ivoire** et les articles 1, 2 et 13 du décret N°2011-472 du 21 décembre 2011 portant création de la Société d'Etat dénommée Energies de Côte d'Ivoire, et un décret portant transfert d'actifs à la Société d'Etat dénommée **Côte d'Ivoire Énergies**. Ces différentes mesures précisent et renforcent le dispositif réglementaire régissant

cette société d'Etat. Ainsi, elles consacrent la dénomination « Côte d'Ivoire Énergies », en abrégé « CI-ENERGIES » en lieu et place de « Energies de Côte d'Ivoire » et élargissent le domaine d'activité de CI-ENERGIES à la production d'électricité. En outre, elles précisent le régime juridique des biens transférés et des modalités du traitement comptable des actifs transférés à CI-ENERGIES, à la suite de la dissolution de la **SOGEPE** (Société de gestion du patrimoine du secteur de l'électricité) et de la **SOPIE** (Société d'opération ivoirienne d'électricité) en décembre 2011.

II.1.2 Les activités de CI-ENERGIES

CI-ENERGIES assure, pour le compte de l'État, les activités suivantes :

- La planification de l'offre et de la demande en énergie électrique, en coordination avec le ministère en charge de l'Énergie ;
- La maîtrise d'œuvre des investissements en matière d'extension, de renforcement et de renouvellement du réseau de transport, de distribution et d'électrification rurale ;
- Le suivi de la gestion des fonctions d'achat, de transport et de mouvement d'énergie électrique ;
- La gestion administrative, comptable et financière de l'ensemble des éléments formant le domaine public et privé, ainsi que des ouvrages et équipements constituant les actifs et immobilisations de l'État ;
- Le suivi de la gestion de l'exploitation du service concédé ;
- La production d'électricité ;
- La maîtrise d'ouvrage des travaux relatifs aux infrastructures, ouvrages et équipements du secteur de l'électricité ;
- La gestion au nom et pour le compte de l'État de la redevance prévue par la convention de concession de service public de production, transport, distribution, importation et exportation de l'électricité ;
- La tenue des comptes consolidés et le contrôle de l'équilibre financier du secteur de l'électricité.

II.1.3 Organisation

II.1.3.1 Organisation de CI-ENERGIES

CI-ENERGIES dispose d'un capital social de 20 milliards de francs CFA. Son siège social est situé à Abidjan, précisément à l'immeuble EECl, dans la commune du Plateau.

L'organisation de la Direction Générale de CI-ENERGIES se compose : d'un état-major, des directions et départements rattachés au Directeur Général, d'un secrétariat général, des directions centrales ainsi que des directions et départements.

L'organigramme de CI-ENERGIES est présenté en **Annexe 1** du document.

II.1.3.2 Organisation de la Direction Centrale de la Stratégie et des Acquisitions (DCSA)

La Direction Centrale de la Stratégie et des Acquisitions (DCSA) comprend un directeur central, un directeur central adjoint, un état-major et quatre directions parmi lesquelles figure la Direction de la Planification (DPL).

La DCSA a la charge de :

- La réalisation des études de faisabilité technique et économique ;
- La planification de l'équilibre de l'offre et de la demande, ainsi que la planification et la programmation des investissements ;
- La coordination de la négociation des conventions (y compris les conventions de financement) et autres contrats publics ;
- La mise en œuvre des procédures d'acquisition, notamment la passation des marchés publics et la contractualisation ;
- La coordination des activités logistiques et des moyens généraux ;
- Les acquisitions, la sécurisation et la gestion foncière ;
- La réalisation des études environnementales et sociales ;
- Le suivi de la purge des droits coutumiers et de l'indemnisation des personnes impactées ;
- Le contrôle et le suivi-évaluation de l'exécution des projets ;
- L'élaboration et le suivi-évaluation de la mise en œuvre du plan stratégique et des schémas directeurs, la production des statistiques officielles en relation avec les autres directions ;
- L'élaboration des rapports d'activités.

II.1.3.2 Organisation de la Direction de la Planification (DPL)

La Direction de la Planification est située au 3^{ème} étage de l'immeuble Broadway Center, situé dans la commune du Plateau.

La Direction de la Planification veille à :

- La réalisation des études générales (faisabilité technique et économique) ;
- La planification de l'équilibre de l'offre et de la demande en énergie électrique ;
- La planification et la programmation des investissements du secteur de l'électricité ;
- La mobilisation des financements pour la réalisation des projets ;
- L'élaboration des schémas directeurs ;
- L'analyse et l'élaboration des statistiques du secteur de l'électricité ;
- La réalisation des systèmes d'information géographique (SIG).

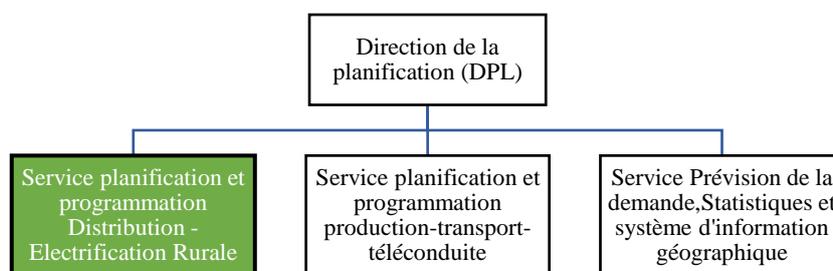


Figure 1: Organigramme de la Direction de la planification (DPL)

: Service d'accueil

II.2 PRÉSENTATION DU THÈME

II.2.1 Contexte et justification du thème

CI-ENERGIES a constaté que la majorité des départs HTA rencontrent, à un moment donné de leur cycle de vie, des contraintes liées au taux de charge et aux chutes de tension. Ces problématiques sont principalement dues à la croissance progressive de la demande électrique et à l'extension des réseaux, elles-mêmes induites par la pression démographique croissante.

Afin d'apporter une réponse durable à ces défis, CI-ENERGIES, avec l'appui d'un consultant, a élaboré le **Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI) pour la période 2022-2040**, assorti d'un plan d'investissement visant à réduire les contraintes de charge et de

chute de tension sur les départs HTA. Ce document propose des solutions conventionnelles telles que le renforcement des départs existants et la création de nouveaux postes sources, dans le but de lever les contraintes actuelles et futures des réseaux HTA et d'assurer une alimentation électrique fiable à long terme. Cependant, ces solutions conventionnelles sont coûteuses en termes d'investissement, et nécessitent des délais importants pour la mobilisation des financements et la réalisation des travaux. [1]

Dans ce contexte, CI-ENERGIES s'interroge sur la possibilité de recourir à des solutions alternatives permettant, d'une part, de réduire les contraintes en termes de taux de charge et de chutes de tension sur les départs HTA et, d'autre part, de présenter un coût d'investissement plus faible que les options proposés dans le PDDVI.

Par ailleurs, l'évolution des technologies énergétiques ouvre la voie à des approches innovantes, susceptibles d'améliorer les performances des réseaux électriques. Parmi celles-ci figure **la production distribuée**, qui consiste à produire de l'électricité au plus près des lieux de consommation, contrairement aux centrales centralisées dont la production transite par le réseau de transport. Elle repose principalement sur des énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité, etc. [2]

En Côte d'Ivoire, où la quasi-totalité de la production est injectée sur le réseau de transport, une étude sur l'injection de sources distribuées directement sur le réseau de distribution pourrait s'avérer bénéfique. Une telle approche permettrait une meilleure gestion des pointes de demande, tout en évaluant les opportunités techniques, économiques, etc, offertes par la production distribuée.

Notre mission consistera donc à analyser **l'opportunité de l'introduction de la production distribuée sur le réseau de distribution ivoirien**, en particulier sur **le départ Arrah (30 kV)**, afin d'évaluer la faisabilité, les avantages potentiels et les défis liés à l'insertion de sources d'énergie distribuée au niveau local.

II.2.1 Objectif général du thème

L'objectif de ce thème est d'analyser l'opportunité de l'introduction de la production distribuée sur le réseau électrique ivoirien, en particulier sur le départ Arrah (30 kV), afin de formuler des recommandations au secteur électrique ivoirien concernant la production distribuée.

II.2.3 Objectifs spécifiques du thème

Les objectifs spécifiques soumis à notre étude sont les suivants :

- Réaliser une synthèse du fonctionnement du réseau électrique ivoirien et effectuer une généralité sur la production distribuée ;
- Faire l'état des lieux du réseau et modéliser le départ Arrah (30 kV);
- Effectuer une analyse technique de l'injection de la production distribuée sur le départ Arrah (30 kV);
- Suggérer une solution technique à mettre en œuvre pour atténuer les contraintes liées au taux de charge et aux chutes de tension sur le départ Arrah (30 kV);
- Formuler des recommandations au secteur électrique ivoirien concernant la production distribuée.

II.2.4 Résultats attendus

À l'issue de ce stage, les résultats obtenus sont les suivants :

- Une analyse technique de l'injection de la production distribuée sur le départ Arrah (30 kV);
- Des recommandations adressées au secteur électrique ivoirien concernant la production distribuée.

II.3 MATÉRIELS ET MÉTHODOLOGIE

II.3.1 Matériels

Afin de mener à bien cette étude, plusieurs outils et ressources, notamment des logiciels et des documents, ont été mobilisés. Le tableau ci-dessous présente l'ensemble des moyens utilisés :

Tableau 1: Matériels utilisés

	Utilisé pour la modélisation et les simulations du départ Arrah (30 kV).
	Utilisé pour dimensionner la solution basé sur la production distribuée.
	Utilisé pour faire la revue bibliographique du mémoire.
	Utilisé pour la rédaction du mémoire, pour analyser les données, et pour la présentation du mémoire.
Mémoires, thèses, arrêtés, etc.	Utilisé pour les recherches concernant le réseau électrique ivoirien et la production distribuée.

II.3.2 Méthodologie

Notre méthodologie s'articule autour de six (6) étapes principales :

- **Généralités sur le réseau électrique ivoirien et la production distribuée** : Cette partie consistera à présenter une synthèse du fonctionnement du réseau électrique ivoirien, ainsi que de la production distribuée, en abordant quelques éléments clés ;
- **État des lieux du réseau et modélisation du départ Arrah (30kV)** : Cette étape consistera à présenter le poste source d'Attakro, le départ Arrah (30 kV), ainsi que les différents composants du départ modélisés dans le logiciel Neplan ;
- **Evaluation des contraintes du départ Arrah (30 kV) à l'horizon 2040** : Cette étape consistera à présenter les prévisions de la demande de la pointe, les résultats des simulations réalisées, ainsi que l'estimation économique des pertes actives.
- **Propositions de solutions pour atténuer les contraintes sur le départ Arrah (30 kV) à l'horizon 2040** : Cette étape présente deux solutions pour atténuer les contraintes sur le départ Arrah (30 kV) : (1) les recommandations du PDDVI de CI-ÉNERGIES et (2) la production distribuée à travers l'installation d'une centrale PV de **705,6 kW** avec système de stockage par batteries ;
- **Analyse comparative entre la solution étudiée et les recommandations du Plan Directeur Distribution** : Cette étape vise à comparer les avantages et les inconvénients

de la solution étudiée (centrale solaire photovoltaïque de 705,6 kWc connectée au réseau avec système de stockage par batteries) aux recommandations du PDDVI.

- **Recommandations adressées au secteur électrique ivoirien sur la question de la production distribuée.**

III. GÉNÉRALITÉ SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE IVOIRIEN ET LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

III.1 GÉNÉRALITÉ SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE IVOIRIEN

III.1.1 Généralité sur le réseau électrique

En général, le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures électriques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les lieux de consommation.

Le réseau électrique est subdivisé en trois (3) segments clés :

- Production
- Transport
- Distribution

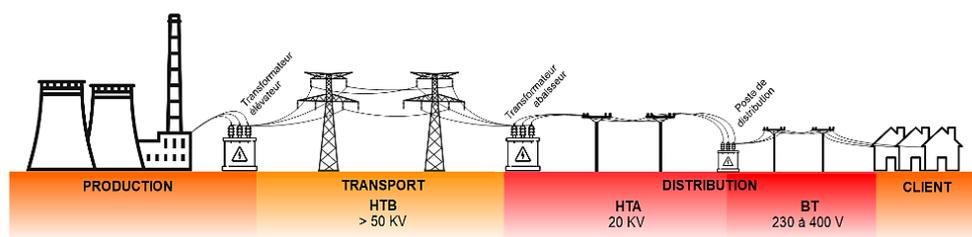


Figure 2 : Schéma simplifié du réseau électrique [3]

L'énergie électrique est d'abord produite dans des centrales où diverses sources, telles que les combustibles fossiles, l'eau ou le soleil, sont converties en électricité. Cette électricité est ensuite envoyée vers des postes de transformation (HTA/HTB) où la tension est élevée à plus de 50 kV pour faciliter le transport à longue distance. L'électricité est transportée à haute tension (HTB) via des lignes de transport, ce qui minimise les pertes d'énergie. Elle passe ensuite par des postes de transformation (HTB/HTA) qui réduisent la tension à un niveau adapté pour la distribution locale, généralement entre 1 et 50 kV. En phase de distribution, l'électricité est acheminée à travers des lignes de moyenne tension (HTA) vers des clients industriels comme les usines. Pour les foyers, entreprises et autres utilisateurs, l'électricité passe par des postes de distribution (HTA/BT) où la tension est abaissée à 230 V ou 400 V avant d'être livrée via des lignes de basse tension (BT).

Tableau 2 : Domaine de tensions normalisées [4]

DOMAINE DE TENSION	COURANT ALTERNATIF	COURANT CONTINU
TBT	$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
BTA	$50 < U \leq 500 \text{ V}$	$120 < U \leq 750 \text{ V}$
BTB	$500 < U \leq 1000 \text{ V}$	$750 < U \leq 1500 \text{ V}$
HTA	$1000 < U \leq 50 \text{ kV}$	$1500 < U \leq 75 \text{ kV}$
HTB	$U > 50 \text{ kV}$	$U > 75 \text{ kV}$

III.1.2 Réseau électrique ivoirien

III.1.2.1 Parc de production

La production électrique de la Côte d'Ivoire repose principalement sur des sources d'énergie fossiles, telles que le gaz naturel et le pétrole, ainsi que sur des énergies renouvelables comme l'hydroélectricité et le solaire. La Côte d'Ivoire compte à ce jour plusieurs centrales électriques dont cinq (5) centrales thermiques (Azito, Ciprel, Karpowership, Aggreko et Atinkou), sept (7) centrales hydroélectriques (Soubré, Taabo, Kossou, Buyo, Fayé, Ayamé 1 et Ayamé 2) et une (1) centrale solaire située à Boundiali [5].

La puissance totale installée à fin 2023 est de **2 907 MW** et son mix énergétique est réparti comme suit [6] :

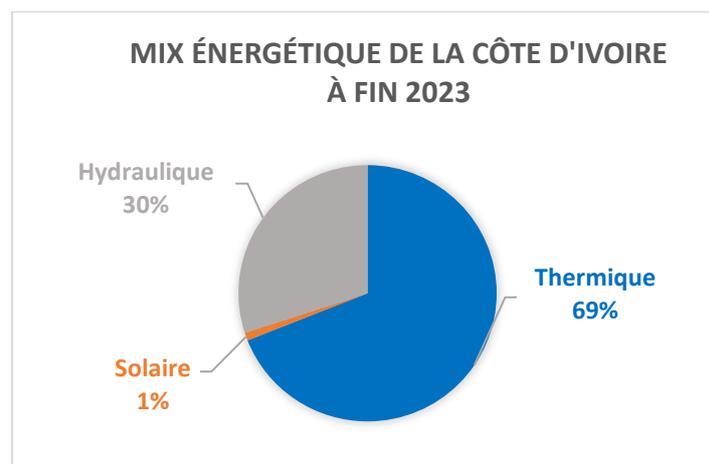


Figure 3 : Mix énergétique de la Côte d'Ivoire à fin 2023

III.1.2.2 Réseau de transport

En Côte d'Ivoire, l'énergie électrique est transportée à des tensions de **400 kV, 225 kV et 90 kV**, avec une fréquence de 50 Hz. Pour les réseaux de transport aérien, les conducteurs utilisés sont en aluminium ou en almélec. Les lignes pour la tension de 400 kV nécessitent des conducteurs de section de **570 mm²**, avec trois conducteurs par phase, tandis que celles concernant la tension de 225 kV sont équipées de conducteurs de section de **366 mm² et 570 mm²**. Pour les lignes de tension de 90 kV, des conducteurs d'une section de **228 mm²** sont utilisés. En ce qui concerne les réseaux de transport souterrains, les conducteurs sont exclusivement en aluminium, avec une section de **630 mm²**, réservée uniquement aux câbles pour la tension de 90 kV.

Les postes sources HTB/HTA jouent un rôle essentiel dans le réseau électrique, car ils abritent plusieurs transformateurs HTB, chargés de réduire la tension des lignes de transport à des niveaux plus adaptés à la distribution locale. La capacité totale de ces transformateurs HTB à fin 2023 est de **10 891 MVA** sur l'ensemble du territoire national [6].

Tableau 3 : Tableau des chiffres clés du réseau de transport ivoirien à fin 2023 [6]

Postes HTB (Nombre)	71
Capacité totale des transformateurs HTB (MVA)	10 891
Longueur de lignes + Câbles HTB/ 400-225-90 kV (km)	7 553

III.1.2.3 Réseau de distribution

En Côte d'Ivoire, le réseau de distribution est subdivisé en deux catégories. D'une part, le réseau HTA, qui utilise des tensions de **15 kV, 20 kV**, notamment dans le grand Abidjan et **30 kV** dans les villes de l'intérieur, pour alimenter principalement les industries et les usines. D'autre part le réseau BT, délivre l'électricité à des tensions de **230 V ou 400 V** pour les applications domestiques et commerciales. Concernant les conducteurs, ils varient selon la nature du réseau, HTA ou BT, et le type d'installation, aérienne ou souterraine. Pour le réseau HTA, les conducteurs aériens sont en almélec ou en aluminium, avec des sections de **54,6 mm², 34 mm², 93,3 mm² et 148 mm²**. Les conducteurs souterrains, quant à eux, sont en aluminium, avec des sections de **150 mm² et 240 mm²**. Pour le réseau BT, les conducteurs, qu'ils soient aériens ou souterrains, sont en aluminium, tandis que le neutre est en alliage d'aluminium. Les conducteurs aériens sont constitués de câbles torsadés avec des sections de **3*35+54,6+16 mm², 3*70+54,6+16 mm² et 3*70+54,6+25 mm²**. En revanche, les conducteurs souterrains sont

également des câbles torsadés, mais avec des sections de **3*240+95 mm²**, **3*150+70 mm²** et **3*95+50 mm²** [7].

Le réseau de distribution ivoirien comprend deux grands types de postes : d'abord nous avons les postes installés sur poteau avec des transformateurs dont la puissance varie de **50 à 160 kVA**, et ensuite les postes situés en cabine avec des transformateurs dont la puissance varie de **250 à 800 kVA** [7]. En 2023, on estime leur nombre à **20 288** sur l'ensemble du territoire national [6].

Tableau 4 : Tableau des chiffres clés su réseau de distribution ivoirien à fin 2023 [6]

Postes (HTA/BT) 33kV/15kV/BT Total (Nombre)	20 288
Longueur de ligne HTA (km)	33 270
Longueur de ligne BT (km)	28 016

III.2 GÉNÉRALITÉ SUR LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

III.2.1 Qu'est-ce que la production distribuée ?

La production distribuée, également appelée **production décentralisée**, désigne des unités de production d'électricité connectées aux réseaux moyenne tension (MT) ou basse tension (BT), contrairement aux grandes installations (telles que les centrales nucléaires ou thermiques etc.) qui sont raccordées au réseau de transport haute tension (HT). Elle se distingue par sa proximité des points de consommation (bureaux, habitations, etc.), ce qui permet de réduire les pertes en ligne et d'optimiser l'efficacité énergétique en limitant les besoins de transport sur de longues distances.[2] [8]

III.2.2 Les différents types de production distribuée

La production distribuée repose principalement sur les énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque, l'éolien, la biomasse, la géothermie, les micro-turbines, la petite hydraulique, etc.

Parmi ces technologies, **l'énergie solaire photovoltaïque** s'impose comme la plus répandue au niveau mondial. Sa popularité s'explique par ses coûts d'installation réduits, son faible impact environnemental et sa capacité d'adaptation à une grande diversité de contextes, qu'ils soient urbains ou ruraux. [8]

En France, cette dynamique est particulièrement visible : le nombre d'installations photovoltaïques a augmenté de manière significative, passant de **891 960** fin 2023 à **1 010 481** au 30 juin 2024, soit une hausse de **13 %** en nombre d'installations et de **10 %** en capacité, atteignant un total de **22 172 MW** [9].

À l'échelle mondiale, selon ¹EMBER, **593 GW** de panneaux solaires devaient être déployés en 2024, représentant une augmentation de **29 %** par rapport à 2023. Cette progression s'inscrit dans une tendance de croissance rapide, avec une hausse notable de **87 %** enregistrée l'année précédente. À fin juillet 2024, une capacité supplémentaire estimée à **292 GW** avait déjà été installée, illustrant l'accélération continue de cette technologie dans le cadre de la transition énergétique globale. [10]

III.2.3 Les avantages et limites de la production distribuée

Tableau 5 : Avantages de la production distribuée

Techniques	<ul style="list-style-type: none"> - Moins de pertes en ligne grâce à la proximité des points de consommation ; - Simplifie l'identification des sites adaptés à une production de faible puissance ; - Diminue le risque de pannes généralisées, assurant une meilleure stabilité du réseau.
Economiques	<ul style="list-style-type: none"> - Investissements initiaux souvent plus faibles pour des installations locales ; - Coûts d'exploitation réduits à long terme ; - Possibilité d'autosuffisance et réduction de la dépendance aux énergies fossiles.
Sociaux	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement de l'autonomie énergétique des communautés locales ; - Création d'emplois locaux dans la construction, l'exploitation et la maintenance des installations ; - Amélioration de l'accès à l'énergie dans les zones isolées.
Environnementaux	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des émissions de gaz à effet de serre ;

¹ EMBER est une organisation indépendante spécialisée dans l'analyse des tendances mondiales de la production d'électricité et des transitions énergétiques.

