



HAL
open science

Etude des solutions de production et de gestion distribuée d'énergie dans un réseau électrique faiblement maillé

Mahaman Sani Moussa Kadri

► **To cite this version:**

Mahaman Sani Moussa Kadri. Etude des solutions de production et de gestion distribuée d'énergie dans un réseau électrique faiblement maillé. Energie électrique. Normandie Université; Institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement, 2022. Français. NNT : 2022NORMLH19 . tel-03982092

HAL Id: tel-03982092

<https://theses.hal.science/tel-03982092v1>

Submitted on 10 Feb 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Normandie Université

THÈSE

Pour obtenir le diplôme de doctorat

Spécialité GENIE ELECTRIQUE

Préparée au sein de l'Université Le Havre Normandie

En cotutelle internationale avec 2iE OUAGADOUGOU (BURKINA FASO) , BURKINA FASO

Etude des solutions de production et de gestion distribuée d'énergie dans un réseau électrique faiblement maillé

Présentée et soutenue par
MAHAMAN SANI MOUSSA KADRI

Thèse soutenue le 26/10/2022
devant le jury composé de

M. OCTAVIAN CUREA	MAÎTRE DE CONFERENCES (HDR), EC SUP DES TECHNO INDUST AVANC (ESTIA)	Rapporteur du jury
M. ADEKUNLE AKIM SALAMI	PROFESSEUR, ECOLE NAT SUPERIEURE D'INGENIEURS (ENSI)	Rapporteur du jury
M. SEDDIK BACHA	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE GRENOBLE ALPES	Membre du jury
M. GILLES LEFEBVRE	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE PARIS-EST CRETEIL (UPEC)	Membre du jury
M. BOUREIMA SEIBOU	PROFESSEUR, ECOLE MINES, INDUSTRIE, GEOLOGIE (EMIG)	Président du jury
M. BRAYIMA DAKYO	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Université Le Havre Normandie	Directeur de thèse
M. YEZOUMA COULIBALY	ASSOCIATE PROFESSOR, 2iE OUAGADOUGOU (BURKINA FASO)	Co-directeur de thèse

Thèse dirigée par BRAYIMA DAKYO (Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre) et YEZOUMA COULIBALY (2iE OUAGADOUGOU (BURKINA FASO))



« La connaissance s'acquiert par l'expérience, tout le reste n'est que de l'information ».

Albert Einstein, Physicien.

Dédicaces

*Je dédie ce document à mon
défunt père Moussa KADRI et à
ma mère Maryama ABDOU.*

Remerciements

Ces travaux de thèse, effectués dans le cadre d'une cotutelle entre l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) au Laboratoire LabEREE (Laboratoire Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique) et l'Université du Havre au Laboratoire GREAH (Groupe de Recherche en Électrotechnique et Automatique du Havre), ont été pour moi une expérience très enrichissante aussi bien sur le plan professionnel que sur le plan personnel. Ces travaux ont pu être menés grâce au financement de la Banque Africaine du Développement (BAD) à travers le projet « Projet Nelson Mandela Institutes-African Institutions of Science and Technology (NMI-AIST) » et un contrat de collaboration de recherche 2iE / IAMGOLD ESSAKANE S.A. Les résultats présentés dans ce rapport n'auraient pas été obtenus si je n'avais bénéficié du concours et du soutien multiformes de plusieurs personnes à qui je voudrais ici exprimer toute ma reconnaissance.

Tout d'abord, j'adresse mes vifs remerciements à mes directeurs de thèse, M. Yézouma COULIBALY, Maître de Conférences (CAMES) pour avoir eu confiance en moi en m'acceptant comme doctorant et M. DAKYO Brayima, Professeur des Universités (Université Le Havre Normandie) Professeur associé au 2iE, qui a inspiré, orienté et suivi scientifiquement ce travail très passionnant. Je suis ravi d'avoir pu travailler en bénéficiant de leurs conseils multiformes pour l'aboutissement de cette thèse.

J'exprime également mes remerciements à M. Mamadou Baïlo CAMARA, Professeur des Universités (Université Le Havre Normandie) et M. Ahmed Ousmane BAGRE, Docteur (2iE/Université Le Havre Normandie), co-encadrants de la thèse, pour leurs disponibilités, leurs appuis et leurs conseils de tous les jours.

Que Mr Oumar Toguyeni Senior Vice-President International Affairs & Sustainability at IAMGOLD Corporation, trouve ici mes plus sincères remerciements au travers de son implication personnelle pour l'initiation et le succès de cette collaboration fructueuse avec IAMGOLD et son partenaire ESSAKANE SOLAR.

J'exprime toute gratitude à Monsieur SEIBOU Boureïma, Professeur Titulaire (École des Mines, de l'Industrie et de la Géologie (EMIG) de Niamey), qui m'a fait l'honneur de présider le jury de ma thèse.

J'exprime toute ma gratitude à Monsieur CUREA Octavian, Maître de Conférences (École Supérieure des Technologies Industrielles Avancées à Bidart) et à Monsieur SALAMI Adekunle Akim, Professeur Titulaire (Directeur de l'École Nationale d'Ingénieurs (ENSI) de Lomé), qui m'ont fait l'honneur d'accepter la lourde tâche de rapporteurs de ma thèse.

J'exprime toute ma reconnaissance à Monsieur BACHA Seddik, Professeur des Universités (INP Grenoble), à Monsieur LEFEBVRE Gilles, Professeur des Universités (Université Paris-Est Créteil), qui ont accepté d'être examinateurs pour cette thèse malgré leurs multiples occupations.

J'exprime aussi toute ma gratitude à ma famille, dont les encouragements et le soutien ne m'ont jamais fait défaut, contribuant ainsi à la réussite de cette aventure.

Mes remerciements vont également à tous mes collègues du département Génie Électrique Énergétique et Industriel (GEEI) et toute l'équipe du LabEREE sans exception, pour leurs soutiens et la bonne ambiance de travail. Que tous ceux qui, de près ou de loin, directement ou indirectement, ont contribué à la réussite de cette thèse, trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude. **MERCI À TOUS !!!**

Résumé :

Ce présent travail s'inscrit dans le cadre général de recherche des solutions de production et de gestion distribuée d'énergie dans un contexte de réseau électrique faiblement maillé comme celui du Burkina Faso. En effet, le réseau national interconnecté (RNI) du Burkina Faso est caractérisé par un nombre limité de lignes d'interconnexion entre les zones urbaines de forte densité et les zones rurales. Le faible maillage du réseau conduit les industries minières énergivores à se doter de centrales électriques autonomes.

Dans ce mémoire, le partenariat avec une telle industrie nous a conduit à poser le problème de l'hybridation de l'offre énergétique en raison du potentiel local pouvant concourir à la satisfaction de la demande. Dans le contexte de la zone sahélienne, le bon potentiel d'énergie solaire permet par la voie de la valorisation photovoltaïque d'envisager le « verdissement » de la solution en espérant des économies substantielles et en renforçant l'autonomie énergétique.

Nos analyses de la littérature scientifique et technique en matière d'intégration des énergies renouvelables ont montré des insuffisances conceptuelles en termes de disponibilité, de fiabilité, de rentabilité et de la fourniture d'électricité. De nouvelles approches de conception de système de production d'électricité, notamment en reformulant les objectifs des micro-réseaux associés à de nouvelles méthodes d'analyse sont à développer à cet effet.

L'objectif de notre travail est donc de rechercher des solutions optimisées et les mieux adaptées pour la production et la gestion de l'énergie en rapport avec ce contexte. Pour ce faire, nous avons adopté une démarche méthodologique fondée sur un jeu d'indicateurs élaborés à partir des données pluriannuelles d'observation et d'exploitation de la centrale hybride PV/Diesel ESSAKANE. De ce Benchmark, il résulte une approche méthodologique de conception et de dimensionnement de telles centrales hybrides autonomes ou connectables au réseau électrique local ou national (faiblement maillé dans notre contexte). Un facteur prépondérant, et donc dimensionnant, impactant la consommation en fuel de ces types de centrale est la forte variation des régimes transitoires d'interaction entre les groupes électrogènes thermiques (fuel) et générateurs photovoltaïques.

Il est nécessaire de synthétiser de bons indicateurs de l'impact des régimes transitoires dus aux unités de production et/ou au profile de consommation. C'est ainsi que l'évaluation des écarts et marge de performance de la centrale hybride dans sa configuration actuelle permet d'identifier des scénarios d'optimisation remettant en cause ou validant les choix opérés lors de sa conception. Les résultats obtenus montrent qu'il existe un manque à gagner en termes d'économie de carburant à cause de l'intermittence et des régimes transitoires provenant essentiellement de la production solaire.

La configuration actuelle et ses stratégies de fonctionnement peuvent donc être améliorées. Des solutions sont proposées pour réduire ce manque à gagner et améliorer l'efficacité énergétique de la centrale hybride sur une base de viabilité économique. C'est sur la base de nos observations et résultats obtenus qu'un outil d'aide à la conception et de dimensionnement de centrale hybride PV/Diesel autonome a été mis en place.

Mots-clés : Système hybride PV/Diesel, Production distribuée, Gestion d'énergie, Manque à Gagner, Réseau électrique faiblement maillé

Abstract:

This work is part of the general framework of research on distributed energy production and management solutions in the context of a weakly meshed electrical network such as that of Burkina Faso. Indeed, the national interconnected network (RNI) of Burkina Faso is characterized by a limited number of interconnection lines between high-density urban areas and rural areas. The poor network coverage leads energy-intensive mining industries to set up independent power plants.