	- Moindre impact sur les écosystèmes locaux en raison de la taille réduite des installations.
--	---

Tableau 6 : Limites de la production distribuée

<ul style="list-style-type: none"> - Participation faible ou nulle au réglage de la fréquence et de la tension du réseau électrique ; - Faible capacité à participer à la reconstitution du réseau ; - Certaines énergies, comme l'éolien ou le solaire, sont caractérisées par une forte intermittence, une faible prévisibilité, et une commandabilité faible ou nulle.
--

III.2.4 Les conditions de raccordement d'une production distribuée au réseau de distribution

Les conditions techniques de raccordement (CTR) définissent les règles constructives, organisationnelles et techniques que les centrales utilisant des sources d'énergie intermittentes doivent respecter pour se connecter au réseau électrique.

Ces normes sont élaborées pour répondre aux besoins spécifiques de chaque système électrique, ce qui explique leurs variations d'un pays à l'autre. Ces exigences sont généralement établies dans des textes législatifs et, au minimum, dans des référentiels techniques (tels que les Grid Codes ou les codes de distribution) publiés par les gestionnaires des réseaux électriques [11]. Compte tenu de la diversité des normes et réglementations en matière de CTR, nous présenterons d'abord la tension au point de raccordement de la Côte d'Ivoire et la France afin d'illustrer leurs différentes approches. Ensuite, nous examinerons les domaines de fonctionnement, en termes de tension et de fréquence, d'une unité de production raccordée au réseau de distribution dans ces deux pays.

III.2.4.1 Tension au point de raccordement

a) Exemple de la Côte d'Ivoire

La réglementation en vigueur en Côte d'Ivoire est définie par l'article 14 de l'arrêté du 15 Septembre 2020 portant code de raccordement au réseau électrique [12]. Celui-ci fixe les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation (voir tableau 7).

Tableau 7 : Niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée en Côte d'Ivoire [12]

Tension de raccordement	Puissance apparente maximale ou Puissance maximale des unités de production d'électricité
BT monophasé	$P \leq 13,2 \text{ kVA}$
BT triphasé	$P \leq 59,4 \text{ kVA}$
HTA (15 kV)	$P \leq 10 \text{ MVA}$
HTA (33 kV)	$P \leq 20 \text{ MVA}$
HTB 1 (90 kV)	$P \leq 50 \text{ MW}$
HTB 2 (225 kV)	$P \leq 250 \text{ MW}$
HTB 2 (330 kV) ou HTB 3 (400 kV)	Supérieur à 250 MW

b) Exemple de la France

En France, la réglementation en matière de raccordement électrique est encadrée par l'**arrêté du 9 juin 2020** [13]. Celui-ci fixe les niveaux de tension au point de raccordement en fonction des caractéristiques de l'installation concernée (voir tableau 8).

Tableau 8 : Niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée en France [13]

Domaine de tension	Tension nominale U_n	Limite de puissance
BT monophasé	230 V	$P \leq 18 \text{ kVA}$
BT triphasé	400 V	$P \leq 250 \text{ kVA}$
HTA	15 kV, 20 kV, 33 kV	$P \leq 17 \text{ MW}$
HTB 1	63 kV, 90 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
HTB 2	225 kV	$P \leq 250 \text{ MW}$
HTB 3	400 kV	$P > 250 \text{ MW}$

III.2.4.2 Domaine de fonctionnement d'une unité de production raccordé au réseau de distribution

Toute installation de production d'énergie doit pouvoir produire sa puissance maximale dans les plages de fonctionnement normal. Elle doit en outre pouvoir fonctionner pendant un temps

limité lorsque la tension ou la fréquence pour des raisons qui ne lui sont pas dues, atteignent des valeurs exceptionnelles.

a) Exemple de la Côte d'Ivoire

En Côte d'Ivoire, les niveaux de tension et de fréquence du domaine de fonctionnement normal sont [12] :

Tableau 9 : Domaine de tension d'une unité de production d'électricité raccordé au réseau de distribution en Côte d'Ivoire [12]

Tension de raccordement	Plage de tension (Un : tension nominale)	% Un correspondant	Durée de fonctionnement
BT	$\pm 10 \% U_n$	0,9Un – 1,1Un	illimitée
HTA	$\pm 10 \% U_n$	0,9Un – 1,1Un	illimitée

Tableau 10 : Domaine de fréquence d'une unité de production d'électricité raccordé au réseau de distribution en Côte d'Ivoire [12]

Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
47,5 Hz- 49 Hz	30 minutes
49,0 Hz- 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz- 51,5 Hz	30 minutes

b) Exemple de la France

En France, les niveaux de tension et de fréquence du domaine de fonctionnement normal sont [13] :

Tableau 11 : Domaine de tension et de fréquence d'une unité de production d'électricité raccordé au réseau de distribution en France [13]

Caractéristiques	Valeurs admissibles
Tension	HTA : [95%-105%] BT : [90%-110%]
Fréquence	[48Hz-52Hz]

III.2.5 Les types de raccordement d'une production distribuée au réseau de distribution

Le raccordement d'une production distribuée au réseau de distribution électrique peut se faire en basse tension (BT) ou en moyenne tension (MT). Dans le cas de la moyenne tension, objet de cette étude, deux configurations sont envisagées :

- **Raccordement à un départ HTA classique** : Il s'agit du raccordement à un départ HTA existant, déjà utilisé par des consommateurs et, potentiellement, d'autres producteurs.

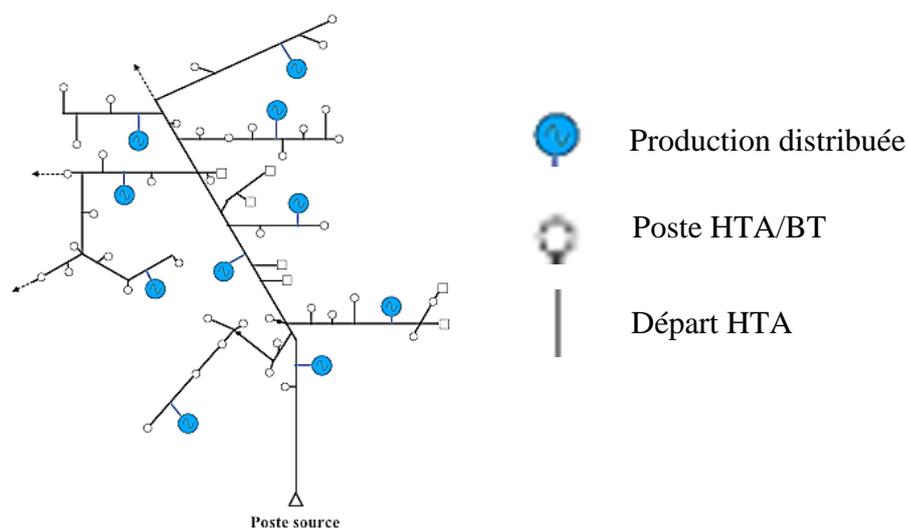


Figure 4 : Schéma de raccordement des productions distribuées à un départ HTA classique

- **Raccordement à un poste source** : Il s'agit de se raccorder directement à la salle HTA du poste source le plus proche en créant un ou plusieurs départs dédiés depuis les unités de production jusqu'au poste source.

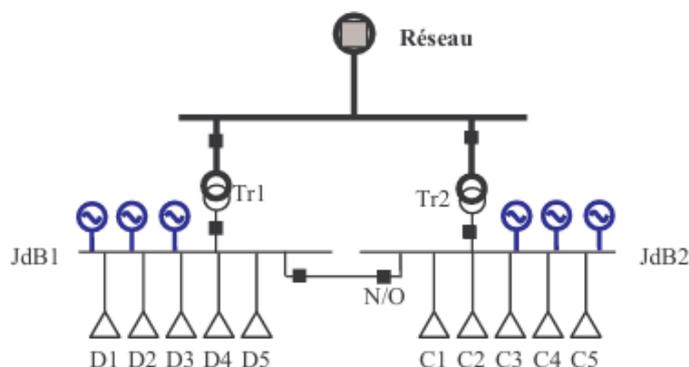


Figure 5 : Schéma de raccordement des productions distribuées à la salle HTA d'un poste source à travers des départs dédiés

Pour favoriser une intégration plus importante de la production distribuée dans les réseaux de distribution (HTA), plusieurs solutions peuvent être envisagées, notamment :

- **Méthode de renforcement**

Cette méthode consiste à remplacer les conducteurs existants par d'autres de section plus importante.

Lors d'une étude de raccordement de production décentralisée, les sections des conducteurs soumis à des contraintes sont augmentées pour garantir la conformité du réseau. Par exemple la figure 6 ci-dessous illustre un cas où les lignes sont équipées de conducteurs de section 95 mm², avec des paramètres électriques de $r=0,32 \Omega/\text{km}$ et $x=0,1 \Omega/\text{km}$. Dans cette situation, la connexion à une production distribuée (GED) de 12 MW entraîne une surintensité dans les lignes (3-4) et (4-5). Les conducteurs d'origine, conçus pour supporter un courant maximal de 230 A, voient leur intensité augmenter à 236 A pour la ligne (3-4) et à 264 A pour la ligne (4-5). Pour résoudre ce problème, il est proposé de remplacer les lignes concernées par des conducteurs de section 150 mm², capables de supporter un courant maximal admissible de 300 A. [14]

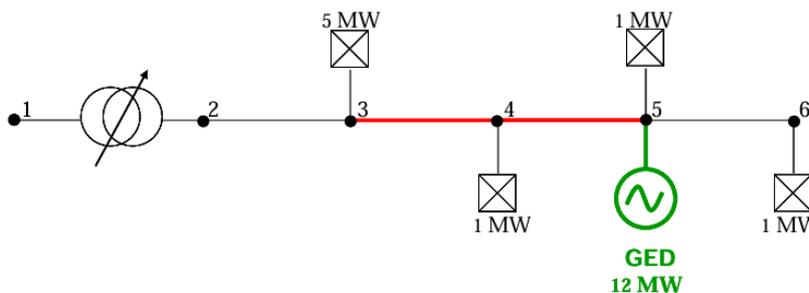


Figure 6 : Exemple de renforcement à faire [12]

- **Méthode du départ dédié (voir le raccordement à un poste source) [14]**

III.2.6 Les impacts liés à l'insertion de la production distribuée au réseau de distribution

Dans la littérature, plusieurs études ont été réalisées pour identifier et évaluer les impacts de la production distribuée sur le réseau de distribution, ainsi que pour proposer des solutions appropriées. Les gestionnaires du réseau s'intéressent à ce type d'étude durant la phase de

planification ou d'approbation d'un projet de raccordement de production distribuée. Parmi les principaux impacts à souligner, on retrouve les suivants [15] :

- Impacts sur l'observabilité et la contrôlabilité du système

Les productions distribuées se caractérisent par l'intermittence de leurs sources primaires. Cela complique pour l'opérateur l'estimation de la puissance de sortie de ces producteurs, et par extension, la puissance totale fournie par le système.

- Impact sur la continuité de service

En raison de leur caractère intermittent, l'indisponibilité des productions distribuées lorsque le système les sollicite peut entraîner des coupures d'électricité par manque de puissance.

- Impacts sur le sens de transits

Le raccordement des unités de production distribuée au réseau de distribution modifie le transit de puissance en introduisant des flux bidirectionnels. Traditionnellement, ces flux étaient unidirectionnels, venant du réseau de transport. Lorsqu'une unité de production distribuée alimente une charge au même nœud, elle peut également exporter de la puissance vers d'autres charges, entraînant ainsi des échanges d'énergie vers le réseau de transport. Des études indiquent qu'en fonction du nombre et de la taille des unités de production distribuées connectées, il est possible de se retrouver dans une situation où l'énergie est exportée vers le réseau de transport. [15]

La figure ci-dessous illustre le sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des unités de production distribuée :

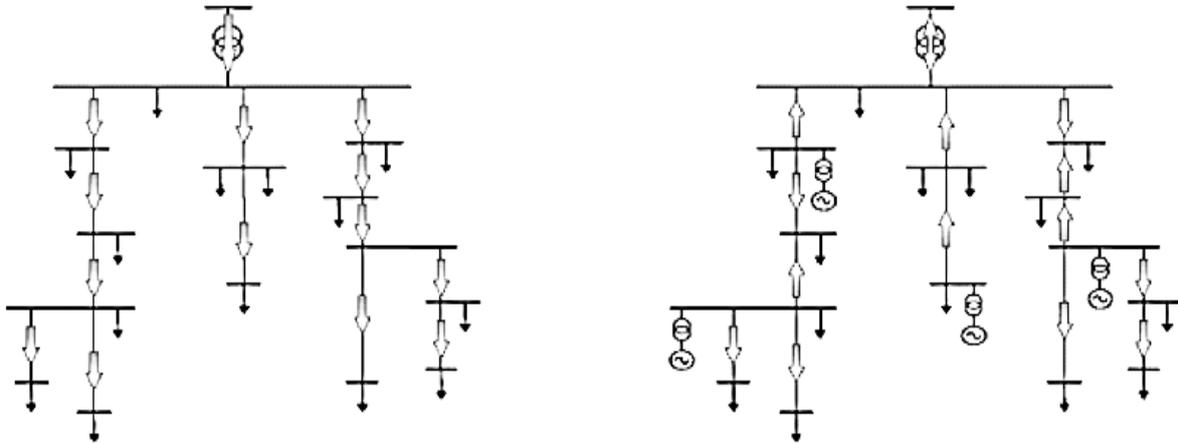


Figure 7 : Sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des unités de production distribuée [16]

- Impacts sur le plan de protection

Lorsqu'un défaut se produit sur un départ, les groupes de production participent à l'alimentation du défaut. Cette injection de courant peut altérer la sélectivité et la sensibilité des protections existantes de deux (2) manières :

- Par déclenchement intempestif d'un départ sain ;

Considérons le schéma de la figure 8 d'alimentation par une sous-station du réseau d'une charge par la liaison 2 et la connexion à la sous-station par la liaison 1 d'une unité de production distribuée.

Chaque ligne est protégée contre les surintensités (protection ampèremétrique) par un disjoncteur, comme c'est la règle habituelle. Lorsqu'un défaut apparaît sur une ligne moyenne tension (MT), le disjoncteur de cette ligne doit l'isoler en coupant le courant. Cependant, dans cet exemple, un problème peut survenir : si un défaut se produit sur la ligne 2, il est possible que le disjoncteur de la ligne 1 coupe également le courant par erreur. Cela arrive si le courant provenant du générateur dépasse le seuil de protection du disjoncteur de la ligne 1. Ce risque est plus grand lorsque la puissance des unités de production distribuée est élevée et lorsque le défaut se situe près du poste source. Ce problème entraîne un manque de sélectivité dans la protection : au lieu de couper uniquement la ligne concernée par le défaut, une autre ligne peut être coupée inutilement. Pour éviter cela, il est nécessaire d'ajuster les seuils de protection des

disjoncteurs afin que seule la ligne en défaut soit déconnectée, garantissant ainsi une meilleure sélectivité du système de protection [16].

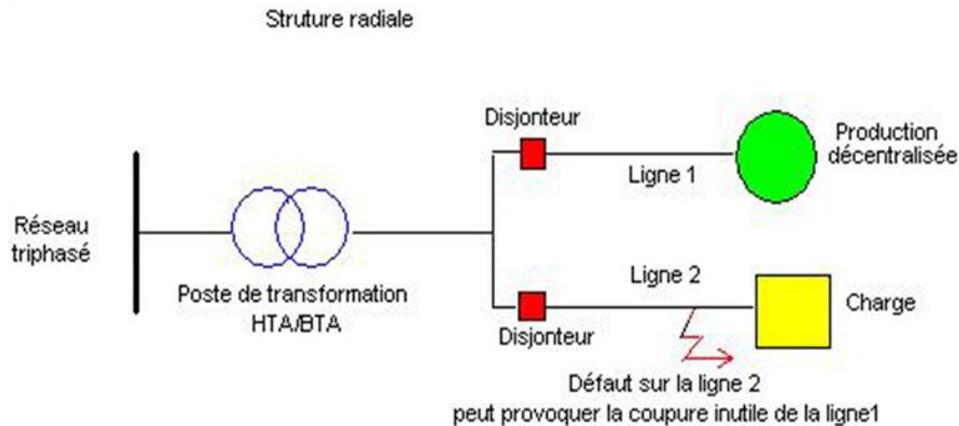


Figure 8 : Influence de la production distribuée sur la sélectivité de la protection des réseaux de distribution [16]

- Par aveuglement de la protection du départ en défaut.

Lorsque la production distribuée est loin du poste source HT/MT et qu'un défaut apparaît sur une dérivation proche de la centrale, il peut arriver que l'impédance de la ligne entre le poste source et le défaut devienne très importante devant l'impédance entre la centrale et le défaut. On observe alors une diminution du courant de défaut injecté au niveau du poste source par rapport au cas où la centrale n'est pas en fonctionnement (Figure 9). Il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut [16].

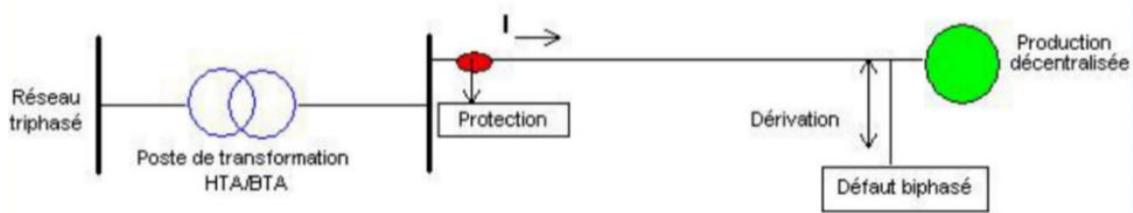


Figure 9 : Aveuglement de la protection du départ en défaut [16]

III.2.7 Cadre réglementaire de la production distribuée dans le monde et particulièrement en Côte d'Ivoire

L'intégration de la production distribuée dans les réseaux électriques s'appuie sur un cadre réglementaire structuré, garantissant sa sécurité et son efficacité. À l'échelle mondiale, plusieurs normes et arrêtés définissent les exigences techniques et les conditions de raccordement des installations de production. Parmi eux, on peut citer :

- **L'Arrêté ivoirien N°74 du 15 septembre 2020** [12] : Il établit les exigences applicables au raccordement au réseau électrique des installations de production d'électricité, des réseaux de distribution et des installations d'interconnexions transfrontalières ;
- **Les arrêtés français du 23 avril 2008 et du 9 juin 2020** [13] [17] : Ils définissent les conditions techniques de conception et de fonctionnement des installations de production d'électricité raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution, qu'elles livrent leur production en continu ou par intermittence ;
- **La norme NF EN 50160** [18] : Elle précise les principales caractéristiques de tension fournies par un réseau public de distribution basse et moyenne tension en conditions normales d'exploitation ;
- **La norme CEI 61727** [19] : Publiée par la Commission Électrotechnique Internationale, elle fixe les exigences de raccordement des systèmes photovoltaïques aux réseaux de distribution, en incluant des directives sur la protection, la qualité de l'énergie et la sécurité ;
- **Guide UTE C15-712** [20] : Il traite des installations photovoltaïques raccordées à un réseau public de distribution.

IV. ÉTAT DES LIEUX DU RÉSEAU ET MODÉLISATION DU DÉPART ARRACH (30 kV)

IV.1 ÉTAT DES LIEUX DU RÉSEAU

IV.1.1 Le poste source 90 kV d'Attakro

Le poste source 90 kV d'Attakro est alimenté par deux lignes 90 kV : la ligne Abengourou-Attakro (**40 km**), et la ligne Dimbokro-Attakro (**104 km**). Ce poste est équipé de deux (2) travées transformateurs 90/30 kV, chacune d'une puissance de **40 MVA**.

- La première travée dessert deux (2) départs HTA de 30 kV : **les départs Abengourou et Akoupé**. À fin 2024, ce transformateur a atteint une pointe de **4,6 MW**, correspondant à un taux de charge de **12,7 %** selon les fiches de relevées annuelles de la CIE.
- La seconde travée alimente également deux (2) départs HTA de 30 kV : **les départs Arrah et Zone industrielle**. À fin 2024, ce transformateur a enregistré une pointe de **16,9 MW**, correspondant à un taux de charge de **47,10 %** selon les fiches de relevées annuelles de la CIE.

Les schémas unifilaires de la **partie HTB** et de **la partie HTA** du poste source d'Attakro sont présentés respectivement en **Annexes 2 et 3** du document.

IV.1.2 Le départ Arrah (30 kV)

Le départ Arrah (30 kV), issu du poste source 90 kV d'Attakro, est constitué sur son axe principal de conducteurs Almélec de **93,3 mm²**. Ce départ est bouclé à l'IACM 135, au niveau de la ville de M'Batto, avec le départ 30 kV M'Bahiakro, qui, quant à lui, est issu du poste source de Dimbokro. Le départ Arrah (30 kV) est également bouclé au poste 30/30 kV de Daoukro. Il dessert les villes d'Arrah, de Bongouanou ainsi que les localités environnantes, en direction des villes de M'Batto et de Daoukro.

Les schémas unifilaires du départ Arrah (30 kV) des villes de Bongouanou, de Daoukro et de M'Batto sont présentés respectivement en **Annexes 4, 5 et 6** du document.