In this thesis, the partnership with such an industry led us to pose the problem of the hybridization of the energy supply because the local potential that can contribute to the satisfaction of demand. In the context of the Sahelian zone, the good potential of solar energy allows, through the photovoltaic valorization, to consider the "greening" of the solution, hoping for substantial savings and the reinforcement of energy autonomy.

Our analyses of the scientific and technical literature on the integration of renewable energies have shown conceptual shortcomings in terms of availability, reliability, cost-effectiveness and electricity supply. New approaches to power system design, including reformulation of microgrid objectives, combined with new analysis methods are to be developed for this purpose.

The objective of our work is therefore to seek optimized and best suited solutions for the production of electricity and the management of energy in relation to this context. To do this, we have adopted a methodological approach based on a set of indicators developed from multi-year observation and operating data from the ESSAKANE PV/Diesel hybrid power plant. From this Benchmark, a methodological approach for the design and sizing of such hybrid power plants, autonomous or connectable to the local or national electrical grid (weakly meshed in our context), has been developed. A major factor, and therefore dimensioning, impacting the fuel consumption of these types of power plants is the strong variation of the interaction transient regimes between thermal generators (fuel) and photovoltaic generators.

It is necessary to synthesize good indicators of the impact of transient regimes due to the generation units and/or the consumption profile. Thus, the evaluation of the performance gaps and margins of the hybrid plant in its current configuration allows to identify optimization scenarios questioning or validating the choices made during its design. The results obtained show that there is a shortfall in terms of fuel economy due to intermittency and transient regimes, mainly from solar production.

The current configuration and operating strategies can therefore be optimized. Solutions are proposed to reduce this shortfall and optimize the current configuration of the plant on the basis of economic viability. It is on the basis of our observations and results that an efficient methodology for the design and sizing of stand-alone hybrid PV/Diesel power plants has been put in place.

Keywords: PV/Diesel hybrid system, Distributed generation, Energy management, Shortfall, Weakly meshed electricity network

SOMMAIRE

Introduction générale	1
0.1 Accès à l'électricité en Afrique	2
0.2 Aspects fiabilité et rentabilité de systèmes d'électrification	3
0.3 Intégration sous-régionale des réseaux électriques	4
0.4 Hybridation des ressources et intérêt de la production distribuée d'Energie	5
0.5 Orientation des travaux de thèse.....	8
0.6 Concept du micro-réseau et problématique	9
0.7 Organisation de la thèse	10
Chapitre I : Caractéristiques du réseau électrique et solutions d'approvisionnement électrique des mines en Afrique	12
Introduction	13
I.1 Généralités sur les réseaux électriques faiblement maillés	13
I.1.1 Définition et caractéristiques générales.....	13
I.1.2 Structures, mode de production et de gestion d'énergie	13
I.2 Caractéristiques du réseau électrique au Burkina Faso	17
I.2.1 Structure, gestion et état de couverture du réseau nationale du Burkina	17
I.2.2 Qualité de la fourniture de l'énergie électrique par le RNI.....	19
I.3 Les solutions d'approvisionnement électrique des mines en Afrique	21
I.3.1 Généralités sur l'approvisionnement électriques des mines.....	21
I.3.2 Intérêt de l'intégration des énergie renouvelables dans le système de production d'électricité des mines en Afrique	21
I.3.3 Cas des mines au Burkina Faso.....	23
I.4. Technologies des systèmes de production et principes de dimensionnement des centrales autonomes PV/Diesel	25
I.4.1 Technologies des groupes électrogènes	25
I.4.2 Systèmes solaires photovoltaïques	28
I.4.3 Systèmes de stockage d'énergie électrique	31
I.4.4 Approches de conception des centrales autonomes destinées aux sites miniers	35
I.5 Conclusion	39
Chapitre II : Modélisation du comportement et interactions au sein d'un micro-réseau électrique de l'industrie minière	40
Introduction	41
II.1. Constitution architecturale et fonctionnement du Benchmark « centrale hybride autonome PV/Diesel Essakane.....	41

II.1.1 Situation géographique et climatique de la centrale hybride PV/Diesel Essakane	41
II.1.2 Caractérisation du profil de charge de la mine	42
II.1.3 Constitution et configuration de la centrale thermique	45
II.1.4 Hybridation de la centrale thermique et constitution de la centrale solaire photovoltaïque d'Essakane 15 MWc	50
II.1.5 Schéma fonctionnel de la centrale Hybride PV/Diesel	54
II.2 Interactions au sein d'un micro-réseau électrique de l'industrie minière	56
II.2.1 Observation du comportement saisonnier du gisement solaire sur site minier	56
II.2.2 Observation d'interaction entre la production solaire et la production thermique au point de couplage	60
II.3 Formulation des objectifs spécifiques et démarche méthodologique	62
II.3.1 Formulation des objectifs spécifiques	62
II.3.2 Démarche méthodologique	62
II.3 Modèle de comportement de consommation de la centrale hybride	64
II.3.1 Instrumentation	64
II.3.2 Collecte et traitement des données	65
II.3.3 Élaboration des modèles comportementaux de consommation de carburant de la centrale hybride	67
II.4 Évaluation des modèles de consommation	76
II.5 Conclusion	78
Chapitre III : Résultats d'analyse de comportement et élaboration des options d'amélioration	79
Introduction	80
III.1 Impact des régimes transitoires dus à une variation rapide de la charge ou de l'ensoleillement sur la performance des groupes thermiques	80
III.1.1 Analyse paramétrique des modèles de consommation du carburant	80
III.1.2 Évaluation d'un manque à gagner en termes d'économie de carburant à cause des régimes transitoires provenant du solaire	81
III.2 Contribution énergétique espérée, atteinte et atteignable du PV	83
III.2.1 Définition des indicateurs de performance de la centrale thermique	83
III.2.2 Éléments de base de l'analyse de la contribution énergétique	84
III.2.3 Impact de la production solaire sur la performance de la centrale thermique	87
III.2.4 Définition des indicateurs de performances de la centrale hybride PV/Diesel	89
III.3 Écarts et marges de performance de la configuration actuelle de la centrale PV/Diesel	92
III.3.1 Identification des contraintes à l'optimisation	92
III.3.2 Options d'optimisation de la configuration actuelle	93
III.4 Analyse techno-économique des solutions d'optimisation proposées	96
III.4.1 Démarche d'analyse technico-économique	96

III.4.2 Application de la démarche pour l'année 2020	97
III.4.3 Analyse du coût de production annuel et du LCOE de la centrale thermique seule et la centrale hybride PV/Diesel.....	99
III.5 Conclusion.....	103
Chapitre IV : Nouvelles démarches de conception et dimensionnement de centrale hybride PV/Diesel	104
Introduction	105
IV.1 Modèle de comportement de la centrale solaire PV	106
IV.2 Modèle de comportement de statisme de groupes thermiques	113
IV.3 Caractérisation de la dynamique des fluctuations	116
IV.4 Choix de technologies de stockage candidates à l'hybridation	126
IV.5 Dimensionnement du stockage.....	127
IV.6 Analyse du LCOE de la centrale hybride PV/Diesel couplé au stockage d'énergie	132
IV.7 Proposition d'une nouvelle configuration optimisée de la centrale hybride PV/Diesel.....	135
IV. 8 Modélisation et simulation sur Simulink de l'architecture avec compensation au GPV ...	138
IV.9 Organigramme d'aide à la conception et dimensionnement de centrale hybride PV/Diesel autonome	141
IV.10 Conclusion.....	143
Conclusion générale	144
Annexe I	146
Références bibliographiques	147

Liste des figures

Figure 0-1. Part de la population ayant accès à l'électricité en 2019	2
Figure 0-2. Population sans accès à l'électricité et taux d'accès par région dans les scénarios Politiques déclarées pour l'horizon 2020-2030	2
Figure 0-3. Mix énergétique de la zone CEDEAO entre 2016 et 2018	3
Figure 0-4. Pourcentages des pertes techniques non-techniques des réseaux électriques	4
Figure 0-5. Système d'Échanges d'Énergie électrique Ouest Africain (EEEOA).....	4
Figure 0-6. Centrales solaires PV, éoliennes et vagues/marées connectées au réseau	5
Figure 0-7. Étude d'impact d'intégration d'une centrale PV 20 de MWc sur le RNI du Burkina	6
Figure 0-8. Potentiel d'Énergie solaire en Afrique sub-saharien.....	7
Figure 0-9. Vue globale d'orientation des travaux de thèse.....	9
Figure 0-10. Exemple de structure d'un microgrid	9
Figure I-1. Exemple de structure : A. Structure centralisée ; B. Structure décentralisée	13
Figure I-2. Structure verticale du réseau électrique classique	14
Figure I-3. Gestion centralisée des réseaux électriques	15
Figure I-4. Exemples de solution d'électrification hors réseau	16
Figure I-5. Répartition des populations à plus de 15 km du RNI (2017)	17
Figure I-6. Évolution de la pointe annuelle de la demande (RNI)	18
Figure I-7. Aperçu général du réseau national interconnecté (RNI) du Burkina (2020).....	20
Figure I-8. Exemples des industries et mines intégrant du solaire PV ou éolien dans la production d'électricité	22
Figure I-9. Carte électrique du réseau transport vs industries minières au Burkina Faso	24
Figure I-10. Exemple d'un groupe électrogène.....	25
Figure I-11. Caractéristiques (rendement et consommation en fonction du taux de charge) d'un groupe électrogène Diesel	26
Figure I-12. Exemple de courbe de consommation d'un générateur Diesel de 365 kW	27
Figure I-13. Schéma synoptique d'un groupe électrogène à vitesse variable	27
Figure I-14. Performances du générateur à vitesse fixe versus vitesse variable	28
Figure I-15. Chaîne de production photovoltaïque	29
Figure I-16. Courbe de puissance d'un module PV	31
Figure I-17. Maximum Power Point Tracking (MPPT)	31
Figure I-18. Applications du stockage d'énergie	32
Figure I-19. Technologies des systèmes de stockage d'énergie	33
Figure I-20. Illustration des méthodes de conception des systèmes hybrides	36