À fin 2024, ce départ a enregistré une pointe de **10,40 MW**, correspondant à un taux de charge de **83,30 %** selon les fiches de relevées annuelles de la CIE. Selon les prévisions du **Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI)**, cette pointe devrait atteindre **14 MW** d'ici **2040**, entraînant une augmentation des contraintes, notamment en matière de chute de tension et de taux de charge.

IV.2 MODÉLISATION DU DÉPART ARRAH (30 kV)

IV.2.1 Présentation du logiciel Neplan

NEPLAN est un outil convivial pour les utilisateurs de systèmes de planification et d'information pour les réseaux électriques, de gaz, d'adduction d'eau ainsi que les réseaux de chauffage. Pour ce qui est du réseau électrique, c'est un instrument permettant aux gestionnaires des réseaux d'assurer la qualité du service rendu en vérifiant les comportements du réseau avec les simulations et d'évaluer les perturbations de celui-ci aux points de livraison ou aux points de connexion. Son interface se présente comme suit :

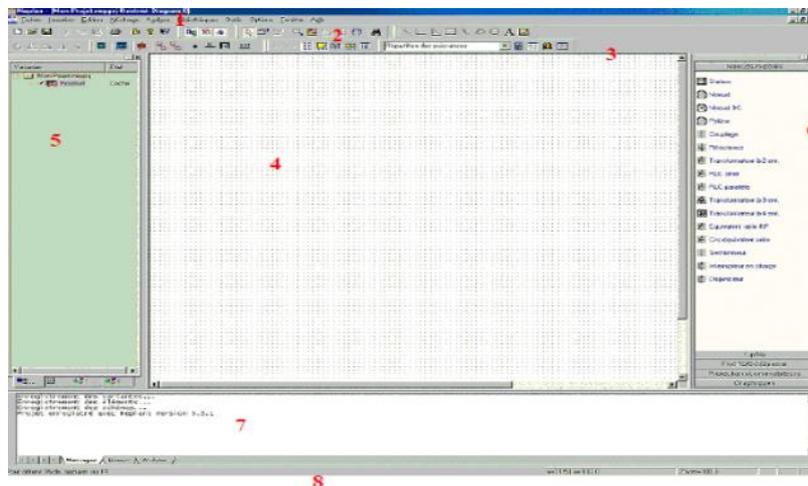


Figure 10 : Fenêtres opérationnelles de l'interface utilisateur

Pour la légende, les numéros désignent les fenêtres opérationnelles suivantes :

- | | |
|---|-------------------------------|
| 1. Barre de titre | 5. Gestionnaire des variantes |
| 2. Barre des options du menu | 6. Fenêtre des symboles |
| 3. Barre d'outils | 7. Fenêtre des messages |
| 4. Espace de travail devant contenir les schémas et les tableaux de données | 8. Barre d'état |

IV.2.2 Modélisation du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Neplan

La modélisation du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Neplan consiste à représenter l'ensemble des composants constituant ce départ, en leur attribuant les paramètres électriques appropriés. Cette modélisation permet d'analyser le comportement du réseau dans différentes conditions d'exploitation. Dans le cadre de cette étude, elle comprend la modélisation :

- du réseau externe ;
- des nœuds et jeu de barres ;
- du transformateur 90/30 kV ;
- des lignes HTA ;
- des régulateurs de tension ;
- de la production distribuée.

Le tableau ci-dessous présente le modèle de chacun de ces composants dans le logiciel Neplan :

Tableau 12 : Modèles des composants du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Neplan

Modèle de réseau externe	Modèle de nœud/ jeu de barre	Modèle de transformateur
Modèle de ligne	Modèle de régulateur de tension	Modèle de production distribuée

La modélisation du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Neplan est présentée en **Annexe 7** du document.

IV.3 EVALUATION DES CONTRAINTES DU DÉPART ARRACH (30 kV) À L' HORIZON 2040

IV.3.1 Prévision des pointes du départ Arrah (30 kV) à l'horizon 2040

Cette partie a pour objectif de prédire les pointes du départ Arrah (30 kV) de l'année 2025 à l'année 2040. Pour atteindre cet objectif, nous avons dans un premier temps recensé les pointes antérieures du départ Arrah (30 kV) notamment celles de 2016 à 2024 à partir des fiches annuelles de relevé des départs HTA élaborées par la CIE.

Le tableau ci-dessous présente ces pointes :

Tableau 13 : Pointes annuelles du départ Arrah (30 kV) de 2016 à 2024

Années	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pointe (MW)	7,8	8,9	9,1	8,8	12	11	9,5	11	10,4

Pour déterminer les pointes futures du départ Arrah (30 kV) de l'année 2025 à l'année 2040, nous avons eu recours à plusieurs méthodes.

- 1^{ère} méthode

La première méthode consiste à déterminer le taux d'évolution du départ Arrah (30 kV) entre deux années, jusqu'à l'année 2024. Si ce taux-là croît ou décroît, on l'extrapole aux années suivantes, c'est-à-dire de 2025 à 2040, pour trouver leurs pointes.

Nous avons calculé le taux d'évolution entre deux années à partir de cette formule :

$$\text{Taux d'évolution}_n(\%) = \frac{\text{Pointe}_n - \text{Pointe}_{n-1}}{\text{Pointe}_{n-1}} \quad (1)$$

Le tableau ci-dessous présente les taux d'évolution du départ Arrah (30 kV) entre deux années, jusqu'à l'année 2024.

Tableau 14 : Taux d'évolution du départ Arrah (30 kV) de 2016 à 2024 à partir de la 1^{ère} méthode

Années	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pointe (MW)	7,8	8,9	9,1	8,8	12	11	9,5	11	10,4
Taux d'évolution		14%	2%	-3%	36%	-8%	-14%	16%	-5%

À partir de ce tableau, on observe que les taux d'évolution du départ Arrah (30 kV) de 2016 à 2024 varient brusquement d'une année à l'autre, en enregistrant des hausses ou des baisses soudaines. Par conséquent, il nous a été difficile de déterminer un taux d'évolution fiable à partir de cette méthode. Nous avons donc eu recours à une seconde méthode.

- 2^{ème} méthode

Dans cette méthode, nous nous sommes appuyés sur la pointe annuelle la plus récente enregistrée sur le départ Arrah (30 kV), à savoir celle de l'année 2024 estimée à **10,40 MW**, ainsi que sur la pointe projetée de 2040, fixée à **14 MW** selon les prévisions du consultant.

En effet, dans le cadre de la mise en œuvre du **Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI)**, CI-ENERGIES a recruté un consultant, dont l'une de ses missions était d'établir les prévisions des pointes des départements HTA de l'intérieur de la Côte d'Ivoire pour la période allant de 2022 à 2040.

À partir de ces deux valeurs de référence, nous avons déterminé le taux d'évolution annuel permettant d'évoluer de **10,40 MW** en 2024 à **14 MW** en 2040.

Les formules suivantes ont été utilisées :

$$P_n = P_0 (1 + \tau)^n \quad (2)$$

$$\tau = \left(\frac{P_n}{P_0}\right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (3)$$

Avec :

- $P_0 = 10,40 \text{ MW}$ (Pointe du départ Arrah (30 kV) en 2024) ;
- $P_n = 14 \text{ MW}$ (Pointe du départ Arrah (30 kV) en 2040 selon le PDDVI) ;

- n = nombre d'années (2040 - 2024 = **16 ans**) ;
- τ = taux d'évolution annuel (à déterminer).

Le taux d'évolution annuel ainsi obtenu est de **1,88 %**. En appliquant ce taux, nous avons estimé les pointes annuelles du départ Arrah (30 kV) pour les années de 2025 à 2039.

Le tableau ci-dessous présente ces pointes :

Tableau 15 : Prévisions des pointes du départ Arrah (30 kV) de 2025 à 2040 à partir de la 2^{ème} méthode

Année	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Pointe (MW)	10,60	10,79	11,00	11,20	11,42	11,63	11,85	12,07
Année	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Pointe (MW)	12,30	12,53	12,76	13,00	13,25	13,50	13,75	14,00

Au regard de ces résultats, cette méthode peut être considérée comme pertinente, car elle prend en compte à la fois les données actuelles et futures du départ Arrah (30 kV).

Par conséquent, elle sera retenue pour la prévision des pointes du départ Arrah (30 kV) à l'horizon 2040.

IV.3.2 Résultats des simulations des pointes de 2025 à 2040 du départ Arrah (30 kV)

Cette partie consiste à réaliser des simulations du départ Arrah (30 kV) à l'aide du logiciel Neplan, en tenant compte des pointes obtenues à la 2^{ème} méthode.

L'objectif de ces simulations est d'évaluer, pour chaque année, **le taux de charge du départ (%)**, **la chute de tension du départ (%)**, **ainsi que les pertes actives (kW) et réactives (kVar) du départ**.

Le tableau 16 présente les résultats des simulations pour la période 2025-2032, tandis que le tableau 17 regroupe ceux couvrant la période 2033-2040.

Tableau 16 : Résultats des simulations du départ Arrah (30 kV) pour la période 2025-2032

Année	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Limite admissible
Pointe (MW)	10,60	10,79	11,00	11,20	11,42	11,63	11,85	12,07	
Taux de charge du départ (%)	80,33	81,77	83,37	84,88	86,55	88,14	89,81	91,48	< 100 %
Chute de Tension du départ (%)	11,10	11,65	12,25	12,82	13,46	14,08	14,73	13,38	< 7,5 %
Pertes Actives (kW)	1942	2024	2116	2207	2310	2410	2519	2631	
Pertes Réactives (kVar)	1166	1287	1425	1559	9160	1857	2016	2179	

Tableau 17 : Résultats des simulations du départ Arrah (30 kV) pour la période 2033-2040

Année	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Limite admissible
Pointe (MW)	12,30	12,53	12,76	13,00	13,25	13,50	13,75	14,00	
Taux de charge du départ (%)	93,22	94,96	96,70	98,52	100,42	102,31	Le calcul n'a pas convergé		< 100 %
Chute de Tension du départ (%)	16,06	16,80	17,78	18,82	19,92	21,02			< 7,5%
Pertes Actives (kW)	2752	2876	3004	3141	3291	3444			
Pertes Réactives (kVar)	2353	2532	2716	2914	3125	3342			

Les résultats des simulations du départ Arrah (30 kV) montrent une dégradation progressive des performances du réseau au fil des années. On constate que le taux de charge reste acceptable jusqu'en 2036, mais dépasse la limite admissible à partir de 2037 indiquant une surcharge du départ. La chute de tension quant à elle, n'est conforme dès 2025, et dépasse largement le seuil de 7,5 %, ce qui reflète une mauvaise qualité de fourniture et une diminution de la tension surtout chez les abonnés en bout de ligne. Par ailleurs, les pertes actives et réactives augmentent également de manière significative au fil des années, traduisant une sollicitation croissante du

réseau. Au-delà de l'année 2038, les simulations ne convergent plus, en raison des pointes trop importantes. Cette situation met en évidence l'incapacité du réseau dans sa configuration actuelle, à absorber les charges prévues sans entraîner de dépassements critiques des limites techniques.

IV.3.3 Estimation économique des pertes actives du départ Arrah (30 kV) de 2025 à 2035

Dans cette partie, il s'agit d'estimer, de manière journalière, l'énergie due aux pertes actives issues des simulations du départ Arrah (30 kV) de 2025 à 2035, puis d'en évaluer le coût économique.

Pour ce faire, des jours spécifiques ont été sélectionnés afin de représenter les différentes saisons que connaît la Côte d'Ivoire.

En effet, le climat ivoirien est marqué par deux grandes saisons :

- **La saison sèche**, caractérisée par de faibles précipitations et des températures élevées.

Elle se divise en :

- **Grande saison sèche** : de décembre à avril ;
- **Petite saison sèche** : d'octobre à novembre.

- **La saison pluvieuse**, quant à elle, se distingue par des pluies abondantes et des températures modérées.

Elle se divise en :

- **Grande saison pluvieuse** : de mai à juin ;
- **Petite saison pluvieuse** : d'août à septembre.

Afin de représenter chaque sous-saison, quatre (4) journées-types ont été choisies. Ces dates de référence sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 18 : Différents types de saisons en Côte d'Ivoire

Type de saison	Sous-saison	Date retenue
Saison sèche	Grande	15 Janvier 2024
	Petite	15 Octobre 2024
Saison pluvieuse	Grande	15 Mai 2024
	Petite	15 Août 2024

Par la suite, les pertes actives ont été déterminées heure par heure pour chacune des journées-types, à partir des simulations effectuées sur le départ Arrach (30 kV). Ces simulations ont été réalisées pour chaque année, de 2025 à 2035.

Une sommation des pertes actives horaires a ensuite été effectuée, permettant d'obtenir l'énergie totale journalière perdue pour chaque journée-type et pour chaque année de la période considérée.

Enfin, le coût économique associé à ces pertes a été évalué pour chaque cas, à partir de la formule suivante :

$$\text{Coût journalier des pertes actives (FCFA)} = \text{Energie due aux pertes actives (kWh)} \times \text{Tarif moyen national 2024 (96,25 FCFA/kWh)} \quad (4)$$

Le tableau ci-dessous présente l'énergie due aux pertes actives ainsi que le coût journalier associé, pour chaque journée-type et pour chaque année de la période considérée :

Tableau 19 : Energie due aux pertes actives (kWh) et coût journalier des pertes actives
(MFCFA)

Energie due aux pertes actives (kWh) et coût journalier des pertes actives (MFCFA)								
Années	Saison sèche				Saison pluvieuse			
	15 Janvier		15 Octobre		15 Mai		15 Août	
	Energie	Coût	Energie	Coût	Energie	Coût	Energie	Coût
2025	18870	1,82	28329	2,74	23322	2,25	20865	2,02
2026	19623	1,90	29601	2,86	30581	2,96	21718	2,10
2027	20419	1,97	30888	2,99	25300	2,45	22640	2,19
2028	21256	2,05	32221	3,11	26374	2,55	23548	2,28

2029	22138	2,14	33605	3,25	27482	2,66	24557	2,37
2030	23041	2,23	35063	3,39	29251	2,83	25588	2,47
2031	23892	2,31	36594	3,54	29864	2,89	26671	2,58
2032	24981	2,41	38163	3,69	31134	3,01	27828	2,69
2033	26045	2,52	39815	3,85	32499	3,14	28991	2,80
2034	27144	2,62	41612	4,02	33880	3,27	30227	2,92
2035	28279	2,73	43450	4,20	35350	3,42	31540	3,05

Le tableau révèle que les pertes actives moyennes les plus importantes sont enregistrées en petite saison sèche (15 octobre), atteignant **35 395 kWh**, avec un coût journalier moyen de **3,42 millions de FCFA**. En revanche, la grande saison sèche (15 janvier) présente les pertes les plus faibles, soit **23 245 kWh** pour un coût de **2,25 millions de FCFA**. Les saisons pluvieuses se situent entre ces deux extrêmes, avec un pic de **29 549 kWh** observé en mai.

L'augmentation des pertes en petite saison sèche s'explique par des températures plus élevées, qui entraînent une hausse de la charge sur le réseau.

NB : Les pointes journalières de la période 2025–2035 ont été estimées à partir des pointes mesurées en 2024, puis actualisées en tenant compte du taux d'évolution annuel obtenue à la 2^{ème} méthode (**1,88 %**).

Les pertes actives pour la période 2036 à 2040 ne sont pas incluses ici, car les simulations pour ces années n'ont pas convergé en raison de leurs pointes trop élevées.

En résumé, les simulations réalisées ci-dessus révèlent une augmentation progressive de la pointe du départ Arrah (30 kV) au fil des années, entraînant des taux de charge élevés, des pertes actives et réactives importantes, des chutes de tension significatives, et des pertes économiques en l'absence de mesures correctives. Il sera donc essentiel de mettre en place des solutions adaptées pour réduire efficacement ces contraintes.

La suite de ce mémoire présentera les propositions de solutions pour atténuer les contraintes en termes de taux de charge et de chute de tension sur le départ Arrah (30 kV). Deux solutions seront abordées, il s'agira dans un premier temps des recommandations du **Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI)** pour la période 2022-2040, et dans un deuxième temps de la solution basée sur la production distribuée.

V. PROPOSITION DE SOLUTIONS POUR ATTÉNUER LES CONTRAINTES SUR LE DÉPART ARRAH (30 kV) À L'HORIZON 2040

V.1 SOLUTION 1 : LES RECOMMANDATIONS DU PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION DES VILLES DE L'INTÉRIEUR (PDDVI) DE CI-ENERGIES

Le Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI) pour la période 2022-2040, élaboré par CI-ENERGIES avec l'appui d'un consultant international, propose une solution classique à court terme pour résoudre les contraintes identifiées sur le départ Arrah (30 kV). Cette solution consiste à un **renforcement de l'artère principale du départ Arrah (30 kV) en 148 mm² sur 217 km** pour un coût estimé à **4,89 milliards de FCFA**.

V.2 SOLUTION 2 : LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

V.2.1 Choix de la technologie de la production distribuée

Comme indiqué au point **III.2.2**, la production distribuée repose principalement sur des sources d'énergie renouvelables telles que l'éolien, la biomasse, le solaire, etc. Dans le cadre de ce mémoire, notre choix s'est porté sur **le solaire photovoltaïque** comme source de production distribuée, en raison de plusieurs critères spécifiques, notamment :

V.2.1.1 L'ensoleillement

L'analyse de la carte solaire de la Côte d'Ivoire met en évidence des conditions idéales pour le développement du solaire photovoltaïque, avec un ensoleillement annuel supérieur à **1900 kWh/m²**. Cette ressource solaire abondante tout au long de l'année fait de la Côte d'Ivoire un lieu particulièrement favorable à l'exploitation de l'énergie solaire.

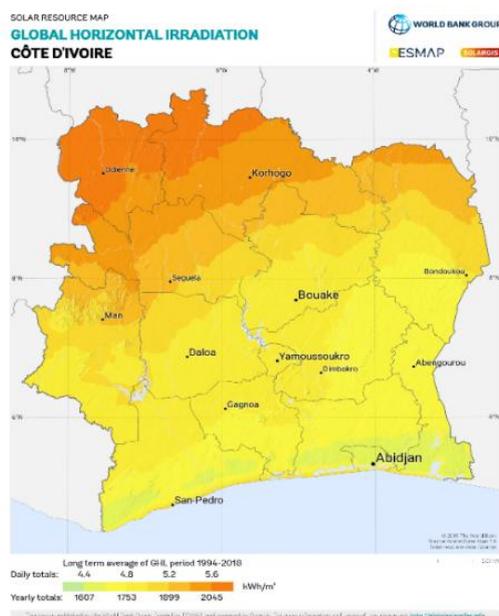


Figure 11 : Carte de l'ensoleillement de la Côte d'Ivoire

(Source : <https://globalsolaratlas.info/download/cote-d-ivoire>)

V.2.1.2 Le climat

Selon les données de la NASA recueillies sur le logiciel RETScreen, la Côte d'Ivoire bénéficie de conditions climatiques favorables. La température moyenne de l'air est d'environ **26,1°C**, l'humidité relative moyenne s'élève à **71,5 %**, et la vitesse moyenne du vent est de **2,7 m/s**. Ces paramètres représentent des atouts significatifs pour la production énergétique.

V.2.1.3 Le développement de projets solaires photovoltaïques

La Côte d'Ivoire s'est engagée depuis quelques années dans une transition vers les énergies renouvelables, notamment à travers le développement de projets solaires photovoltaïques. Parmi ces initiatives, on peut citer **la centrale solaire de Boundiali**, d'une capacité de **37,5 MWc** [21], ainsi que l'installation de plusieurs **mini-centrales solaires hybrides dans la région de Tiassalé** [22].

V.2.1.4 La baisse des coûts des équipements solaires

Afin d'accélérer la transition vers les énergies renouvelables, l'État de Côte d'Ivoire a adopté le décret N°532/MMPE/MFB/MINEDDTE du **22 octobre 2024** [23]. Ce texte instaure une exonération des droits de douane, de la TVA et de la TOB (Taxe sur les Opérations Bancaires),

sur une sélection d'équipements liés aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique. Parmi les dispositifs concernés figurent notamment les panneaux solaires photovoltaïques, les convertisseurs, les onduleurs, ainsi que les batteries de stockage.

V.2.2 Détermination de la capacité de la production distribuée

Précédemment, nous avons fait le choix du solaire photovoltaïque comme source de production distribuée en nous appuyant sur plusieurs critères. Dans cette partie nous allons déterminer la puissance nominale de la centrale PV dont l'énergie produite sera injectée sur le départ Arrach (30 kV).

Pour ce faire, nous considérons deux sources d'injection à savoir **le poste source existant** (poste source d'Attakro) et la **centrale PV**. Nous avons réalisé plusieurs simulations dans le but de déterminer la solution la plus optimale qui présentera dans un premier temps des contraintes plus faibles en termes de taux de charge du départ et de chute de tension du départ et dans un deuxième temps qui présentera un avantage économique considérable en termes de réduction du coût d'investissement de la centrale PV.

Dans cette perspective, le choix d'un emplacement optimal pour la centrale PV est essentiel afin de réduire au maximum les contraintes sur le départ Arrach (30 kV). À cet effet, deux emplacements ont été retenus : **l'un en bout de ligne et l'autre au milieu de la ligne**.