Figure II-1. Situation géographique du site minier Essakane.....	41
Figure II-2. Analyse statistique de la demande électrique de la mine.....	42
Figure II-3. Profil de charge de la mine pour le mois de Mars 2019.....	44
Figure II-4. Groupe thermique Wärtsilä W12V32	45
Figure II-5. Mode de conduite en parallèle des groupes électrogène	47
Figure II-6. Évolution de la production et consommation de fuel (Données août 2016)	49
Figure II-7. Évolution de la consommation spécifique et température extérieure (Août 2016).....	49
Figure II-8. Vue d'ensemble du générateur PV	52
Figure II-9. Exemple d'un onduleur ABB	53
Figure II-10. Exemple de courbe de rendement d'un onduleur ABB	53
Figure II-11. Structure complète de la centrale hybride PV/Diesel Essakane.....	54
Figure II-12. Schéma fonctionnel de la conduite de la centrale hybride d'Essakane	55
Figure II-13. Stratégies de fonctionnement de la centrale hybride PV/Thermique Essakane	56
Figure II-14. Moyenne mensuelle de l'irradiation journalière sur site pour l'année 2020	57
Figure II-15. Rayonnement solaire sur site d'Essakane de 2019 à 2020.....	58
Figure II-16. Exemple d'enseillement régulier non perturbée du 24 au 30 Octobre 2020.....	59
Figure II-17. Exemple d'enseillement perturbé du 22 au 28 Août 2020.....	60
Figure II-18. Phénomènes d'interaction entre la production solaire et la production thermique et la demande électrique.....	61
Figure II-19. Démarche méthodologique adoptée.....	63
Figure II-20 .Test sur la précision de mesure de puissance du G5 et G12	64
Figure II-21. Test sur la précision de mesure du débit horaire du G5 et G12	65
Figure II-22. Méthode d'élaboration de modèle de consommation MUR_PSQ	68
Figure II-23. Extraction de 20 Journées types répondant au PSQ (septembre 2019 à janvier 2020)	69
Figure II-24. Nuage des points du débit horaire de (05) unités productrices vs PG en mode (PSQ)	70
Figure II-25. Comportement global de 05 unités simultanément productrices en mode PSQ	70
Figure II-26. Modèle de comportement de consommation du G8 en mode PSQ.....	71
Figure II-27. Nuage des points du débit horaire du groupe G8 vs PG8 en mode (PSQ).....	71
Figure II-28. Extraction de 20 Journées types répondant au PSD (septembre 2019 à février 2020)	73
Figure II-29. Nuage des points du débit horaire de (04) unités productrices vs PG en mode (PSD)	74
Figure II-30. Comportement global de (04) unités simultanément productrices en mode PSD.....	74
Figure II-31. Modèle de comportement de consommation du G8 en mode PSD.....	75
Figure II-32. Nuage des points du débit horaire du groupe G8 vs PG8 en mode (PSD).....	75
Figure II-33. Journée PSQ, évolution des mesures et estimation de consommation.....	76
Figure II-34. Journée PSD&PSQ, évolution des mesures et estimation de consommation.	77
Figure III-1. Illustration de l'effet globale de surconsommation	81
Figure III-2. Débit horaire estimé en mode PSD et PSQ du 11/10/2019 de 8h-10h	82