La figure ci-dessous présente l'emplacement des centrales PV en bout de ligne, au milieu de la ligne, ainsi que du poste source d'Attakro :

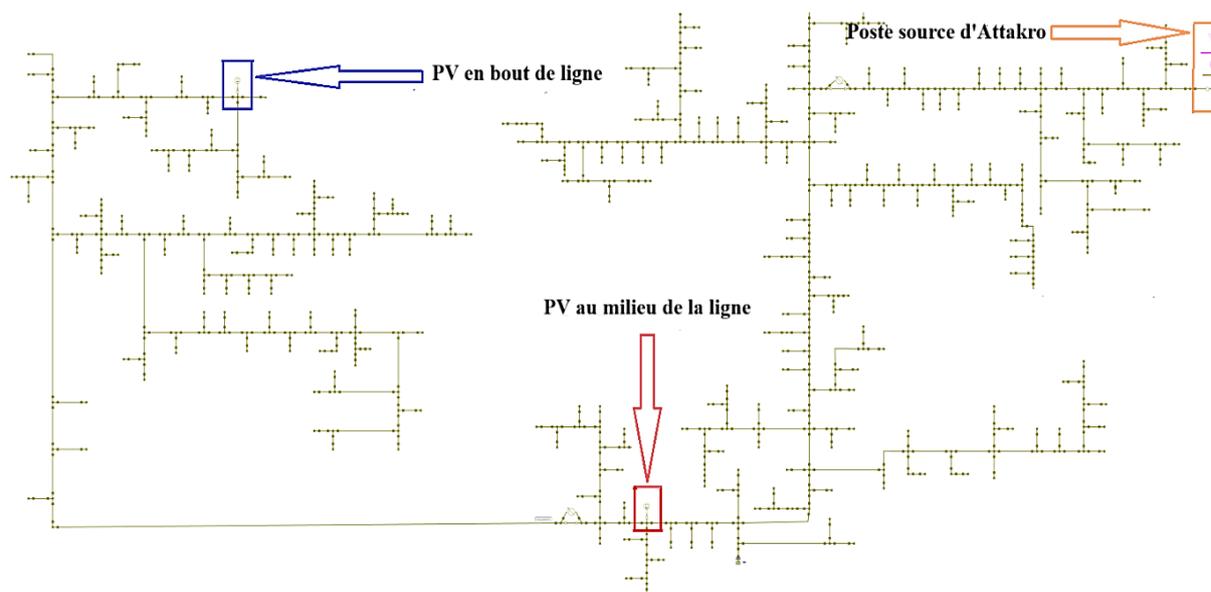


Figure 12 : Emplacement des centrales PV en bout de ligne, au milieu de la ligne, et du poste source d'Attakro

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats des contraintes du départ Arrah (30 kV) en termes de taux de charge et de chute de tension des deux emplacements retenus ci-dessus :

- En bout de ligne

Tableau 20 : Résultats de la simulation du départ Arrah (30 kV) avec 13,5 MW au poste source et une centrale PV de 500 kW en bout de ligne

Désignation	Dép. Arrah	Limite admissible
Pointe au poste source (MW)	13,5	
Puissance nominale de la centrale PV (kW)	500	
Taux de charge du départ (%)	98,50	< 100 %
Chute de Tension du départ (%)	6,15	< 7,5%

- Au milieu de la ligne

Tableau 21 : Résultats de la simulation du départ Arrah (30 kV) avec 13,5 MW au poste source et une centrale PV de 500 kW au milieu de la ligne

Désignation	Dép. Arrah	Limite admissible
Pointe au poste source (MW)	13,5	
Puissance nominale de la centrale PV (kW)	500	
Taux de charge du départ (%)	98,50	< 100 %
Chute de Tension du départ (%)	5,22	< 7,5%

Au regard de ces résultats, il apparaît que la chute de tension obtenue au milieu de la ligne (**5,22 %**) est inférieure à celle obtenue au bout de ligne (**6,15 %**). Par conséquent l'installation de la centrale PV sera privilégiée au **milieu de la ligne**, avec une puissance nominale fixée à **500 kW**.

NB : Il convient de préciser que ces simulations tiennent compte de la déconnexion des deux (2) régulateurs de tension installés sur le départ Arrah (30 kV). En effet, le PDDVI adopte, comme hypothèse de base, la déconnexion de tous les régulateurs de tension à partir de l'année 2025 sur l'ensemble du territoire ivoirien.

V.2.3 Justification du choix d'un système de stockage par batteries

Le choix d'un système de stockage par batterie s'explique par le fait que les contraintes sur le départ Arrah (30 kV) se manifestent principalement en soirée. En effet les pointes journalières les plus élevées sont généralement observées la nuit.

Pour étayer cela, nous avons recensé, les pointes maximales mensuelles enregistrées sur le départ Arrah (30 kV) tout au long de l'année 2024, en précisant l'heure de chaque enregistrement. Le tableau ci-dessous illustre cela :

Tableau 22 : Pointes maximales mensuelles enregistrées sur le départ Arrah (30 kV) en 2024

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
Pointes maximales du départ Arrah (30 kV) (MW)	12,75	12,5	12,83	13,54	12,26	13,46
Heures d'enregistrement	19h	21h	21h	20h	19h	20h
Mois	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Pointes maximales du départ Arrah (30 kV) (MW)	13,99	13,46	14,30	15,04	15,04	15,00
Heures d'enregistrement	21h	20h	21h	20h	21h	20h

L'analyse du tableau montre que les pointes maximales mensuelles enregistrés en 2024 surviennent généralement en soirée, notamment à partir de **19h**. A partir de cette observation, nous en déduisons que les principales contraintes liées au taux de charge et aux chutes de tension sur le départ Arrah (30 kV) sont perçues également en soirée.

Afin d'atténuer ces contraintes, nous recommandons l'installation d'un système de stockage par batterie. Toutefois, injecter l'énergie stockée tout au long de la nuit rendrait ce système coûteux. Pour optimiser les coûts, nous avons donc opté pour une injection ciblée, limitée à une plage horaire spécifique, de **19h à 00h** soit pendant **5 heures**. Cette option vise à couvrir la période où les contraintes sur le départ Arrah (30 kV) sont les plus critiques.

Par conséquent, nous injecterons 500 kW chaque heure, ce qui correspond à un total de **2500 kWh** d'énergie sur une plage de 5 heures. Ainsi, le besoin journalier en stockage est évalué à **2500 kWh**.

V.2.4 Configuration de la centrale PV connectée au réseau avec système de stockage par batterie.

La configuration de notre installation se présente comme suit :

- Pendant la matinée, l'énergie solaire photovoltaïque produite par les modules PV sera principalement utilisée pour charger les batteries via les onduleurs hybrides, et toute production excédentaire sera injectée directement sur le départ Arrah (30 kV).
- En soirée, à partir de **19h**, les onduleurs hybrides injecteront l'énergie stockée dans les batteries sur le départ Arrah (30 kV) pendant une durée de **5 heures**.
- L'énergie à la sortie des onduleurs hybrides sera acheminée d'abord vers un Tableau Général Basse Tension (TGBT), ensuite vers un transformateur élévateur **400 V/ 30 kV** et enfin vers un poste de livraison qui injectera cette énergie sur le départ Arrah (30 kV)

Le figure ci-dessous présente le synoptique de cette configuration :

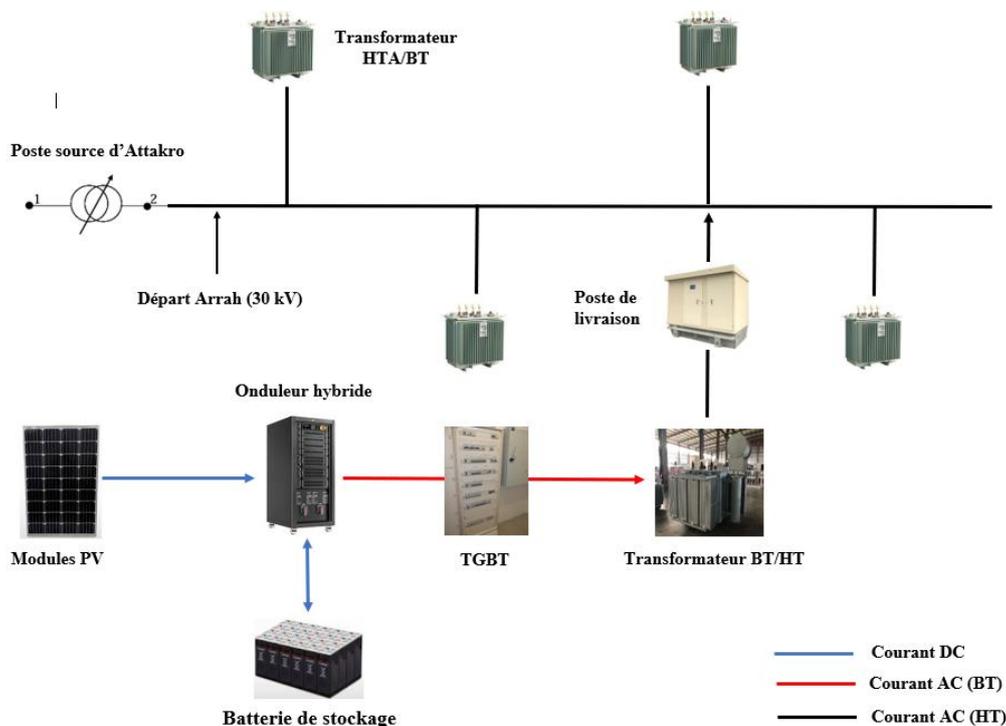


Figure 13 : Synoptique de l'installation

NB : Il convient de préciser que nous injectons l'énergie solaire photovoltaïque sur un départ HTA (départ Arrah (30 kV)) qui est déjà utilisé par les consommateurs, d'où la présence des transformateurs HTA/BT dans le synoptique de l'installation.

V.2.5 Détermination de la puissance crête réelle de la centrale PV et dimensionnement du champ PV et du parc de batteries

A. Choix du site de la centrale PV

Afin de garantir la cohérence entre les différentes étapes de notre étude, nous avons fait le choix d'implanter la centrale PV au même emplacement que celui utilisé dans le logiciel Neplan, à **savoir au milieu de la ligne**. Cet emplacement se situe dans la ville de **Bongouanou** (Côte d'Ivoire) dont les coordonnées géographiques sont les suivantes :

- Latitude : **6,6475°N** ;
- Longitude : **-4,2047°E**.

B. Dimensionnement analytique du champ PV et du stockage

B.1 Dimensionnement du champ PV

B.1.1 Données météorologiques de la localité

Tableau 23 : Données météorologiques de la localité de Bongouanou (Côte d'Ivoire)

Localité	Bongouanou	
Pays	Côte d'Ivoire	
Source de données	Meteonorm 8,1, Sat =100%	
Latitude	6,6475°N	
Longitude	-4,2047°E	
Mois	Irradiance global horizontal (kWh/m²/jour)	Température (°C)
Janvier	4,91	27,7
Février	5,15	29,4
Mars	5,44	29,3

Avril	5,78	28,6
Mai	5,54	28,4
Juin	5,22	26,8
Juillet	5,26	26,5
Août	4,99	26,0
Septembre	5,11	26,3
Octobre	5,40	27,5
Novembre	5,35	27,6
Décembre	4,85	27,5

Pour le dimensionnement du champ PV nous considérons l'ensoleillement du mois le plus défavorable qui est de **4,85 kWh/m²/jour** correspondant au mois de Décembre.

Les températures minimales et maximales du site sont respectueusement de **26,0 °C** et **29,4 °C**.

B.1.2 Calcul de la puissance crête du champ PV

Le calcul de la puissance crête du champ PV s'est fait en utilisant la formule suivante :

$$P_c = \frac{\text{Besoins}}{G \times R_p} \quad (5)$$

Avec :

- **P_c** : Puissance crête du champ PV en kWc ;
- **Besoins** : dans le cas de cette étude, cela représente le besoin en stockage (**Besoins = 2500 kWh**) ;
- **G** : Ensoleillement moyen mensuelle du mois le moins ensoleillé (**G = 4,85 kWh/m²/jour**) ;
- **R_p** : Ratio de performance global du champ PV. Il est sans unité et tient compte du facteur de conversion des modules PV, des câbles de connexion et du rendement de l'onduleur, nous considérons un ratio de performance de **0,80**.

$$P_c = \frac{2500}{4,85 \times 0,80}$$

$$P_c = 644,32 \approx 650 \text{ kWc}$$

La puissance crête de notre champ PV est estimée alors à **650 kWc**.

B.1.3 Dimensionnement de l'onduleur hybride

➤ Puissance de l'onduleur hybride

La puissance de l'onduleur (P_{ond}) doit être comprise entre 90 % et 110 % (ratio CA/CC) de la puissance crête du champ PV (P_c). Elle est illustrée par la formule suivante :

$$0,9 \times P_c \leq P_{\text{ond}} \leq 1,1 \times P_c \quad (6)$$

$$0,9 \times 650 \leq P_{\text{ond}} \leq 1,1 \times 650$$

$$585 \text{ kW} \leq P_{\text{ond}} \leq 715 \text{ kW}$$

La puissance minimale de l'onduleur hybride est de **585 kW** et sa puissance maximale est de **715 kW**.

➤ Choix de l'onduleur hybride

Nous avons opté pour des onduleurs hybrides de la marque **GOODWE de 100 kW** dont les caractéristiques principales sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 24 : Caractéristiques principales de l'onduleur hybride

Entrée CC	
Puissance d'entrée max	130 kW
Tension d'entrée max	1000 V
Plage de tension de fonctionnement MPPT	250 - 960 V
Tension d'entrée nominale	600 V
Courant d'entrée max par MPPT	100 A
Nombre de MPPT	2
Sortie CA	
Puissance de sortie max	100 kW

Tension de sortie nominale	400 V, 3L/N/PE
Plage de tension de sortie	312 – 460 V
Courant de sortie max vers le réseau	159,5 A

La fiche technique de cet onduleur est présentée en **Annexe 9** du document.

➤ **Nombres d'onduleurs hybrides**

Le nombre d'onduleurs hybrides est déterminé par la formule suivante :

$$\frac{0,9 \times P_c}{P_{\text{ond}}} \leq N_{\text{ond}} \leq \frac{1,1 \times P_c}{P_{\text{ond}}} \quad (7)$$

$$\frac{0,9 \times 650}{100} \leq N_{\text{ond}} \leq \frac{1,1 \times 650}{100}$$

$$\frac{585}{100} \leq N_{\text{ond}} \leq \frac{715}{100}$$

$$5,85 \leq N_{\text{ond}} \leq 7,15$$

Nous choisirons **sept (7)** onduleurs hybrides de la marque GOODWE de 100 kW pour une puissance totale de **700 kW**.

B.1.4 Configuration du champ PV

➤ **Choix du module PV**

Nous avons opté pour des modules PV de la marque **JA Solar de 600 Wc** dont les caractéristiques principales sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 25 : Caractéristiques principales du module PV

Puissance nominale	600 Wc
Voc	53,50 V
Vmp	45,30 V
Isc	14,30 A
Imp	13,25 A
Kt-Pmp	-0,350 %/°C
Kt-Voc	-0,275 %/°C

La fiche technique de ce module est présentée en **Annexe 10** du document.

➤ **Nombre de modules en série**

Le nombre de modules en série dépend de la température des cellules car elle influence la tension du module. Les formules ci-dessous permettent de déterminer la température minimale et maximale des cellules du module PV en fonction de la température minimale et maximale de l'air ambiant :

$$T_{cell_{min}} = \text{Température ambiante minimale} \quad (8)$$

$$T_{cell_{max}} = \text{Température ambiante maximale} + 25 \text{ °C} \quad (9)$$

Avec :

- $T_{cell_{min}}$: Température de cellule minimale du module PV ;
- $T_{cell_{max}}$: Température de cellule maximale du module PV ;
- Température ambiante minimale = **26 °C** ;
- Température ambiante maximale = **29,4 °C** ;

$$T_{cell_{min}} = 26 \text{ °C}$$

$$T_{cell_{max}} = 29,4 + 25 \text{ °C} = 54,4 \text{ °C}$$

Déterminons ensuite la tension maximale ($V_{\max_{\text{mod}}}$) et minimale ($V_{\min_{\text{mod}}}$) du module PV à travers les formules ci-dessous :

$$V_{\max_{\text{mod}}} = V_{\text{oc}} - K_{t_V_{\text{oc}}} \times (T_{\text{cell}_{\text{min}}} - 25 \text{ °C}) \quad (10)$$

$$V_{\min_{\text{mod}}} = V_{\text{mp}} + K_{t_P_{\text{mp}}} \times (T_{\text{cell}_{\text{max}}} - 25 \text{ °C}) \quad (11)$$

$$V_{\max_{\text{mod}}} = 53,50 - (-0,275) \times (26 - 25 \text{ °C})$$

$$V_{\min_{\text{mod}}} = 45,30 + (-0,350) \times (54,4 - 25 \text{ °C})$$

$$V_{\max_{\text{mod}}} = 53,50 \text{ V}$$

$$V_{\min_{\text{mod}}} = 45,20 \text{ V}$$

Enfin déterminons le nombre de module en série en appliquant la formule ci-dessous :

$$\frac{1,1 \times V_{\text{mp_min_ond}}}{V_{\min_{\text{mod}}}} \leq N_s \leq \frac{0,9 \times V_{\text{mp_max_ond}}}{V_{\max_{\text{mod}}}} \quad (12)$$

Avec :

- $V_{\text{mp_min_ond}}$: Tension MPP minimale de l'onduleur hybride (**250 V**) ;
- $V_{\text{mp_max_ond}}$: Tension MPP maximale de l'onduleur hybride (**960 V**) ;
- $V_{\min_{\text{mod}}}$: Tension minimale du module PV (**45,20 V**) ;
- $V_{\max_{\text{mod}}}$: Tension maximale du module PV (**53,50 V**) ;
- N_s : Nombre de modules PV en série.

$$\frac{1,1 \times 250}{45,20} \leq N_s \leq \frac{0,9 \times 960}{53,50}$$

$$7 \leq N_s \leq 16$$

Le nombre de modules PV à mettre en série est donc compris entre **7 et 16**.

➤ **Nombre de modules en parallèle**

Pour déterminer le nombre de modules PV à mettre en parallèle nous utiliserons la formule suivante :

$$N_p = \frac{P_c}{P_{\text{mod}} \times N_s} \quad (13)$$

Avec :

- N_p : Nombre de modules PV en parallèle ;
- P_{mod} : Puissance unitaire d'un module PV (**600 Wc**).

Le choix de la configuration optimale du champ PV repose sur plusieurs critères dont :

- Puissance totale optimale : plus proche de la puissance estimée ;
- Ratio CA/CC idéal (autour de 1) ;
- Tension du système inférieur à la tension d'entrée de l'onduleur ;
- Courant d'entrée du système inférieur au courant d'entrée de l'onduleur.

Le tableau ci-dessous présente les configurations possibles pour un nombre de modules PV en série compris entre 7 et 16.

Tableau 26 : Configuration possible du champ PV

Configuration par onduleur								Puissance totale du champ (Wc) (Nbres ond total = 7)
Configuration	Choix Ns	Choix Np	Nbres total de modules PV	Puissance du champ PV (Wc)	Ratio CA/CC	Tension/ config	Courant/ config	
Config 1	7	24	168	100 800	0,9921	374,5	336,72	705 600
Config 2	8	21	168	100 800	0,9921	428	294,63	705 600
Config 3	9	19	171	102 600	0,9747	481,5	266,57	718 200
Config 4	10	17	170	102 000	0,9804	535	238,51	714 000
Config 5	11	16	176	105 600	0,9470	588,5	224,48	739 200
Config 6	12	14	168	100 800	0,9921	642	196,42	705 600
Config 7	13	13	169	101 400	0,9862	695,5	182,39	709 800
Config 8	14	12	168	100 800	0,9921	749	168,36	705 600
Config 9	15	12	180	108 000	0,9259	802,5	168,36	756 000
Config 10	16	11	176	105600	0,9470	856	154,33	739 200

L'analyse de ce tableau montre que les configurations à éviter sont :

- **Configurations 1, 2, 3, 4 et 5** : courants trop élevés, supérieur au courant d'entrée PV max de l'onduleur hybride qui de **200 A**.
- **Configuration 7, 9 et 10** : la puissance totale pour ces configurations est très éloignée de la puissance estimée qui de **650 kWc**.

Les configurations qui peuvent être choisis sont **les configurations 6 et 8**.

Cependant la configuration 6 présente un courant d'entrée trop élevée (**196,42 A**) bien qu'inférieur au courant admissible par l'onduleur (**200 A**). Par conséquent cette configuration ne sera pas choisie.

La configuration 8 répond à tous les critères, elle présente un bon ratio CA/CC (**0,992**) qui engendra moins de pertes dans le système, et maximise la puissance installée tout en maintenant des niveaux admissibles de tension (**749 V**) et de courant (**168,36 A**).

Nous avons donc choisi la configuration 8 pour notre champ PV : 12 chaînes de 14 modules en série sur chacun des 7 onduleurs hybrides.

➤ **Nombre de modules total et puissance crête réelle à installer**

Les formules ci-dessous nous permettront de déterminer le nombre de modules PV total et la puissance crête réelle à installer :

$$N_{\text{mod total}} = N_s \times N_p \times N_{\text{ond}} \quad (14)$$

$$P_{\text{créel}} = N_{\text{mod total}} \times P_{\text{ond}} \quad (15)$$

$$N_{\text{mod total}} = 14 \times 12 \times 7 = \mathbf{1176 \text{ modules PV}}$$

$$P_{\text{créel}} = 1176 \times 600 = \mathbf{705\,600 \text{ Wc}}$$

Le nombre total de modules PV est estimé à 1176 et la puissance crête réelle de notre champ PV sera de 705,6 kWc.

B.1.5 Récapitulatif du dimensionnement du champ PV

Tableau 27 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement du champ PV

Paramètres	Unités	Valeurs
Données utilisées		
Besoins	kWh	2500
Ensoleillement	kWh/m ² /jour	4,85
Ratio de performance	%	80
Champ PV		
Puissance crête réelle	kWc	705,6
Nombre de module en série	–	14
Nombre de modules en parallèle	–	12
Nombre totale de module PV	–	1176
Onduleur hybride		
Puissance de l'onduleur	kW	100
Nombre d'onduleurs	–	7
Puissance totale des onduleurs	kW	700

B.2 Dimensionnement du stockage

B.2.1 Détermination de la capacité de stockage

Comme énoncé dans le point V.2.3.1, le besoin journalier en stockage de notre installation est estimé à **2500 kWh** pour **1 jour** d'autonomie. Pour calculer la capacité de stockage, nous utiliserons la formule suivante :

$$C_{STK} = \frac{B_j \times J_{aut}}{U_{syst} \times DOD_{max} \times \eta_{bat}} \quad (16)$$

Avec :

- C_{STK} : Capacité de stockage (Ah) ;
- B_j : Besoin journalier en stockage (Wh) (**2 500 000 kWh**) ;
- J_{aut} : Nombre de jour d'autonomie (**1 jour**) ;
- U_{syst} : Tension du système batterie (**48 V**) ;
- DOD_{max} : Profondeur de décharge maximale des batteries (**80 %**) ;

- η_{bat} : Rendement de la batterie (90 %).

$$C_{STK} = \frac{2\,500\,000 \times 1}{48 \times 0,80 \times 0,90}$$

$$C_{STK} = 72\,338 \text{ Ah}$$

B.2.2 Configuration du stockage

➤ Choix des batteries de stockage

Nous avons opté pour des batteries de type **OPzS Sun Power** d'une capacité de **4700 Ah** de la marque **HOPPECKE**, dont les caractéristiques principales sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 28 : Caractéristiques principales de la batterie de stockage

Capacité nominale	4700 Ah
Tension nominale	2 V

La fiche technique de cette batterie est présentée en **Annexe 11** du document.

➤ Nombre de batteries en série

$$N_{Sbat} = \frac{U_{syst}}{U_{n\,bat}} \quad (17)$$

Avec :

- N_{Sbat} : Nombre de batteries en série ;
- $U_{n\,bat}$: Tension nominale de la batterie (V).

$$N_{Sbat} = \frac{48}{2}$$

$$N_{Sbat} = 24$$

Le nombre de batterie à mettre en série est de 24.

➤ Nombre de batteries en parallèle

$$Np_{bat} = \frac{C_{STK}}{C_{u\ bat}} \quad (18)$$

Avec :

- Np_{bat} : Nombre de batteries en parallèle ;
- $C_{u\ bat}$: Capacité unitaire d'une batterie (Ah).

$$Np_{bat} = \frac{72\ 338}{4\ 700}$$

$$Np_{bat} = 15,39 \approx 16$$

Le nombre de batterie à mettre en parallèle est de 16.

➤ Capacité réelle du stockage à installer

$$C_{STK\ réelle} = Np_{bat} \times C_{u\ bat} \quad (19)$$

$$C_{STK\ réelle} = 16 \times 4700$$

$$C_{STK\ réelle} = 75\ 200\ Ah$$

Ainsi la capacité réelle de notre parc de batterie est de 75 200 Ah.

B.2.3 Récapitulatif du dimensionnement du stockage

Tableau 29 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement du stockage

Paramètres	Unités	Valeurs
Données utilisées		
Besoins	kWh	2500
Jour autonomie	jour	1
Tension du système	V	48
Profondeur de décharge maximale des batteries	%	80

Rendement de la batterie	%	90
Batterie choisi		
Capacité d'une batterie	Ah	4700
Tension d'une batterie	V	2
Stockage		
Capacité réelle du stockage	Ah	75 200
Nombre de batteries en série	–	24
Nombre de batteries en parallèle	–	16
Nombre total de batterie	–	384

C. Vérification du dimensionnement analytique avec le logiciel PV Syst

C.1 Définition du site de la centrale PV

La première (01) étape dans l'utilisation du logiciel PV Syst a consisté à définir le site d'implantation de la centrale PV, nous avons inséré les coordonnées géographiques de la ville de Bongouanou.

La définition du site de la centrale PV sur le logiciel PV Syst est présentée en **Annexe 12** du document.

C.2 Définition du choix du module PV, de l'onduleur hybride et de la configuration de la centrale PV.

La deuxième (02) étape dans le logiciel PV Syst a consisté à définir le choix du module PV, de l'onduleur hybride ainsi que la configuration de la centrale PV retenue lors du dimensionnement analytique.

L'**Annexe 13** du document confirme que ces choix ont bien été respectés et le panneau bleu encadré en rouge indique que le dimensionnement est correct.

C.3 Définition du profil journalier de la centrale PV

A la troisième (03) étape, nous avons défini le profil journalier de la centrale PV en indiquant le besoin journalier qui représente dans le cas de notre étude le besoin en stockage d'énergie.

L'**Annexe 14** du document indique que le besoin journalier de notre système est estimé à **2,50 MWh/jour**, ce qui est conforme au besoin en stockage que nous avons défini lors du dimensionnement analytique.

C.4 Définition du stockage de la centrale PV

À cette quatrième (04) étape, nous avons défini le système de stockage de la centrale PV, ce qui a consisté à sélectionner le type et la capacité de la batterie ainsi que la configuration du parc de batteries. Cependant, la capacité de la batterie choisie lors du dimensionnement analytique ne figurant pas dans la base de données de PV Syst, nous avons opté pour une batterie de capacité inférieure. Les paramètres du dimensionnement ont alors été recalculés, puis les nouvelles valeurs ont été saisies dans le logiciel PV Syst.

La définition du stockage de la centrale PV sur le logiciel PV Syst est présentée en **Annexe 15** du document.

C.5 Analyse des résultats du diagramme des pertes de l'installation

Dans cette partie nous analyserons les résultats du diagramme des pertes de notre installation présenté à l'**Annexe 16** du document. Ce diagramme nous indique que l'énergie annuelle à la sortie des onduleurs hybrides est estimée à **1 110 301 kWh** et le pourcentage de l'énergie qui a pu être stockée est quant à lui estimé à **88,2 %**.

Faisons une analyse de ces résultats à travers le tableau ci-dessous :

Tableau 30 : Analyse des résultats du diagramme des pertes de PV Syst

Besoin journalier de notre installation	2500 kWh
Besoin annuel de notre installation	$2500 \times 365 \text{ jours} = \mathbf{912\ 500\ kWh}$
Energie annuel à la sortie des onduleurs hybrides	1 110 301 kWh
Pourcentage annuel d'énergie stockée	88,2 %
Energie stockée par an	$1\ 110\ 301 \times 88,2\% = \mathbf{979\ 286\ kWh}$

L'observation de ce tableau révèle que l'énergie stockée annuellement (**979 286 kWh**) dépasse le besoin annuel de notre installation (**912 500 kWh**). Cela nous permet de conclure que notre installation est performante, puisqu'elle couvre largement les besoins en stockage d'énergie.

D. Dimensionnement des protections et équipements de coupure

Cette étape consistera à dimensionner les équipements de protection et de coupure pour les parties DC et AC de la centrale PV. Pour les deux parties, il s'agira de dimensionner les protections contre les surintensités et les surtensions ainsi que le dispositif de sectionnement et de coupure.

D.1 Dimensionnement des protections et équipements de coupure (Côté DC)

D.1.1 Dimensionnement des protections

Pour la protection contre les surintensités, **des fusibles gPV** seront utilisés afin de protéger chaque chaîne de module PV. Pour la protection contre les surtensions, **des parafoudres** seront installés conformément aux recommandations du guide UTE C15-712.

Nous déterminerons ces différentes protections à partir des formules suivantes :

➤ **Fusibles gPV**

$$T_{\text{fusible}} \geq 1,15 \times V_{\text{oc}} \times N_s \quad (20)$$

$$1,4 \times I_{\text{sc}} \leq C_{\text{fusible}} \leq 2 \times I_{\text{sc}} \quad (21)$$

Avec :

- T_{fusible} : Tension du fusible (V) ;
- C_{fusible} : Calibre du fusible (A) ;
- I_{sc} : Courant de court-circuit du module PV (**14,03 A**) ;
- V_{oc} : Tension en circuit ouvert du module PV (**53,50 V**).

$$T_{\text{fusible}} \geq 1,15 \times 53,50 \times 14$$

$$T_{\text{fusible}} \geq \mathbf{861,35\ V \approx 1000\ V}$$

$$1,4 \times 14,03 \leq C_{\text{fusible}} \leq 2 \times 14,03$$

$$\mathbf{19,64\ A \leq C_{\text{fusible}} \leq 28,06\ A}$$

$$C_{\text{fusible}} = 25 \text{ A}$$

Nous opterons pour des fusibles gPV d'une tension de 1000 V et d'un calibre de 25 A.

➤ Parafoudres DC

Pour assurer la protection des modules PV contre les surtensions, nous utiliserons des parafoudres de **type 2** car notre installation sera partiellement aérienne. Le dimensionnement du parafoudre doit tenir compte aussi du niveau d'exposition (FPV) de la zone d'installation à la foudre, Pour un niveau d'exposition à la foudre supérieur à 80, comme dans le cas des pays de l'Afrique de l'Ouest, on prend un calibre de **20 kA**.

Donc nous choisirons des parafoudres DC de type 2 avec un calibre ($I_N = 20 \text{ kA}$)

D.1.2 Dimensionnement de l'équipement de coupure

Quant au dispositif de sectionnement et de coupure, **des interrupteurs sectionneurs DC** seront mis en place pour assurer l'isolement lors des interventions et permettre la coupure en charge.

$$T_{\text{sect DC}} \geq 1,15 \times V_{\text{oc}} \times N_s \quad (22)$$

$$C_{\text{sect DC}} \geq 1,25 \times I_{\text{sc}} \times N_{p/\text{entrée}} \quad (23)$$

Avec :

- $T_{\text{sect DC}}$: Tension de l'interrupteur sectionneur DC ;
- $C_{\text{sect DC}}$: Calibre de l'interrupteur sectionneur DC ;
- $N_{p/\text{entrée}}$: Nombre de modules PV en parallèle par entrée ($12/2 = 6$).

$$T_{\text{sect DC}} \geq 1,15 \times 53,50 \times 14$$

$$T_{\text{sect DC}} \geq 861,5 \approx 1000 \text{ V}$$

$$C_{\text{sect DC}} \geq 1,25 \times 14,03 \times 6$$

$$C_{\text{sect DC}} \geq 105,22 \approx 125 \text{ A}$$

Nous opterons pour des interrupteurs sectionneurs d'une tension de 1000 V et d'un calibre de 125 A.

D.2 Dimensionnement des protections et équipements de coupure (Côté AC)

D.2.1 Dimensionnement des protections

Pour la protection contre les surintensités, **des disjoncteurs différentiels** seront utilisés pour interrompre les courants de court-circuit. Pour la protection contre les surtensions, **des parafoudres** seront utilisés, comme pour la partie DC. Enfin, pour le sectionnement et la coupure, **un interrupteur sectionneur triphasé** sera mis en œuvre.

Chaque onduleur sera protégé par un (01) disjoncteur différentiel et par (01) interrupteur sectionneur triphasé.

Nous déterminerons ces différentes protections à partir des formules suivantes :

➤ Disjoncteurs différentiels

$$C_{\text{disj diff}} > I_{\text{max ond}} \quad (24)$$

Avec :

- $C_{\text{disj diff}}$: Calibre du disjoncteur différentiel (A) ;
- $I_{\text{max ond}}$: Courant maximale de sortie de l'onduleur (159,5 A).

$$C_{\text{disj diff}} > 159,5$$

$$C_{\text{disj diff}} = 200 \text{ A}$$

Nous opterons pour des disjoncteurs d'un calibre de 200 A.

➤ Parafoudres AC

Nous considérons les mêmes types de parafoudre comme pour la partie DC.

Par conséquent **nous choisirons des parafoudres AC de type 2 avec un calibre ($I_N = 20 \text{ kA}$)**

D.2.2 Dimensionnement de l'équipement de coupure

➤ Interrupteur sectionneur triphasé

$$C_{\text{ssect AC}} > I_{\text{max ond}} \quad (25)$$

Avec :

- $C_{\text{ssect AC}}$: Calibre de l'interrupteur sectionneur triphasé AC (A) ;
- N_{ond} : Nombre totale d'onduleurs (7) ;

$$C_{\text{ssect AC}} > 159,5$$

$$C_{\text{ssect AC}} = 200 \text{ A}$$

Nous opterons pour un interrupteur sectionneur triphasé AC d'un calibre de 200 A.

D.3 Récapitulatif des résultats du dimensionnement des protections et équipements de coupure

Tableau 31 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement des protections et équipements de coupure

		Paramètres	Unités	Valeurs
Protection DC	Fusible	T_{fusible}	V	1000
		C_{fusible}	A	25
	Interrupteur sectionneur	$T_{\text{ssect DC}}$	V	1000
		$C_{\text{ssect DC}}$	A	125
	Parafoudre	Type 2, 20 kA		
Protection AC	Disjoncteur différentiel	$C_{\text{disj diff}}$	A	200
	Interrupteur sectionneur triphasé	$C_{\text{ssect AC}}$	A	200
	Parafoudre	Type 2, 20 kA		

E. Dimensionnement des sections des câbles

Dans le cadre de cette étude, deux (2) types de câbles seront utilisés : il s'agit des **câbles DC** et **AC**.

Concernant les câbles DC, ils sont au nombre de trois (03), nous avons entre :

- Modules PV et boîtes de jonction ;
- Boîtes de jonction et onduleur hybride ;
- Onduleur hybride et batterie.

Concernant les câbles AC, ils sont au nombre de trois (03), nous avons entre :

- Onduleur hybride et TGBT ;
- TGBT et transformateur (400V/33 kV) ;
- Transformateur (400V/33 kV) et poste de livraison de la centrale.

Les câbles utilisés en DC seront de **type PV unipolaire souple en cuivre, isolés en PR (Polyéthylène réticulé)** et les câbles en AC seront des **multiconducteurs rigides en cuivre, isolés en PR**.

Le choix des câbles AC se fera à **partir tableaux 52E, 52J2, 52GJ, 52GO et 52G, extrait de la norme NF C15-100**. Ces différents tableaux sont présentés à l'**Annexe 17** du document.

E.1 Dimensionnement des sections des câbles DC

E.1.1 Modules PV- Boîte de jonction et Boîte de jonction-Onduleur hybride

Pour ces deux (02) câbles, nous n'avons pas eu recours au calcul des sections de câble, car la fiche technique du module PV que nous avons choisi nous indique la section du câble que nous devons utiliser pour le raccordement des modules PV entre elles. Cette section est de **4 mm²**. Par conséquent la section des câbles entre les modules PV jusqu'aux boîtes de jonction sera de **4 mm²** également.

Cependant les câbles entre les boîtes de jonction jusqu'aux onduleurs hybrides seront d'une section supérieure à 4 mm², nous avons fait le choix d'une section de **6 mm²**.

Nous déterminerons les chutes de tension de ces deux (02) types de câble à partir de la formule suivante :

➤ **Modules PV-Boîte de jonction**

$$\Delta U = \frac{b \times \rho \times L \times I_{mp}}{S \times V_{mp} \times N_s} \quad (26)$$

Avec :

- ΔU : Chute de tension dans le câble (%) (< 3 %) ;
- b : coefficient égale à **1 en CA et 2 en CC** ;
- ρ : Résistivité du cuivre (**0,017 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$**) ;
- L : Longueur du câble (**50 m**) ;
- I_{mp} : Courant maximale d'un module PV (**13,25 A**) ;
- S : Section du câble (**4 mm^2**) ;
- V_{mp} : Tension maximale d'un module PV (**45,30 V**) ;
- N_s : Nombre de module PV en série (**14**) ;

$$\Delta U = \frac{2 \times 0,017 \times 50 \times 13,25}{4 \times 45,30 \times 14}$$

$$\Delta U = 0,0088 \approx 0,88 \% < 3 \%$$

Cette section sera retenue pour ce câble car la chute de tension est inférieure à celle recommandé par la norme.

➤ **Boîte de jonction-Onduleur hybride**

La formule et les paramètres de calcul seront pareilles sauf la longueur du câble qui sera de **15 m** et la section de **6 mm^2** .

$$\Delta U = \frac{2 \times 0,0225 \times 15 \times 13,25}{6 \times 45,30 \times 14}$$

$$\Delta U = 0,0017 \approx 0,17 \% < 3 \%$$

Cette section sera retenue pour ce câble car la chute de tension est inférieure à celle recommandée par la norme.

E.1.2 Onduleur hybride-Batterie

Les formules ci-dessous nous permettront de déterminer le courant admissible et la chute de tension du câble :

$$I_z > \frac{I_{\max \text{ bat ond}}}{K} \quad (27)$$

$$\Delta U = \frac{\rho \times L \times I_z}{S \times V} \quad (28)$$

Avec :

- I_z : Courant admissible dans le câble (A) ;
- $I_{\max \text{ bat ond}}$: Courant maximal de sortie côté batterie de l'onduleur hybride (**100 A**) ;
- K : Coefficient de correction global (produit des facteurs de correction) ;
- ΔU : Chute de tension dans le câble (%) (< **3 %**) ;
- ρ : Résistivité du cuivre (**0,017 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$**) ;
- L : Longueur du câble (**50 m**) ;
- S : Section du câble (mm^2) ;
- V : Tension de sortie de l'onduleur au batterie (**600 V**).

Les caractéristiques du câble Onduleur-TGBT sont :

- Facteur de correction en fonction du mode de pose ($f_1 = \mathbf{0,8}$) car le câble est mono-conducteur dans des conduits enterrés (**61D**);
- Facteur de correction en fonction de la température ambiante ($f_2 = \mathbf{0,85}$) car nous avons fait le choix d'une température du sol de **40 °C** et une isolation en **PR** ;
- Facteur de correction pour la nature du sol ($f_3 = \mathbf{1,05}$) car le terrain est dit normal ;

$$I_z > \frac{I_{\max \text{ bat ond}}}{K} = \frac{100}{0,8 \times 0,85 \times 1,05}$$

$$I_z > \mathbf{140,05 A}$$

Après lecture sur le tableau 52G (extrait de la norme NF C 15-100), le courant admissible dans le câble supérieur à 140,05 A est **178 A** qui correspond à une section de **25 mm²**.

Par conséquent le câble de l'onduleur à la batterie est de **25 mm²**.

$$\Delta U = \frac{0,017 \times 50 \times 178}{25 \times 600}$$

$$\Delta U = 0,0060 \approx 0,60 \% < 3\%$$

Cette section sera retenue pour ce câble car la chute de tension est inférieure à celle recommandée par la norme.

E.2 Dimensionnement des sections des câbles AC

E.2.1 Onduleur hybride-TGBT

Les formules ci-dessous nous permettront de déterminer le courant admissible et la chute de tension du câble :

$$I_z > \frac{C_{\text{ssect AC}}}{K} \quad (29)$$

$$\Delta U = \frac{\rho \times L \times I_z}{S \times V} \quad (30)$$

Avec :

- I_z : Courant admissible dans le câble (A) ;
- $C_{\text{ssect AC}}$: Calibre de l'interrupteur sectionneur AC en sortie de l'onduleur hybride (**200 A**) ;
- K : Coefficient de correction global (produit des facteurs de correction) ;
- ΔU : Chute de tension dans le câble (%) (< **3 %**) ;
- ρ : Résistivité du cuivre (**0,017 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$**) ;
- L : Longueur du câble (**50 m**) ;
- S : Section du câble (mm²) ;

- V : Tension du réseau (**400 V**).

Les caractéristiques du câble Onduleur-TGBT sont :

- Facteur de correction en fonction du mode de pose ($f_1 = 0,8$) car le câble est mono-conducteur dans des conduits enterrés (**61D**);
- Facteur de correction en fonction de la température ambiante ($f_2 = 0,85$) car nous avons fait le choix d'une température du sol de **40 °C** et une isolation en **PR** ;
- Facteur de correction pour la nature du sol ($f_3 = 1,05$) car le terrain est dit normal ;

$$I_z > \frac{C_{\text{sect AC}}}{K} = \frac{200}{0,8 \times 0,85 \times 1,05}$$

$$I_z > \mathbf{280,11 A}$$

Après lecture sur le tableau 52G (extrait de la norme NF C 15-100), le courant admissible dans le câble supérieur à 280,11 A est **304 A** qui correspond à une section de **70 mm²**.

Par conséquent le câble de l'onduleur au TGBT est de **70 mm²**.

$$\Delta U = \frac{0,017 \times 50 \times 304}{70 \times 400}$$

$$\Delta U = \mathbf{0,0092 \approx 0,92 \% < 3\%}$$

Cette section sera retenue pour ce câble car la chute de tension est inférieure à celle recommandée par la norme.

E.2.2 TGBT-Transformateur (400 V / 33 kV)

Les formules et la démarche pour déterminer le courant admissible et la chute de tension de ce câble sera pareil que pour le câble précédent, à la différence du courant à la sortie du TGBT (I_{TGBT}).

Ce courant sera calculé à partir de la formule suivante :

$$I_{\text{TGBT}} = C_{\text{sect AC}} \times N_{\text{ond}} \quad (31)$$

Avec :

- I_{TGBT} : Courant à la sortie du TGBT (A) ;
- $C_{sect AC}$: Calibre de l'interrupteur sectionneur AC en sortie de l'onduleur (200 A) ;
- N_{ond} : Nombre d'onduleur (7).

$$I_{TGBT} = 200 \times 7$$

$$I_{TGBT} = 1400 \text{ A}$$

Les caractéristiques du câble TGBT-Transformateur (400 V / 33 kV) sont :

- Facteur de correction en fonction du mode de pose ($f_1 = 0,8$) car le câble est mono-conducteur dans des conduits enterrés (61D);
- Facteur de correction en fonction de la température ambiante ($f_2 = 0,85$) car nous avons fait le choix d'une température du sol de 40°C et une isolation en PR ;
- Facteur de correction pour la nature du sol ($f_3 = 1,05$) car le terrain est dit normal ;
- Facteur de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré ($f_4 = 0,58$) car nous avons 3 phases qui irons jusqu'au transformateur.

$$I_z > \frac{I_{TGBT}}{K} = \frac{1400}{0,8 \times 0,85 \times 1,05 \times 0,58}$$

$$I_z > 3380,66 \text{ A (pour les 3 phases)}$$

$$I_z > \frac{3380,66}{3 \text{ phases}} = 1126,88 \text{ A (pour 1 phase)}$$

Le courant étant trop élevé dans 1 phase, nous faisons l'hypothèse qu'une phase sera constituer de 3 câbles, ce qui nous donnera un total de 9 câbles pour les 3 phases.

$$I_z > \frac{1126,88}{3 \text{ câbles}} = 375,62 \text{ A (pour 1 câble)}$$

Après lecture sur le tableau 52G (extrait de la norme NF C 15-100), le courant admissible dans le câble supérieur à 375,62 A est **410 A** qui correspond à une section de **120 mm²**. Donc nous aurons **3×120 mm²** pour 1 phase, d'où **9×120 mm²** pour les 3 phases.