Figure III-3. Modèle de comportement de CS du groupe G8 en 2019	86
Figure III-4. Modèle de comportement de CS du groupe G8 en 2020	86
Figure III-5. Fenêtre d'observation d'impact du solaire sur le service à rendre (SAR)	87
Figure III-6. Diagramme de nombre de groupe pour la fenêtre d'observation	87
Figure III-7. Fuel consommé (kg) & CS (g/kWh) de la centrale thermique (17/07/2020).....	88
Figure III-8. Évolution de la réserve tournante, demande et PV pour la fenêtre d'observation	90
Figure III-9. Option 1 : compensation des fluctuations	94
Figure III-10. Option2 : Compensation des fluctuations et gestion du déclassement par adaptation de la stratégie de fonctionnement.....	95
Figure III-11. Option 3 : Gestion du déclassement à travers un étalement de la production PV	96
Figure III-12. Démarche d'analyse technico-économique des options d'amélioration 1 et 2	97
Figure III-13. Application des options d'optimisation 1 et 2 pour le mois d'Août 2020	98
Figure IV-1. Schéma synoptique de la configuration actuelle de la centrale hybride d'Essakane.....	105
Figure IV-2. Chaîne de production et de transfert d'énergie pour la centrale solaire photovoltaïque .	106
Figure IV-3. Irradiance et production PV de la journée du 17 juillet 2020.....	107
Figure IV-4. Production de PV en fonction de l'irradiance G (01 au 15 Janvier 2020)	108
Figure IV-5. Production de PV en fonction de l'irradiance G (du 13 au 27 Avril 2020)	109
Figure IV-6. Loi normale de la puissance résiduelle PV_{AC} par rapport au modèle.	110
Figure IV-7. Nuages des points de ratio de performance en fonction de la puissance de référence PV	111
Figure IV-8. Courbe de tendance ratio de performance en fonction de la puissance de référence PV	112
Figure IV-9. Mesures et modèle de production PV pour la période du 01 au 15 janvier 2020.....	112
Figure IV-10. Mesures et modèle de production PV pour la période du 13 au 27 Avril 2020	113
Figure IV-11 . Modèle d'un groupe thermique de production raccordé au réseau électrique	113
Figure IV-12. Schéma de régulation de la centrale thermique d'Essakane	114
Figure IV-13. Principe de réglage du statisme	115
Figure IV-14. Modèle de régulation de la vitesse par statisme	116
Figure IV-15. Recherche gradient pour une journée sans perturbation (01-01-2020).....	117
Figure IV-16. PVM 01-01-2020.....	118
Figure IV-17. SPVM 01-01-2020	119
Figure IV-18. Recherche Gradient maximale pour la journée type du 11/10/2019	121
Figure IV-19. Recherche Gradient maximale pour la journée type du 09/10/2019	122
Figure IV-20. Évolution en mode quasi-statique de la production solaire de la journée type 09/10/2019	123
Figure IV-21. Évolution en mode quasi-statique de la production solaire de la journée type 11/10/2019	123
Figure IV-22. SPVR du 09/10/2019.....	124

Figure IV-23. PVM du 09/10/2019	124
Figure IV-24. Spectre SPVM du 09/10/2019	124
Figure IV-25. Résidu PVR du 09/10/2019	124
Figure IV-26. PVM du 11/10/2019	125
Figure IV-27. Spectre SPVM du 11/10/2019	125
Figure IV-28. Résidu PVR du 11/10/2019	125
Figure IV-29. Spectre SPVR du 11/10/2019	125
Figure IV-30 Diagramme de Ragone [38].....	127
Figure IV-31. Démarche de dimensionnement du stockage de compensation pour un site donnée ...	128
Figure IV-32 . PV et PV moyen du 29/08/20.....	128
Figure IV-33. Évolution Estock et profil de résidu PVHF du 29/08/2020.....	129
Figure IV-34. Fluctuation de PV autour de la moyenne pour le mois d'Août.....	130
Figure IV-35. Évolution de l'énergie à stocker jour par jour pour le mois d'Août 2020.....	130
Figure IV-36. Estimation de temps de retour sur investissement des batteries	135
Figure IV-37. Schéma synoptique de la nouvelle configuration de la centrale (compensation au PCC)	136
Figure IV-38. Compensation en sortie de GPV.....	137
Figure IV-39. Modèle Simulink de l'architecture avec compensation au GPV	139
Figure IV-40. Résultats de simulation pour journée avec une irradiance sans perturbation	140
Figure IV-41. Résultats de simulation pour journée avec une irradiance avec beaucoup de perturbation	140
Figure IV-42. Outil d'aide à la décision	142

Liste des tableaux

Tableau 0-1. Classement indicatif des ressources en EnRs par pays de la CEDEAO	8
Tableau I-1. Gestion de la demande pointe (RNI) en 2019.....	18
Tableau I-2. Synthèse des interruptions du RNI en 2019 et 2020.....	19
Tableau I-3. Principales motivations de l'intégration du PV dans les micro-réseaux diesel	22
Tableau I-4. Liste des industries minières n'ayant pas accès au RNI (2018)	23
Tableau I-5. Caractéristiques des différentes technologies de modules PV à base de silicium	30
Tableau I-6. Principales caractéristiques des technologies de stockage	34
Tableau I-7 Classification des systèmes hybride PV/Diesel suivant le taux de pénétration de la production solaire	37
Tableau I-8. Synthèse de fonctionnalités d'un échantillon des outils d'aide à la conception	38
Tableau II-1. Zones de consommation de la mine.....	42
Tableau II-2. Ambiances de fonctionnement des groupes électrogènes.....	45
Tableau II-3. Paramètres nominaux du bloc moteur	46
Tableau II-4. Paramètres nominaux du générateur.....	46
Tableau II-5. Suivi de la consommation spécifique de la centrale thermique et consommation du fuel (2016)	48
Tableau II-6. Éléments de dimensionnement de la centrale solaire PV Essakane	50
Tableau II-7. Caractéristiques des modules dans les conditions STC.....	53
Tableau II-8. Bilan synthétique des résultats des tests du G5 et G12	65
Tableau II-9. Structuration et classification des données	66
Tableau II-10 Liste des données collectées.....	67
Tableau II-11. Synthèse de points de fonctionnement par nombre (N) d'unités simultanément productrices	69
Tableau II-12. Exemple d'analyse de comportement global et individuel des unités productrices en mode PSQ.....	70
Tableau II-13. Formulations de la consommation du carburant en fonction de la puissance électrique en mode PSQ.....	72
Tableau II-14. Formulations de consommation du carburant en fonction de la puissance électrique en mode PSD.....	73
Tableau II-15. Exemple d'analyse de comportement global et individuel des unités productrices en mode PSD.....	74
Tableau II-16. Bilan synthétique de consommation de fuel scénario PSQ	76
Tableau II-17 Bilan synthétique de consommation de fuel scénario mixte PSQ&PSD.....	77
Tableau III-1. Synthèse comparaison consommation carburant en mode PSD et PSQ	82

Tableau III-2. Liste des indicateurs de performance de fonctionnement de la centrale thermique	83
Tableau III-3. Conditions et résultats du test sur site pour le groupe thermique G8	85
Tableau III-5	86
Tableau III-4. Consommation spécifique du G8 en fonction du taux de charge en 2019	86
Tableau III-6. Synthèse des indicateurs de performance de la centrale hybride d'Essakane	92
Tableau III-7. Bilan synthétique de l'option 1	93
Tableau III-8. Bilan synthétique pour l'option 2	Erreur ! Signet non défini.
Tableau III-9. Bilan synthétique pour l'option 3	96
Tableau III-10. Analyse technique des gains en fuel sur la base des options d'amélioration 1 et 2 de l'année 2020	Erreur ! Signet non défini.
Tableau III-11. Évaluation économique des gains en fuel pour les options d'amélioration 1 et 2 pour l'année 2020	99
Tableau III-12 Hypothèses de calcul économique pour la centrale thermique seule	101
Tableau III-13. Résultat du calcul économique pour la centrale thermique seule.....	101
Tableau III-14. Hypothèses de calcul économique pour la centrale hybride sans stockage.....	102
Tableau III-15. Résultat du calcul économique pour la centrale hybride PV/Diesel	102
Tableau IV-1. Synthèse de recherche de gradient maximal pour une journée sans perturbation.....	118
Tableau IV-2. Synthèse de recherche de gradient maximal de variation de puissance	120
Tableau IV-3. Technologies et Applications des systemes de stockage d'énergie	131
Tableau IV-4. Exigences générales de stockage d'énergie pour l'intégration des EnRs au réseau.....	132
Tableau IV-5. Hypothèses de calcul économique pour la centrale hybride couplé au stockage.....	133
Tableau IV-6 Résultats de calcul de LCOE pour les différentes configurations.....	133
Tableau IV-7 Hypothèses de calcul économique avec l'integration des batteries au Lithium.....	134
Tableau IV-8. Instrumentation	146

Nomenclature

Abréviations	Signification
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
AC	Alternating current (Courant alternatif)
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ARSE	Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Électricité
CAES	Compressed Air Energy Storage
CEDEAO	Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
CdTe	Tellurure de cadmium
CO ₂	Dioxyde de Carbone
CS	Consommation Spécifique en g/kWh
DC	Direct current (Courant continu)
GD	Générateur Diesel
DM	Profondeur de décharge
EEEOA	Système d'Échanges d'Energie Électrique Ouest Africain
EMS	Energy Management System
GMT	Greenwich Mean Time
HFO	Heavy fuel-oil
I/V	Courant/Tension
ISO	Organisation internationale de normalisation
MPPT	Maximum Power Point Traking
MG	Microgrid
LCOE	Coût actualisé de l'énergie
OPEX	Operating expenditure (Dépenses d'exploitation)
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PI	Proportionnel Intégral

RED	Ressource Énergétique Distribuée
RNI	Réseau électrique National Interconnecté du Burkina Faso
PID	Proportionnel Intégral Dérivé
PV	Photovoltaïque
SCR	Service de conduite du réseau
STC	Standard Test Conditions
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
UTC	Universal Time Coordinated (Temps universel coordonné)
Voc	Tension en circuit ouvert