Nous calculerons la chute de tension pour 1 câble :

$$\Delta U = \frac{0,017 \times 100 \times 410}{120 \times 400}$$

$$\Delta U = 0,0145 \approx 1,45 \% < 3\%$$

Cette section sera retenue pour ce câble car la chute de tension est inférieure à celle recommandée par la norme.

E.2.3 Transformateur (400 V / 33 kV)-Poste de livraison de la centrale

Les formules ci-dessous nous permettront de déterminer la puissance apparente du transformateur (400 V / 33 kV), le courant admissible et la chute de tension dans ce câble :

$$P = \frac{P_{ond} \times N_{ond}}{\cos \varphi \times \tau} \quad (32)$$

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \quad (33)$$

$$\Delta U = \frac{\rho \times L \times I_n}{S \times U} \quad (34)$$

Avec :

- **P** : Puissance apparente du transformateur (400 V / 33 kV) (VA) ;
- **P_{ond}** : Puissance nominale de l'onduleur hybride (**100 kW**) ;
- **N_{ond}** : Nombre d'onduleur hybrides (**7**) ;
- **Cos φ** : Facteur de puissance (**0,8**) ;
- **τ** : Taux de charge du transformateur au niveau de la CIE (**80 %**) ;
- **I_n** : Courant admissible dans le câble (A) ;
- **U** : Tension dans le câble (kV) (**33 kV**) ;

- ρ : Résistivité de l'aluminium (**0,027 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$**) ;
 - L : Longueur du câble (m) (**500 m**)
- ;

$$P = \frac{100 \times 7}{0,8 \times 0,8}$$

$$P = 1093,75 \text{ kVA} \approx 1200 \text{ kVA}$$

Donc la puissance apparente du transformateur (400 V / 33 kV) est de 1200 kVA.

$$I_n = \frac{1\,200\,000}{\sqrt{3} \times 33\,000 \times 0,8}$$

$$I_n = 26,24 \text{ A}$$

Pour le choix de la section de ce câble, nous avons utilisé le tableau des câbles HTA du fabricant SIPRELEC de tension assignée **18/30 (36) kV** joint en **Annexe 18**. Le courant admissible (**câble enterré dont l'âme du conducteur est en Aluminium**) supérieur à 26,24 A est **180 A** qui correspond à une section de **50 mm²**.

$$\Delta U = \frac{0,027 \times 500 \times 180}{50 \times 33000}$$

$$\Delta U = 0,0014 \% \approx 0,14 < 3\%$$

E.3 Récapitulatif du dimensionnement des sections des câbles

Tableau 32 : Récapitulatif des résultats du dimensionnement des sections des câbles

		Paramètres	Unités	Valeurs
Câbles DC	Module PV-Boîte de jonction	S	mm ²	4
	Boîte de jonction-Onduleur hybride	S	mm ²	6
	Onduleur hybride-Batterie	S	mm ²	25
Câbles AC	Onduleur hybride-TGBT	S	mm ²	70
	TGBT-Transformateur (400 V/ 33 kV)	S	mm ²	120
	Transformateur (400 V/ 33 kV)- Poste de livraison de la centrale	S	mm ²	50

Le tableau récapitulatif du dimensionnement de la centrale entière est présenté à l'**Annexe 19** du document.

F. Coût estimatif de la centrale PV de 705,6 kWc avec système de stockage par batterie

Le coût de la centrale PV de 705,6 kWc avec système de stockage par batterie est estimé à **1,25 milliards de FCFA**. Le devis estimatif est présenté à l'**Annexe 20** du document.

V.3 COMPARAISON AVANTAGES / INCONVÉNIENTS ENTRE LA SOLUTION ÉTUDIÉE ET LA SOLUTION DU PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION DES VILLES DE L'INTÉRIEUR (PDDVI) DE CI-ENERGIES

**Tableau 33 : Comparaison avantages/inconvénients entre la solution étudiée et la solution du Plan
Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI)**

Catégories	Avantages / Inconvénients	Solution étudiée	Solution PDDVI
Fiabilité énergétique et adaptabilité au profil de charge	Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Amélioration de la stabilité du réseau électrique grâce à l'utilisation de l'énergie stockée pour réduire les contraintes en termes de taux de charge et chute de tension - Système évolutif en fonction des besoins 	<ul style="list-style-type: none"> - Amélioration de la stabilité et de la fiabilité du réseau à moyen terme - Capacité à supporter une demande croissante sans interventions fréquentes
	Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Dépendance au condition d'enseillement - Durée de vie des batteries 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation potentielle de la charge du départ, des chutes de tension et des pertes en ligne sur une infrastructure étendue.
Durabilité et maintenance	Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Longévité des équipements solaires - Moins de maintenance régulière - Faible investissement initial 	<ul style="list-style-type: none"> - Prolongation de la durée de vie des équipements HTA - Faible fréquence de maintenance
	Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Cycle de vie limité des batteries - Coût élevé de remplacement des batteries à long terme 	<ul style="list-style-type: none"> - Investissement initial élevé pour les travaux d'ingénierie et les équipements.
	Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des émissions de CO₂, contribuant à une 	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'amélioration significative sur le plan environnemental.

Energie et environnement		transition énergétique verte. - Exploitation d'une ressource gratuite et renouvelable : le soleil.	
	Inconvénients	- Occupation étendue du sol et effets sur l'écosystème	

V.4 RECOMMANDATIONS AU SECTEUR ÉLECTRIQUE IVOIRIEN CONCERNANT LA QUESTION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

Le secteur électrique ivoirien est confronté à une croissance rapide de la demande énergétique, à la gestion de la pointe et à la nécessité d'optimiser l'efficacité du réseau. La production distribuée, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, offre une solution prometteuse pour renforcer la résilience du réseau. Toutefois, son intégration nécessite des adaptations techniques, réglementaires, etc.

Nous proposons quelques recommandations à prendre en compte pour l'insertion de la production distribuée dans les réseaux HTA. Il s'agit entre autres de :

- Réaliser des études statiques et dynamiques de l'intégration de la production distribuée dans les réseaux HTA, pour mieux évaluer le bon fonctionnement du réseau en régime permanent et en cas de perturbation ;
- Réaliser une analyse détaillée de l'impact de la production distribuée sur le plan de protection des réseaux HTA, afin d'anticiper et d'éviter les dysfonctionnements pouvant survenir lors de son intégration ;
- Mener une étude économique sur la production distribuée afin d'évaluer son impact à une échelle plus large et déterminer le seuil de rentabilité de cette technologie ;
- Initier des projets pilotes d'intégration de la production distribuée, en ciblant des départements avec ou sans contraintes ;
- Réviser le cadre réglementaire concernant le raccordement de la production distribuée dans les réseaux HTA en s'inspirant des normes de raccordement des pays développés afin de créer un cadre clair et adapté au contexte local.

VI. CONCLUSION GENERALE

Dans cette étude nous avons traité la question de l'introduction de la production distribuée dans le réseau électrique ivoirien, tout en mettant l'accent sur le départ Arrah (30 kV).

L'évaluation des contraintes de ce départ à l'horizon 2040, avant l'intégration de la production distribuée, révèle l'apparition de contraintes majeures. En effet, le taux de charge du départ atteindra **100,42 % dès 2037**, dépassant la limite admissible fixée à **100 %**. Quant à la chute de tension, elle n'est pas conforme dès **2025**, excédant largement le seuil de **7,5 %**. En ce qui concerne les pertes actives, une perte d'énergie moyenne journalière de **35 395 kWh** est estimée pour un coût journalier de **3,42 millions de FCFA** entre **2025 et 2035**. À partir de **2037**, les simulations ne convergent plus en raison des pointes trop élevées au poste source. Face à ce constat, il est indispensable de mettre en œuvre des solutions adaptées pour atténuer ces contraintes.

La première solution envisagée dans cette étude, est celle proposée par le Plan Directeur Distribution des Villes de l'Intérieur (PDDVI) de CI-ENERGIES, qui recommande le renforcement de l'artère principale du départ Arrah (30 kV) en **148 mm²** sur **217 km**, pour un coût estimé à **4,89 milliards de FCFA**. Bien que cette solution soit techniquement viable, elle engendre un coût d'investissement élevé et nécessite des délais conséquents pour la mobilisation du financement et l'exécution des travaux.

La seconde solution que nous avons étudiée et qui repose sur la production distribuée apparaît comme l'une des meilleures alternatives pour atténuer les contraintes identifiées sur le départ Arrah (30 kV). Le choix technologique s'est porté sur l'énergie solaire photovoltaïque, compte tenu de facteurs tels que l'ensoleillement élevé, les conditions climatiques favorables, etc. La solution technique finale consiste à installer, au milieu de la ligne, une centrale solaire photovoltaïque de **705,6 kWc** avec un système de stockage par batteries, pour un coût estimé à **1,25 milliard de FCFA**. L'intégration de cette solution permet de ramener la chute de tension à **5,22 %** à l'horizon **2040**, en dessous du seuil de **7,5 %**, et de maintenir le taux de charge sous la barre de **100 %**.

Au regard de ces résultats, nous pouvons conclure que la production distribuée apparaît comme une solution efficace pour atténuer les contraintes sur le départ Arrah (30 kV) et se révèle plus avantageuse sur le plan économique que la solution proposée par le PDDVI de CI-ENERGIES. Cependant sa mise en œuvre nécessite un cadre réglementaire adapté, des études complémentaires et une expérimentation à plus grande échelle avant toute généralisation.

VII. BIBLIOGRAPHIE

- [1] CI-ENERGIES, « PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION D'ENERGIE ELECTRIQUE DES VILLES DE L'INTERIEUR DE LA CÔTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2022-2040 ».
- [2] C. Ndumbi Kapuku et S. Assani, « Stratégies d'intégration de la production - ProQuest ». [En ligne]. Disponible sur : <https://www.proquest.com/docview/2805589056?pq-origsite=gscholar&fromopenview=true&sourcetype=Scholarly%20Journals>
- [3] « Le parcours de l'électricité ». [En ligne]. Disponible sur : <https://www.sdev88.fr/a-propos-de-lelectricite/le-parcours-de-lelectricite/>
- [4] « Protection contre les risques du courant électrique | Electronique71.com ». [En ligne]. Disponible sur: <https://electronique71.com/protection-contre-les-risques-du-courant-electrique/>
- [5] CI-ENERGIES, « PLAN DIRECTEUR PRODUCTION ET TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA CÔTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2022-2040 ».
- [6] CIE, « COMPTE RENDU TECHNIQUE ANNUEL 2024 ».
- [7] CI-ENERGIES et CIE, « CHOIX TECHNIQUES ET DOCTRINE DE LA PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION EN CÔTE D'IVOIRE ».
- [8] « MFE_Masson_08_09 ».
- [9] « Les chiffres essentiels du marché photovoltaïque en 2025 », ECOinfos. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/les-chiffres-essentiels-du-photovoltaique/>
- [10] « L'énergie solaire continue d'augmenter dans 2024 - actualités ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.dsnsolar.com/news/solar-power-continues-to-surge-in-81369136.html>
- [11] A. O. Bagre, « Optimisation du couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : application au réseau national du Burkina Faso », phdthesis, Université du Havre, 2014. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-01256023>
- [12] « ARRETE N 074 /MPEER/ DU 15 SEP 2020 PORTANT CODE DE RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE DE LA CODE D'IVOIRE ». [En ligne]. Disponible sur: <https://anare.ci/download/arrete-n-074-mpeer-du-15-sep-2020-portant-code-de-raccordement-au-reseau-electrique-de-la-code-divoire/>

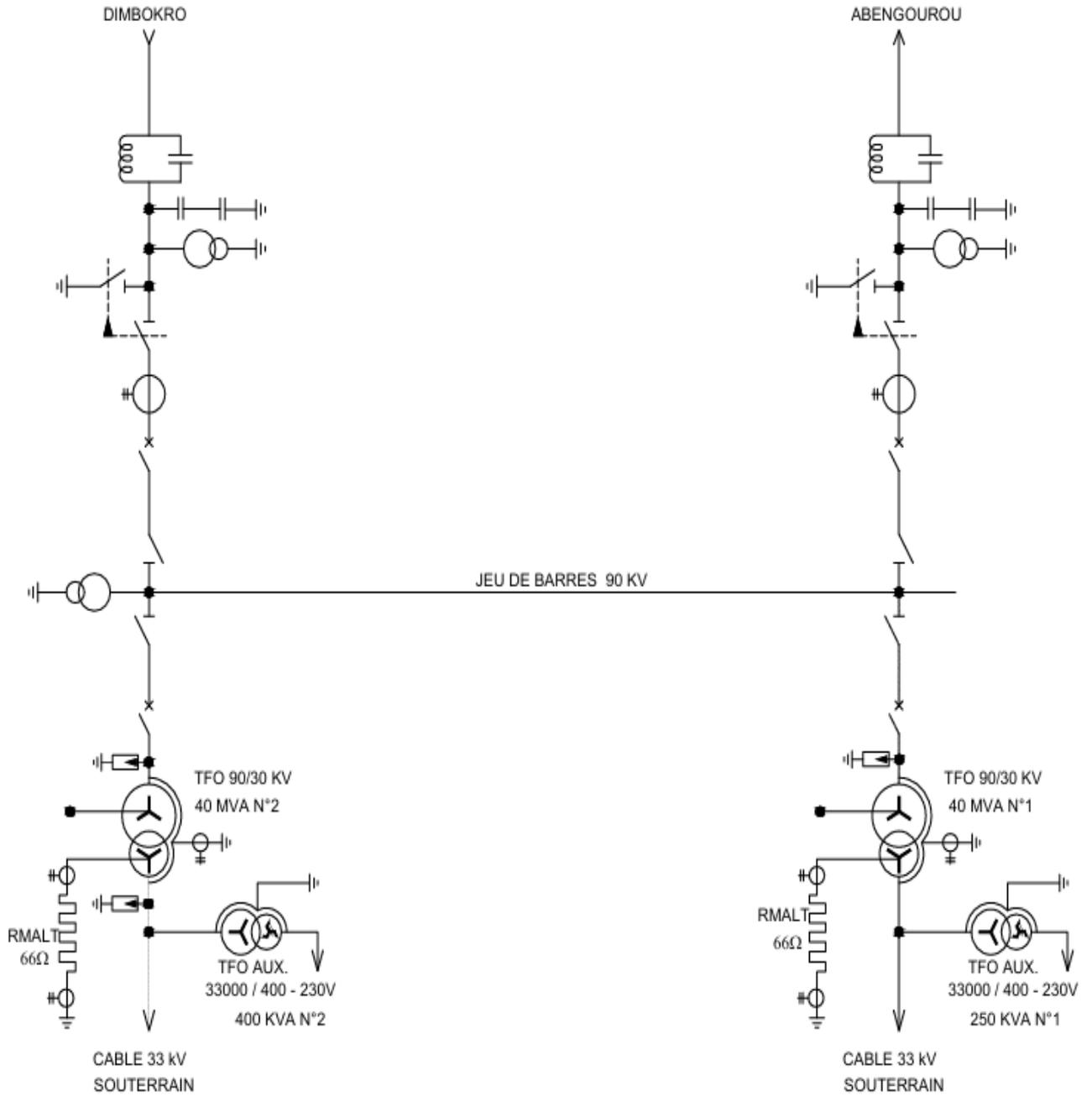
- [13] « Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité ».
- [14] M.-C. Alvarez-Hérault, « ARCHITECTURES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-00471172>
- [15] T. T. H. Pham, « INFLUENCES DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA GESTION
DES INFRASTRUCTURES CRITIQUES DES RESEAUX DE PUISSANCE », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-00174846>
- [16] N. Bakhta, « LA PRODUCTION DECENTRALISEE ».
- [17] « Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique - Légifrance ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000018698004>
- [18] *NF EN 50160*. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.boutique.afnor.org/fr-fr/norme/nf-en-50160/caracteristiques-de-la-tension-fournie-par-les-reseaux-publics-de-distribut/fa159942/1123>
- [19] « NF EN 61727 », Afnor EDITIONS. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.boutique.afnor.org/fr-fr/norme/nf-en-61727/systemes-photovoltaiques-pv-caracteristiques-de-linterface-de-raccordement-/fa039631/4878>
- [20] « principe-photovoltaïque-norme-UTE-C157-12-1 _ protection électrique.pdf ». Consulté le: 23 juin 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.civisol.fr/img/cms/principe-photovolta%C3%AFque-norme-UTE-C157-12-1%20_%20protection%20electrique.pdf?srsId=AfmBOorJ4o50DBcIL84Ybkds3a66GeCA3HEJHuaytA7ZXYSBunoiRBff
- [21] « CI-ENERGIES inaugure la Centrale Solaire de Côte d'Ivoire à Boundiali - CI-ENERGIES ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.cinergies.ci/2024/04/04/ci-energies-inaugure-la-centrale-solaire-de-cote-divoire-a-boundiali/>
- [22] « Projet Ecler Ivoire-Tiassalé : Les merveilles du solaire à Dibykro | AbidjanPress ». [En ligne]. Disponible sur: <https://abidjanpress.com/projet-ecler-ivoire-tiassale-les-merveilles-du-solaire-a-dibykro/>

[23] « Arrêté,n°532_MMPE_MFB_MINEDDTE-1 | PDF ». [En ligne]. Disponible sur:
<https://fr.scribd.com/document/872950519/Arrete-n-532-MMPE-MFB-MINEDDTE-1>

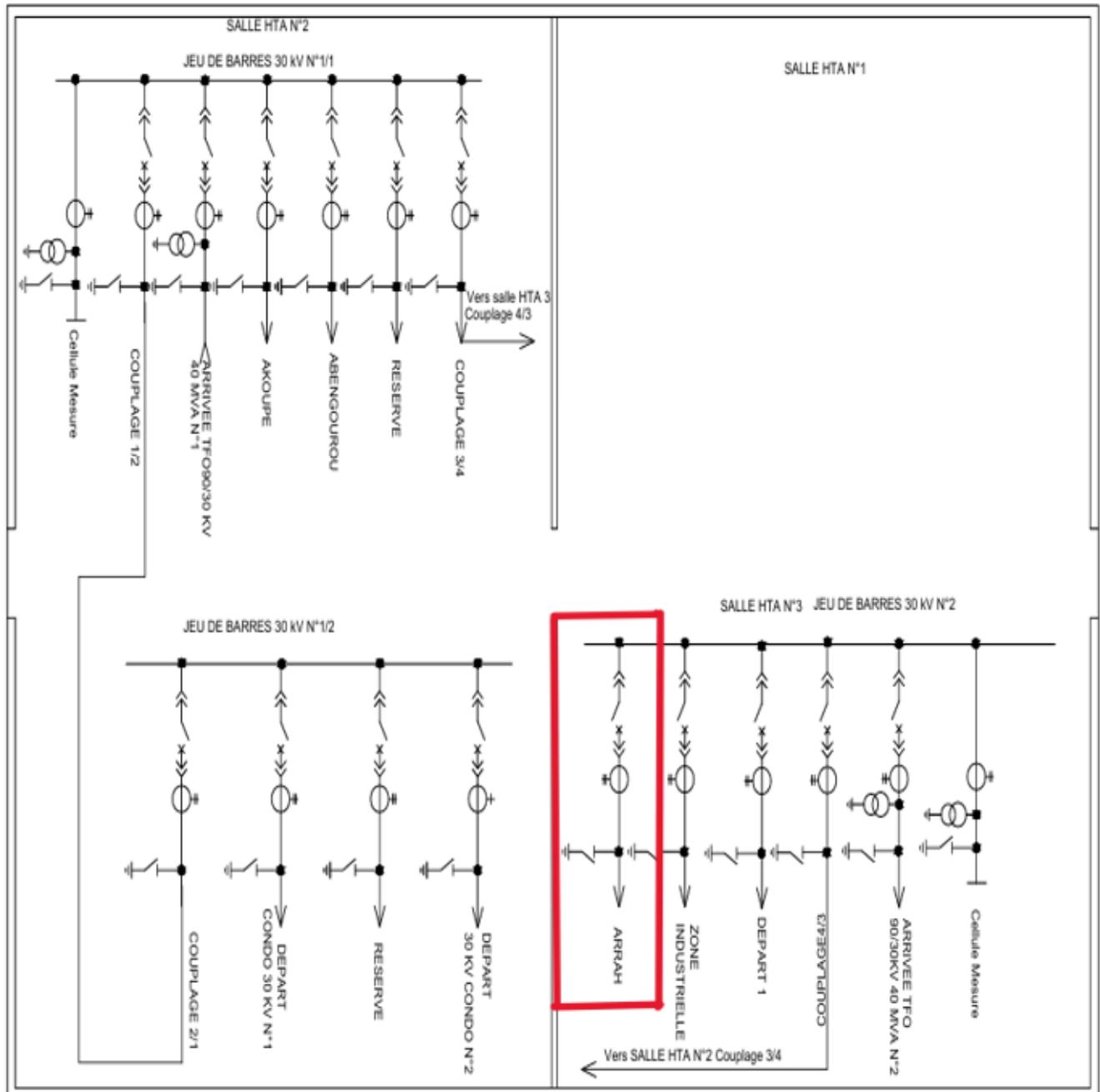
LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Organigramme de CI-ÉNERGIES.....	I
Annexe 2 : Schéma du poste source d'Attakro (Partie HTB).....	II
Annexe 3 : Schéma du poste source d'Attakro (Salle HTA).....	III
Annexe 4 : Schéma unifilaire du départ Arrah (30 kV) de la ville de Bongouanou.....	IV
Annexe 5 : Schéma unifilaire du départ Arrah (30 kV) de Daoukro.....	V
Annexe 6 : Schéma unifilaire du départ Arrah (30 kV) de la ville de M'Batto.....	VI
Annexe 7 : Modélisation du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Arrah.....	VII
Annexe 8 : Paramètres des composants du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Neplan...	VIII
Annexe 9 : Fiche technique de l'onduleur hybride GOODWE de 100 kW.....	X
Annexe 10 : Fiche technique du module PV JA SOLAR de 600 Wc.....	XI
Annexe 11 : Fiche technique de la batterie HOPPECKE de type OPzS de 4700 Ah.....	XII
Annexe 12 : Définition des paramètres du site de la centrale PV sur le logiciel PV Syst....	XIII
Annexe 13 : Définition du choix du module PV, de l'onduleur hybride ainsi que de la configuration retenue lors du dimensionnement analytique sur le logiciel PV Syst.....	XIII
Annexe 14 : Définition du profil journalier de la centrale PV sur le logiciel PV Syst.....	XIV
Annexe 15 : Définition du système de stockage par batteries sur PV Syst.....	XIV
Annexe 16 : Diagramme des pertes (de la centrale PV de 705,6 kWc connecté au réseau avec système de stockage par batteries) généré par le logiciel PV Syst.....	XV
Annexe 17 : Tableaux 52E, 52J2, 52GJ, 52GO et 52G (Extrait Norme NF C 15-100).....	XVI
Annexe 18 : Fiche technique des câbles HTA du fabricant SIPRELEC.....	XIX
Annexe 19 : Récapitulatif du dimensionnement de la centrale entière.....	XX
Annexe 20 : Devis estimatif de la centrale PV de 705,6 kWc connecté au réseau avec système de stockage par batteries.....	XXII

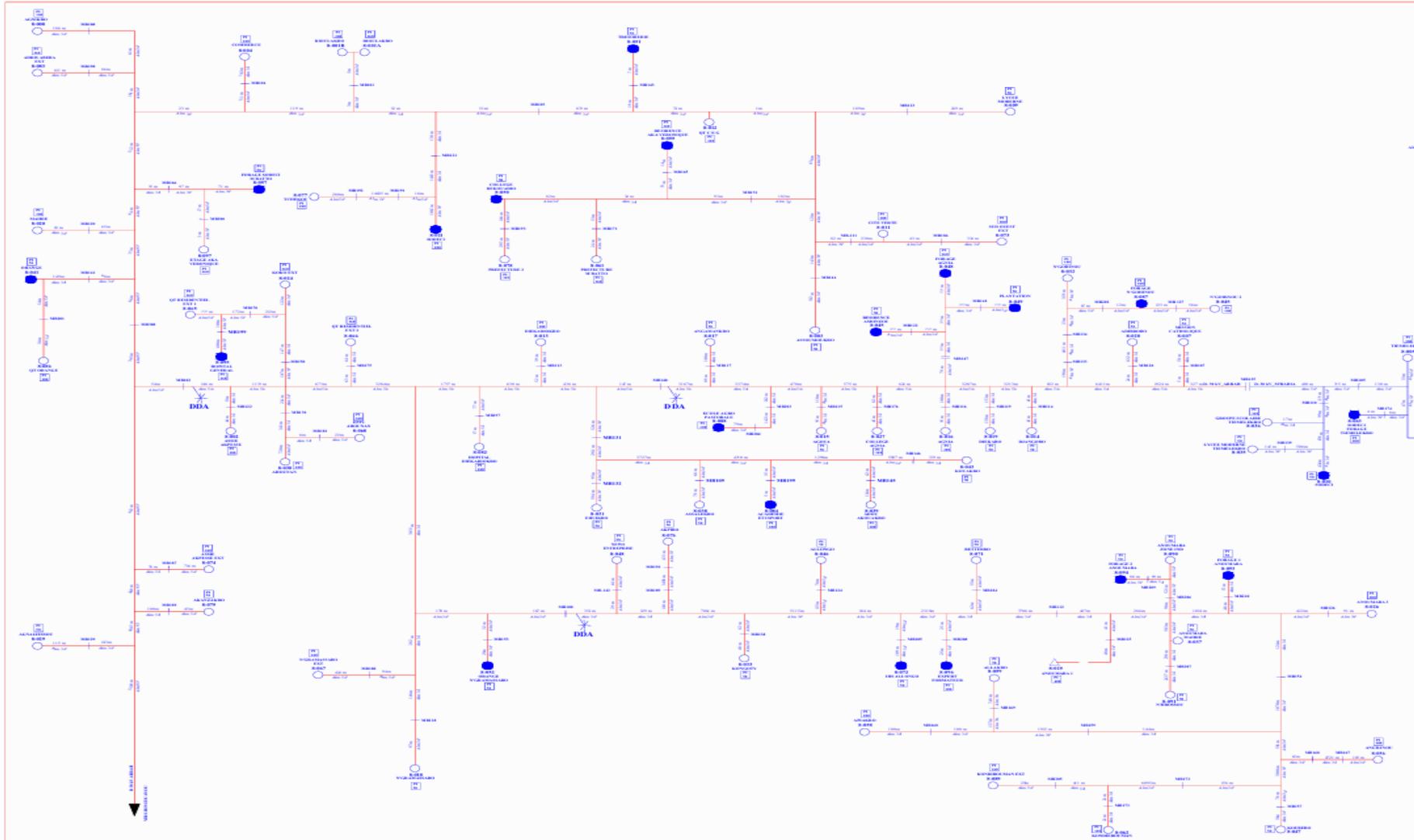
Annexe 2 : Schéma du poste source d'Attakro (Partie HTB)



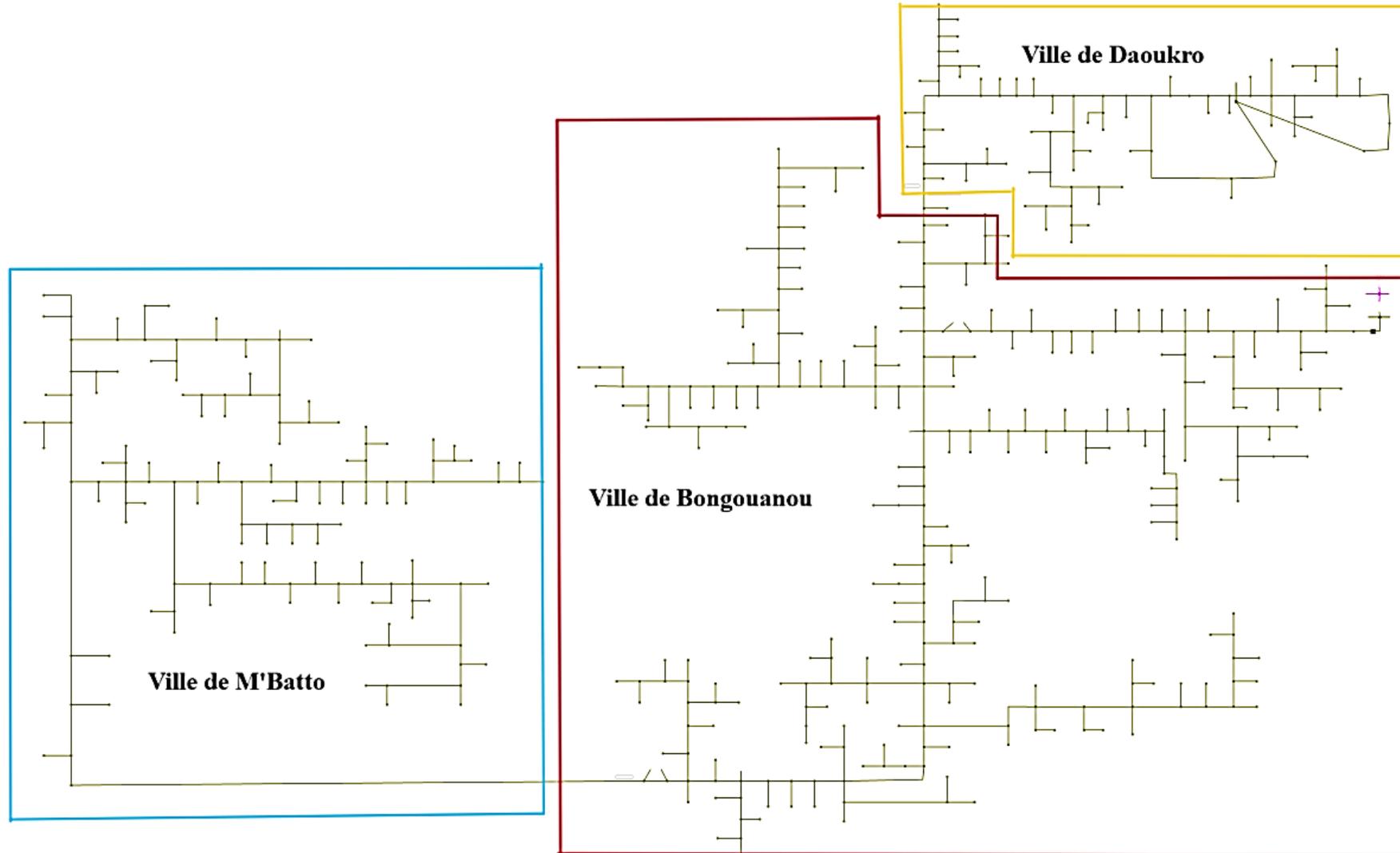
Annexe 3 : Schéma du poste source d'Attakro (Salle HTA)



Annexe 6 : Schéma unifilaire du départ Arrah (30 kV) de la ville de M'Batto



Annexe 7 : Modélisation du départ Arrah (30 kV) dans le logiciel Arrah



<p>Ligne</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p>Paramètres</p> <p>Nom: <input type="text" value="L20"/></p> <p>Type: <input type="text"/></p> <p>Longueur .. m: <input type="text" value="1992"/> Unités: <input type="text" value="Ohm/km"/></p> <p>Nombre de lignes: <input type="text" value="1"/> Modèle EMT: <input type="text" value="PI"/></p> <p>R(1) .. Ohm/km: <input type="text" value="0,965"/> R(0) .. Ohm/km: <input type="text" value="0,50116"/></p> <p>X(1) .. Ohm/km: <input type="text" value="0,41266"/> X(0) .. Ohm/km: <input type="text" value="1,5306"/></p> <p>C(1) .. uF/km: <input type="text" value="0,00885"/> C(0) .. uF/km: <input type="text" value="0,0044"/></p> <p>B(1) .. uS/km: <input type="text" value="2,78"/> B(0) .. uS/km: <input type="text" value="1,382"/></p> <p>G(1) .. uS/km: <input type="text" value="0"/></p> <p>I_r min .. A: <input type="text" value="0"/></p> <p>I_r max (moy.) .. A: <input type="text" value="0"/></p> <p>I_r max .. A: <input type="text" value="153"/></p> <p>Facteur de réduction: <input type="text" value="1"/> <input type="checkbox"/> PI asymétrique avec sections</p> <p>I_{Er} max .. A: <input type="text" value="0"/> <input checked="" type="checkbox"/> Commutable</p> </div>
<p>Régulateur de tension</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p>Régulateur de tension</p> <p>Nom: <input type="text" value="Régulateur NZANFOUENOU"/></p> <p>Type: <input type="text"/></p> <p>Ur1 .. kV: <input type="text" value="30"/> Sr .. kVA: <input type="text" value="51961,5"/> URr .. %: <input type="text" value="0"/></p> <p>I_{r1} .. A: <input type="text" value="1000"/> U_{kr} .. %: <input type="text" value="5"/></p> <p>Connexion régulateur: <input checked="" type="radio"/> Y-connecté Triangle ouvert: <input checked="" type="radio"/> L2L3-L1L3</p> <p><input type="radio"/> Triangle fermé <input type="radio"/> L3L1-L2L1</p> <p><input type="radio"/> Triangle ouvert <input type="radio"/> L1L2-L3L2</p> <p>Propriétés: <input checked="" type="checkbox"/> Réglage automatique actif</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Compensation de ligne active</p> <p><input type="checkbox"/> Réguler sur U réf fixe</p> <p>Phase L1 / L1L2: Phase L2 / L2L3: Phase L3 / L3L1:</p> <p>Prise min: <input type="text" value="15"/> Prise act: <input type="text" value="0"/> Tension fixé U réf .. %: <input type="text" value="110"/></p> <p>Prise max: <input type="text" value="16"/> Tension fixé U réf .. %: <input type="text" value="110"/></p> <p>Delta U .. %: <input type="text" value="0,625"/> Tension fixé U réf .. %: <input type="text" value="110"/></p> <p>Compensation de ligne Ub=120V</p> <p>Largeur de: <input type="text" value="0"/></p> <p>I_p CT .. A: <input type="text" value="0"/></p> <p>Rapport PT: <input type="text" value="0"/></p> <p>Niveau de: <input type="text" value="0"/></p> <p>R fixe .. V: <input type="text" value="0"/></p> <p>X fixe .. V: <input type="text" value="0"/></p> <p>Tension fixé U réf .. %: <input type="text" value="115"/></p> </div>
<p>Production distribuée</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p>Nom: <input type="text" value="PV Milieu de Ligne"/></p> <p>Alias 1: <input type="text"/></p> <p>Type: <input type="text"/></p> <p>Default</p> <p>Type RP: <input type="text" value="PV"/></p> <p>Unités: <input type="text" value="HT"/></p> <p>U opér. %: <input type="text" value="100"/></p> <p>UAngle opér .. %: <input type="text" value="0"/></p> <p>S .. MVA: <input type="text" value="1"/></p> <p>P .. MW: <input type="text" value="0,5"/></p> <p>Q .. Mvar: <input type="text" value="0"/></p> <p>I .. kA: <input type="text" value="0,019"/></p> <p>cosφ: <input type="text" value="1"/></p> <p><input type="checkbox"/> Capacité</p> <p>Portion bilan .. %: <input type="text" value="0"/></p> <p><input type="checkbox"/> Equilibrage de charge</p> <p>Facteur d'échelle P: <input type="text" value="1"/></p> <p>Facteur d'échelle Q: <input type="text" value="1"/></p> <p>Données opérationnelles</p> <p>Type RP: <input type="text"/></p> <p>Unités: <input type="text"/></p> <p>U opér. %: <input type="text"/></p> <p>UAngle opér .. %: <input type="text"/></p> <p>S .. MVA: <input type="text"/></p> <p>P .. MW: <input type="text"/></p> <p>Q .. Mvar: <input type="text"/></p> <p>I .. kA: <input type="text"/></p> <p>cosφ: <input type="text"/></p> <p><input type="checkbox"/> Capacité</p> <p>Portion bilan .. %: <input type="text"/></p> <p><input type="checkbox"/> Equilibrage de charge</p> <p>Facteur d'échelle P: <input type="text"/></p> <p>Facteur d'échelle Q: <input type="text"/></p> <p>Type de production: <input type="text" value="Solaire"/></p> <p>Type de prosommateur: <input type="text"/></p> <p>Données effectives</p> <p>P .. MW: <input type="text"/></p> <p>Q .. Mvar: <input type="text"/></p> <p>Valeurs nominales</p> <p>Ur .. kV: <input type="text" value="0"/></p> <p>Sr .. MVA: <input type="text" value="0"/></p> <p>cosφ r: <input type="text" value="0"/></p> <p>Nombre d'unités: <input type="text" value="1"/></p> </div>

Annexe 9 : Fiche technique de l'onduleur hybride GOODWE de 100 kW

Série **ETC**

GOODWE

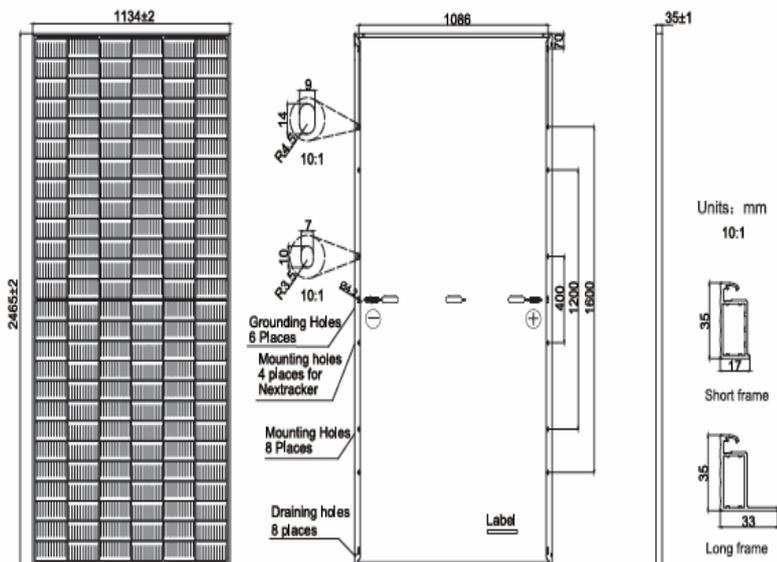
Données techniques	GW50K07-ETC	GW100K07-ETC
Données d'entrée de la batterie		
Type de batterie	Li-Ion	
Tension nominale de la batterie (V)	422.4 / 499.2 / 576.0 / 652.8	
Plage de tension de la batterie (V)	200 ~ 865	
Tension de démarrage (V)	200	
Nombre d'entrée de batterie	1	2
Courant max. de charge continue (A)	100	100 / 100
Courant max. de décharge continue (A)	100	100 / 100
Puissance max. de charge (kW)	50	100
Puissance max. de décharge (kW)	55	110
Données d'entrée de chaîne PV		
Puissance d'entrée max. (kW)	65	130
Tension d'entrée max. (V)	1000	
Plage de tension de fonctionnement MPPT (V)	250 ~ 960	
Tension de démarrage (V)	250	
Tension d'entrée nominale (V)	600	
Courant d'entrée max. par MPPT (A)	100	
Courant de court-circuit max. par MPPT (A)	125	
Nombre de MPPT	1	2
Données de sortie CA (sur le réseau)		
Puissance de sortie nominale (kW)	50	100
Puissance de sortie apparente nominale vers le réseau électrique (kVA)	50	100
Puissance apparente de sortie vers le réseau électrique max. (kVA)	55	110
Puissance apparente du réseau électrique max. (kVA)	55	110
Tension de sortie nominale (V)	400, 3L / N / PE	
Plage de tension de sortie (V)	312 ~ 460 (AU); 318 ~ 497 (DE)	
Fréquence nominale du réseau CA (Hz)	50 / 60	
Gamme de fréquences du réseau CA (Hz)	47 ~ 52 (AU); 47.5 ~ 51.5 (DE)	
Courant de sortie CA max. vers le réseau électrique (A)	79.8	159.5
Courant CA max. du réseau électrique (A)	79.8	159.5
Facteur de puissance de sortie	~1 (réglable de 0.8 en avance de phase à 0.8 en retard de phase)	
Distorsion harmonique totale max.	<3%	
Données de sortie CA (sauvegarde)		
Puissance apparente de sauvegarde nominale (kVA)	50	100
Max. Puissance apparente de sortie sans réseau (kVA)	55	110
Max. Puissance apparente de sortie avec réseau (kVA)	55	110
Courant de sortie max. (A)	79.8	159.5
Tension de sortie nominale (V)	400	
Fréquence de sortie nominale (Hz)	50 / 60	
THDv de sortie (à charge linéaire)	<3%	

Annexe 10 : Fiche technique du module PV JA SOLAR de 600 Wc

JA SOLAR

JAM78S30 580-605/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance			0~+5W			
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})			+0.045%/°C			
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})			-0.275%/°C			
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})			-0.350%/°C			
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, They only serve for comparison among different module types.

Annexe 11 : Fiche technique de la batterie HOPPECKE de type OPzS de 4700 Ah

Type OPzS bloc	Tension nominale V	C ₁₀₀ /1,85 V Ah	C ₅₀ /1,85 V Ah	C ₂₄ /1,83 V Ah	C ₁₀ /1,80 V Ah	C ₅ /1,77 V Ah	Poids max* kg	Poids électrolyte kg (1,24 kg/l)	Longueur max* L mm	Largeur max* W mm	Hauteur max* H mm	Fig.
sun power vL 12-70	12	70	65	60	50	44	37,0	15,0	272	205	383	A
sun power vL 12-130	12	130	130	120	101	88	48,0	13,0	272	205	383	A
sun power vL 12-200	12	200	190	180	151	132	68,0	18,0	380	205	383	A
sun power vL 6-270	6	270	255	240	202	176	47,0	13,0	272	205	383	B
sun power vL 6-330	6	330	320	298	252	220	61,0	20,0	380	205	383	B
sun power vL 6-400	6	400	380	358	302	264	67,0	18,0	380	205	383	B
Type OPzS												
sun power vL 2-280	2	280	265	245	213	182	17,1	4,5	105	208	420	C
sun power vL 2-350	2	350	330	307	266	227	20,7	5,6	126	208	420	C
sun power vL 2-420	2	420	395	370	320	273	24,6	6,7	147	208	420	C
sun power vL 2-520	2	520	490	454	390	345	29,1	8,5	126	208	535	C
sun power vL 2-620	2	620	585	542	468	414	34,1	10,1	147	208	535	C
sun power vL 2-730	2	730	685	634	546	483	39,2	11,7	168	208	535	C
sun power vL 2-910	2	910	860	797	686	590	46,1	13,3	147	208	710	C
sun power vL 2-1070	2	1070	1002	930	801	691	59,1	16,7	215	193	710	D
sun power vL 2-1220	2	1220	1145	1063	915	790	63,1	17,3	215	193	710	D
sun power vL 2-1370	2	1370	1283	1192	1026	887	72,4	20,5	215	235	710	D
sun power vL 2-1520	2	1520	1425	1325	1140	985	76,4	21,1	215	235	710	D
sun power vL 2-1670	2	1670	1572	1459	1256	1086	86,6	25,2	215	277	710	D
sun power vL 2-1820	2	1820	1715	1591	1370	1185	90,6	25,8	215	277	710	D
sun power vL 2-2170	2	2170	2010	1843	1610	1400	110,4	32,7	215	277	855	D
sun power vL 2-2540	2	2540	2349	2163	1881	1632	142,3	46,2	215	400	815	E
sun power vL 2-2900	2	2900	2685	2472	2150	1865	150,9	45,9	215	400	815	E
sun power vL 2-3250	2	3250	3015	2765	2412	2097	179,1	56,4	215	490	815	F
sun power vL 2-3610	2	3610	3350	3072	2680	2330	187,3	55,7	215	490	815	F
sun power vL 2-3980	2	3980	3685	3382	2952	2562	212,5	67,0	215	580	815	F
sun power vL 2-4340	2	4340	4020	3696	3220	2795	221,2	66,4	215	580	815	F
sun power vL 2-4700	2	4700	4355	4004	3488	3028	229,6	65,4	215	580	815	F

C₁₀₀, C₅₀, C₂₄, C₁₀ et C₅ = Capacité pour une décharge en 100, 50, 24, 10 et 5 heures

* conformément à la norme DIN 40736-1, ces données sont à considérer comme valeurs maximales

Annexe 12 : Définition des paramètres du site de la centrale PV sur le logiciel PV Syst

Coordonnées Géographiques
Météo mensuelle
Carte interactive

Lieu

Nom du site: Obtenir depuis les coordonnées

Pays: Région:

Coordonnées Géographiques

☀️ Trajectoires du soleil

Latitude: [°] (+ = Nord, - = Hémisph. Sud)

Longitude: [°] (+ = Est, - = Ouest de Greenwich)

Altitude: M au-dessus du niv. de la mer

Fus. horaire: Correspondant à une différence moyenne
Temps Légal - Temps Solaire = 0h 17m ?

Obtenir depuis le nom

Veuillez importer les données météo mensuelles (de Meteonorm, Nasa, PVGIS, NREL, Solcast, SolarAnywhere, Solargis ou manuellement)

Importation météo

Meteonorm 8.1 ?

NASA-SSE

PVGIS TMY Version:

NREL / NSRDB TMY

Solcast TMY

SolarAnywhere® TGY

Solargis TMY

📄 Importer

📄 Importer
📄 Exporter la ligne
📄 Exporter le tableau
+ Nouveau site
🖨 Imprimer
✖ Annuler
👍 OK

Annexe 13 : Définition du choix du module PV, de l'onduleur hybride ainsi que de la configuration retenue lors du dimensionnement analytique sur le logiciel PV Syst

Sous-champ
?

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Ordre: Prom désirée: kWc ?

Orient.: Inclinaison: ° Azimut: °

☑ Redimens. ... ou surface disponible(modules) m²

Sélection du module PV

Disponibles: Filtre: Modules nécessaires approx.: **1176**

Depuis 2022 Datasheets 2022 🔍 Ouvrir

Utiliser optimiseur

Dimens. des tensions: Vmpp (60°C) **39.1 V**
Vco (-10°C) **58.9 V**

Sélection de l'onduleur

Disponibles: Tension de sortie: 50 Hz 60 Hz

Depuis 2020 🔍 Ouvrir

Nbre d'onduleurs: Tension de fonctionnement: **180-1000 V** Puissance globale ond.: **100.0 kWac**

Utilise multi-MPPT Tension entrée maximale: **1100 V** onduleur avec 10 MPPT Partage PNom dans l'onduleur

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: entre 5 et 18 ?

Nb. chaînes: entre 12 et 19

Perte surpuissance: **0.0 %** Rapport Pnom: **1.01** 🔍 Dimensionnement ?

Nbre modules: 168 Surface: 470 m²

Cond. de fonctionnement

Vmpp (60°C) 547 V
Vmpp (20°C) 639 V
Vco (-10°C) 825 V

Irradiance plan: **1000 W/m²**

Imp (STC) 159 A Puis. max. en fonctionnement (à 1092 W/m² et 50°C) **100 kW**

Isc (STC) 168 A **Puiss. nom. champ (STC) 101 kWc**

Isc (aux STC) 168 A

Liste des sous-champs ?

Nom	#Mod #Ond.	#Chaîne #MPPT
Champ PV		
JA solar - JAM78-S30-600-MR	14	12
Goodwe - GW100K-HT	1	1
Sous-champ #2		
JA solar - JAM78-S30-600-MR	14	12
Goodwe - GW100K-HT	1	1
Sous-champ #3		
JA solar - JAM78-S30-600-MR	14	12
Goodwe - GW100K-HT	1	1
Sous-champ #4		
JA solar - JAM78-S30-600-MR	14	12
Goodwe - GW100K-HT	1	1
Sous-champ #5		
JA solar - JAM78-S30-600-MR	14	12
Goodwe - GW100K-HT	1	1
Sous-champ #6		
JA solar - JAM78-S30-600-MR	14	12

Résumé système global

Nb. de modules: 1176
Surface modules: 3287 m²
Nbre d'onduleurs: 7
Puissance PV nominale: 706 kWc
Puissance AC nominale: 700 kWac
Rapport Pnom: 1.008

🔍 Résumé du système
🔗 Schéma unifilaire
✖ Annuler
👍 OK

Annexe 14 : Définition du profil journalier de la centrale PV sur le logiciel PV Syst

Description: Nouveau Besoins de l'utilisateur

Caractéristiques générales | Profil journalier | Graphique

Besoins utilisateurs : profils journaliers, Constants sur l'année

Valeurs horaires

0 h	0	12 h	0
1 h	0	13 h	0
2 h	0	14 h	0
3 h	0	15 h	0
4 h	0	16 h	0
5 h	0	17 h	0
6 h	0	18 h	0
7 h	0	19 h	500
8 h	0	20 h	500
9 h	0	21 h	500
10 h	0	22 h	500
11 h	0	23 h	500

Moyenne: **104 kW**
 Somme jour: **2.50 MWh/jour**
 Somme mois: **75.0 MWh/mois**

Opérateur (agit sur toutes les valeurs):
 Identiques Valeur: 0,00 kW
 Ajouter
 Multiplier
 Renormaliser à la somi

Voir les valeurs de:
 Constants sur l'année :
 Renormaliser

Annexe 15 : Définition du système de stockage par batteries sur PV Syst

Pack de batteries | Autoconsommation

Définition du pack de batteries

Trier les batteries selon: tension capacité fabricant

Hoppecke | 2 V | 3488 Ah | Pb Open Tub | Sun power VL OPzS 2-4700 | Ouvrir

Pb-acide

24 batteries en série | Nombre de batteries: **504** | Tension du pack batteries: **48 V**

21 batteries en parallèle | Nombre d'éléments: **504** | Capacité globale (C10): **73248 Ah**

100.0 % Etat d'usure initial (nb. de cycles) | Energie stockée (80% DOD): **2813 kWh**

100.0 % Etat d'usure initial (statique) | Poids total: **126554 kg**

Nbre de cycles à 50 % DOD: **2809**

Energie totale stockée durant la vie de la batterie: **5494.9 MWh**

Température batterie en opération

Mode tempér.: Fixée (local tempéré)

Température fixée: 20 °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie
 Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2

Information système

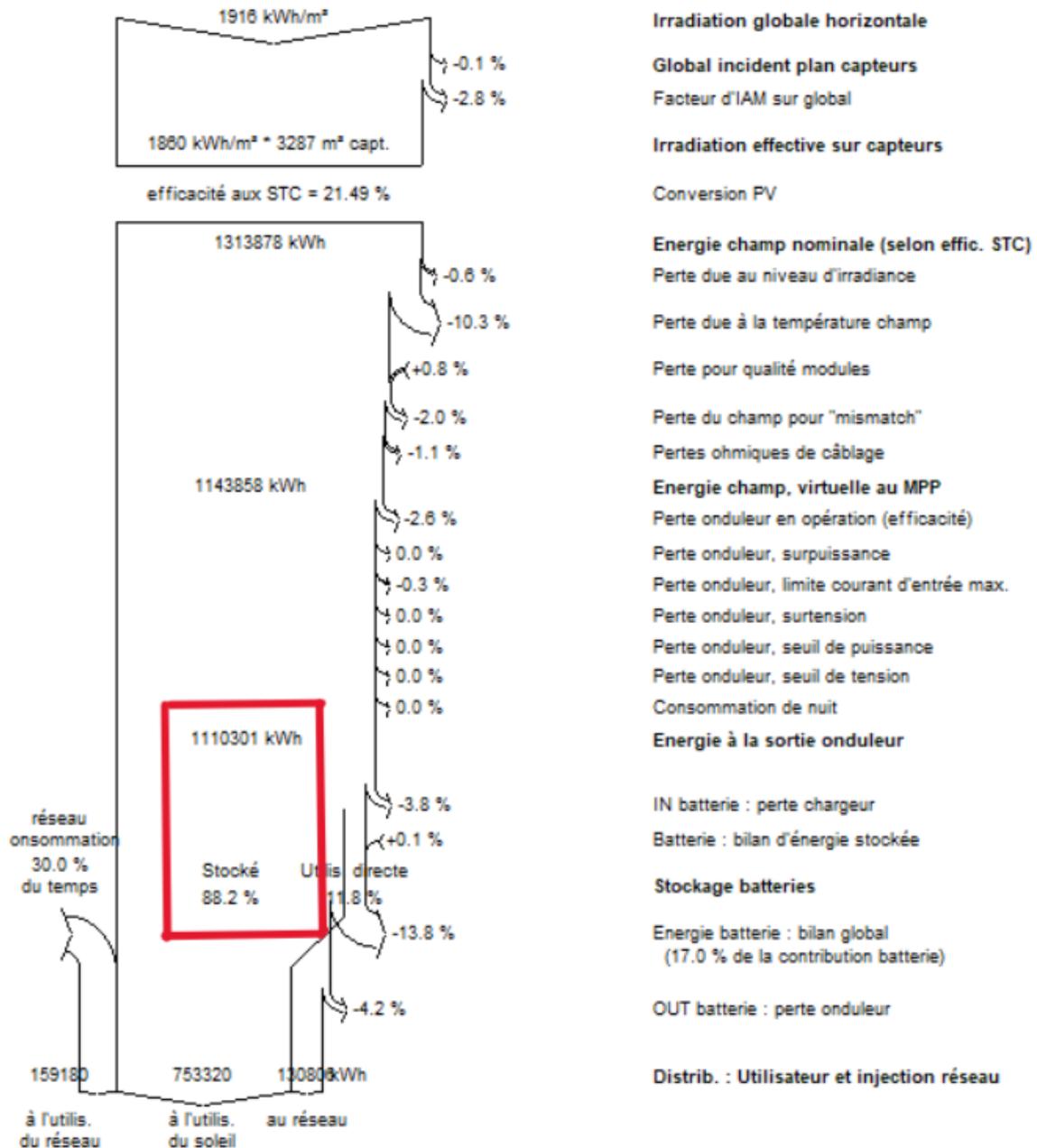
PNom du champ PV: **706 kWc**
 Production PV journalière (jour clair, été): **3.72 MWh**
 Puissance utilisateur maximum: **500 kW**
 Besoins journaliers moyens des utilisateurs: **2.50 MWh**

Ce pack de batteries représente environ :
 Durée de charge en plein soleil: **4.0 heures**
 Décharge sous consommation moyenne: **27.0 heures**
 Décharge sous consommation maximale: **5.6 heures**

Résumé du système | Annuler | OK

Annexe 16 : Diagramme des pertes (de la centrale PV de 705,6 kWc connecté au réseau avec système de stockage par batteries) généré par le logiciel PV Syst

Diagramme des pertes pour "Nouvelle variante de simulation" - année



Annexe 17 : Tableaux 52E, 52J2, 52GJ, 52GO et 52G (Extrait Norme NF C 15-100)

TABLEAU 52E (Extrait partiel Norme NF C 15-100)

POSE	REF	f.
61	D	0,8
62	D	1
63	D	1

TABLEAU 52J2 (Extrait Norme NF C 15-100)

Température du sol	Isolation	
	PVC	PR EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	UTILISATION EXCLUE	0,60
70		0,53
75		0,46
80		0,38

PR: Polyéthylène réticulé

EPR: Ethylène propylène (EPR)

TABLEAU 52GJ (Extrait Nonne NF C 15-100)

Facteurs de correction à appliquer pour les câbles enterrés suivant la résistivité thermique du terrain

Nature du sol	FACTEUR DE CORRECTION
Pose immergée	1,25
Terrains très humides	1,21
Terrains humides	1,13
Terrain dit normal	1,05
Terrain sec	1,00
Terrain très sec	0,86

TABLEAUX 52GO (Extrait Norme NF C 15-100)

Facteurs de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré :

DISPOSITION DE CIRCUITS OU DE CABLES JOINTIFS	FACTEUR DE CORRECTION												Mode de référence	Mode de pose
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20		
posé dans un conduit enterré	1,00	0,71	0,58	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22	D	61

TABLEAU 52G (Extrait Norme NF C 15-100)

SECTION DES CONDUCTEURS (mm ²)	NOMBRE DE CONDUCTEURS CHARGES ET TYPE D'ISOLATION			
	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2
Cuivre				
1,5	26	32	31	37
2,5	34	42	41	48
4	44	54	53	63
6	56	67	66	80
10	74	90	87	104
16	96	116	113	136
25	123	148	144	173
35	147	178	174	208
50	174	211	206	247
70	216	261	254	304
95	256	308	301	360
120	290	351	343	410
150	328	397	387	463
185	367	445	434	518
240	424	514	501	598
300	480	581	565	677
Aluminium				
10	57	68	67	80
16	74	88	87	104
25	94	114	111	133
35	114	137	134	160
50	134	161	160	188
70	167	200	197	233
95	197	237	234	275
120	224	270	266	314
150	254	304	300	359
185	285	343	337	398
240	328	396	388	458
300	371	447	440	520

Annexe 18 : Fiche technique des câbles HTA du fabricant SIPRELEC

ENERGIE					MOYENNE TENSION - HTA					
SIPRELEC (suite)										
Diamètre approximatif		Masse approximative au km de câble		Section nominale (2)	Intensité admissible (1)				Chute de tension (1) par ampère et par km (cos φ =0.8)	
Sur isolant	Extérieur	Cu	Alu		Câble enterré		Câble posé sur tablettes		Cu	Alu
mm	mm	kg	kg	mm ²	A	A	A	A	V	V
TENSION ASSIGNEE 12/20 (24) kV										
19.0	24.5	790	630	25	165	125	170	130	1.4	2.3
19.5	25.0	870	660	35	195	150	200	160	1.1	1.7
21.0	27.0	1050	780	50	230	180	245	190	0.82	1.3
23.0	28.5	1300	890	70	280	220	305	235	0.60	0.92
24.5	30.5	1600	1050	95	335	260	375	290	0.46	0.69
26.0	32.0	1900	1150	120	385	300	425	330	0.39	0.57
27.5	33.5	2200	1250	150	430	335	485	375	0.33	0.48
29.0	35.5	2600	1450	185	490	380	560	430	0.29	0.40
31.0	37.5	3150	1700	240	560	440	660	510	0.24	0.35
33.5	40.0	3800	1950	300	640	500	750	590	0.22	0.28
37.0	43.5	4700	2350	400	720	570	870	680	0.19	0.24
40.5	48.0	5800	2800	500	810	640	1000	790	0.17	0.21
44.0	53.0	7400	3350	630	910	740	1150	930	0.16	0.19
48.0	56.0		4000	800		830		1060		0.17
53.0	61.5		4900	1000		930		1230		0.15
56.5	65.0		5500	1200		1000		1350		0.15
59.5	68.5		6200	1400		1060		1450		0.13
63.0	72.0		6900	1600		1110		1540		0.12
TENSION ASSIGNEE 18/30 (36) kV										
26.0	32.5	1350	1050	50	230	180	245	190	0.83	1.3
28.0	34.0	1600	1200	70	280	220	305	235	0.67	0.95
29.5	36.0	1900	1350	95	335	260	375	290	0.47	0.70
31.0	37.5	2200	1450	120	385	300	425	330	0.40	0.58
32.5	39.0	2550	1600	150	430	335	485	375	0.34	0.49
34.0	40.5	2950	1800	185	490	380	560	430	0.30	0.41
36.0	43.0	3500	2050	240	560	440	660	510	0.25	0.34
38.5	46.0	4200	2400	300	640	500	750	590	0.22	0.29
42.0	49.5	5100	2800	400	720	570	870	680	0.20	0.25
45.5	53.5	6300	3250	500	810	640	1000	790	0.18	0.22
49.0	58.5	7900	3800	630	910	740	1150	930	0.16	0.19
53.0	61.5		4500	800		830		1060		0.17

Les données de modification des caractéristiques techniques sont données pour ces produits en fonction de la détermination de câble. La Marque SIPRELEC est une marque de SIPRELEC. 01/2006

Annexe 19 : Récapitulatif du dimensionnement de la centrale entière

Dimensionnement du champ PV + Parc de batterie									
Champ PV	Désignation	Unité	Quantité						
	Nombre total de modules de type JA SOLAR de 600 Wc	u	1176						
	Nombre Total d'onduleurs de type GW100K07-ETC	u	7						
	Puissance de la centrale PV	kWc	705,6						
Parc de batterie	Nombre Total de batterie de type OPzS Sun Power 2-4700	u	384						
	Capacité totale du parc de batterie	kAh	75,2						
Configuration du champ PV	Sous-champs	u	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
	Nombre total de modules par sous-champ	u	168	168	168	168	168	168	168
	Nombre de modules en série	u	14	14	14	14	14	14	14
	Nombre de modules en parallèle	u	12	12	12	12	12	12	12
	Puissance du sous champ	kWc	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8
	Nombre de MPPT par onduleur	u	2	2	2	2	2	2	2
Configuration du parc de batterie	Nombre total de batterie par sous-champ	u	72	72	48	48	48	48	48
	Nombre de batterie en série	u	24	24	24	24	24	24	24
	Nombre de batterie en parallèle	u	3	3	2	2	2	2	2
	Capacité du sous champ de batterie	kAh	14,1	14,1	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Protection et équipements de coupures									
Protection DC	Fusible PV		25 A						
	Interrupteur Sectionneur DC		125 A						

	Parafoudre DC	Type 2, 20 kA
Protection AC	Disjoncteur différentiel	200 A
	Interrupteur sectionneur triphasé AC	200 A
	Parafoudre AC	Type 2, 20 kA
Transformateur élévateur de tension		
Transformateur 400 V / 33 kV		1200 kVA
Câbles		
Câbles DC	Modules PV – Boîte de jonction	4 mm ²
	Boîte de jonction – Onduleur hybride	6 mm ²
	Onduleur hybride – Batterie	25 mm ²
Câbles AC	Onduleur – TGBT	70 mm ²
	TGBT- Transfo	120 mm ²
	Transfo-Poste de livraison	50 mm ²

Annexe 20 : Devis estimatif de la centrale PV de 705,6 kWc connecté au réseau avec système de stockage par batteries

Devis estimatif de le centrale PV de 705,6 kW connecté au réseau avec système de stockage par batteries						
Item	Désignation	Unité	Quantité	Prix Unitaire (FCFA)	Prix total	
I	Champ PV et Parc de batterie					
I.1	Modules PV JA Solar 600 Wc	u	1186	80000	94880000	
I.2	Onduleurs GW100K07-ETC	u	8	6660000	53280000	
I.3	Batterie OPzS Sun Power 2-4700	u	389	160000	62240000	
Sous-total I					210400000	
II	Equipements de Protection et de Coupure					
II.1	Fusible gPV (25A)	u	196	2700	529200	
II.2	Protection DC	Interrupteur sectionneur (125A)	u	20	116000	2320000
II.3		Parafoudre (Type 2, 20 kA)	u	20	21000	420000
II.4		Disjoncteur différentiel (200A)	u	10	1500000	15000000
II.5	Protection AC	Interrupteur sectionneur (200A)	u	10	225000	2250000
II.6		Parafoudre (Type 2, 20 kA)	u	10	630000	6300000
Sous-total II					26819200	
III	Câbles					
III.1	Câbles DC	Module PV-Boîte de jonction (4 mm ²)	m	5040	1500	7560000
III.2		Boîte de jonction- Onduleur hybride (6 mm ²)	m	350	2100	735000
III.3		Onduleur hybride-Batterie (25 mm ²)	m	420	20000	8400000
III.4	Câbles AC	Onduleur-TGBT (70 mm ²)	m	420	14500	6090000
III.5		TGBT-Transfo (120 mm ²)	m	990	170000	168300000
III.6		Transfo-Poste de livraison (50 mm ²)	m	1530	100000	153000000
Sous-total III					344085000	
IV.1	Transformateur 400 V/33 kV (1200 kVA)	u	1	100000000	100000000	
IV.2	Poste de livraison	u	1	250000000	250000000	
Sous-total IV					350000000	
Total 1 (Sous totale I+II+III+IV)					931304200	
TVA (18%)					167634756	
VI	Conception, Accessoire de pose et Main d'œuvre					
VI.1	Conception					15000000
VI.2	Accessoire de pose					100000000
VI.3	Main d'œuvre					30000000
Sous-total V					145000000	
Total 2 (Total 1 + TVA (18%) + Sous-total V)					1243938956	