Notation	Signification
<i>Be</i>	Consommation spécifique suivant dans les conditions de test sur site
<i>BISO</i>	Consommation spécifique suivant dans les conditions de test ISO
<i>D_{G_N}</i>	Débit horaire (kg/h) de consommation de N unités simultanément productrice
<i>E_{stock}</i>	Profil d'émission de l'énergie du stockage
<i>Ea</i>	Consommation annuelle d'énergie du site minier
<i>FED</i>	Quantité effective de carburant consommé en condition PSD
<i>FEQ</i>	Quantité carburant simulé en condition PSQ
<i>G</i>	Irradiance solaire en (W/m ²)
<i>G_{STC}</i>	Irradiance solaire en (W/m ²) dans les conditions STC
<i>G1, G2, G3, G4, G5</i>	Groupes thermiques de production de la tranche Wartsila_1
<i>G7, G8, G9, G10, G11, G12</i>	Groupes thermiques de production de la tranche Wartsila_2
<i>MAG</i>	Manque à Gagner
<i>MUR_{PSQ}</i>	Modèle Unitaire de Référence (MUR) de type PSQ
<i>MUR_{PSD}</i>	Modèle Unitaire de Référence (MUR) de type PSD
<i>N</i>	Nombre des unités (groupe thermiques) simultanément productrice
<i>K_p</i>	Coefficient proportionnel
<i>K_i</i>	Coefficient intégral
<i>P</i>	Puissance
<i>PCC</i>	Point commun de couplage
<i>P_G</i>	Puissance générée par N unités simultanément productrice
<i>PV</i>	Puissance de la production solaire
<i>PV_{moyen}</i>	Puissance moyennisée de la production solaire
<i>PV répartition</i>	Puissance répartie de la production solaire
<i>PVHF</i>	Profil d'émission haute fréquence de la production PV

<i>PV_ref</i>	Puissance théoriquement atteignable à la sortie du générateur solaire PV
<i>PVM</i>	PV quasi-statique et idéalisé
<i>PVR</i>	PV dynamique et réelle
<i>Prod_PV</i>	Production énergétique en kWh du générateur solaire
<i>P_L</i>	Profil de puissance de la demande électrique
<i>P_{thermal}</i>	Puissance électrique générée par la centrale thermique
<i>P_{thermal_moyen}</i>	Puissance électrique moyenne simulée de la centrale thermique
<i>P_{thermal_repartie}</i>	Puissance électrique répartie simulée de la centrale thermique
<i>Prod_thermiq</i>	Production énergétique en kWh de la centrale thermique
<i>PSQ</i>	Profil solaire quasi-statique
<i>PSQ_E</i>	Profil solaire quasi-statique estimé
<i>PSD</i>	Profil solaire dynamique
<i>R_{perf}</i>	Ratio de performance globale de la chaîne de transfert d'énergie de la centrale solaire PV
<i>e</i>	Taux d'actualisation
<i>i</i>	Taux d'inflation
<i>SAR</i>	Service à rendre
<i>SPVM</i>	Spectre du PV quasi-statique et idéalisé
<i>SPVR</i>	Spectre du PV dynamique et réelle
<i>T_{amb}</i>	Température ambiante
<i>t</i>	Variable temporelle
<i>T_{SF}</i>	Temps de réponse des groupes thermiques
<i>xxkW/s</i>	Gradient de variation de puissance en kW/s
<i>yykW/min</i>	Gradient de variation de puissance en kW/min

Indices	Signification
<i>load</i>	Charge
<i>max</i>	Maximal
<i>min</i>	Minimal
<i>moyen</i>	Moyenne
<i>HF</i>	Haute fréquence
<i>repartie</i>	Étalement de la production solaire et/ou thermique sur une fenêtre d'observation donnée
<i>jjmmaa</i>	Date (jour-mois-année)
<i>thermal</i>	Thermique

Lettres grecques	Signification
Δt	Pas de temps
ΔP	Variation de puissance
ΔE_j	Capacité de l'énergie à stockage
γ	Coefficient de température des modules
δ	Coefficient statisme

Unité de mesures	Signification
an	Année
C	Degré Celsius
g	Gramme
GW	Gigawatt
h	Heure

kg	kilogramme
kW	kilowatt
kWh	kilowatt heure
m	Mètre
MW	Mégawatt
MVA	Mégavolt Ampère
m ³	Mètre cube
L	Litre
USD	United States dollar (Dollar Américain)
Wc	Watt crête

Introduction générale

0.1 Accès à l'électricité en Afrique

Selon les données de la banque mondiale de 2019 [1], l'Afrique reste la région du monde avec le plus grand déficit d'accès à l'électricité comme illustré sur la **Figure 0-1**. On estime environ à 700 millions de personnes sans accès à l'électricité dans le monde dont plus de 500 millions se trouvent en Afrique sub-saharienne selon le rapport de l'Agence Internationale de l'Energie de 2021 [2].

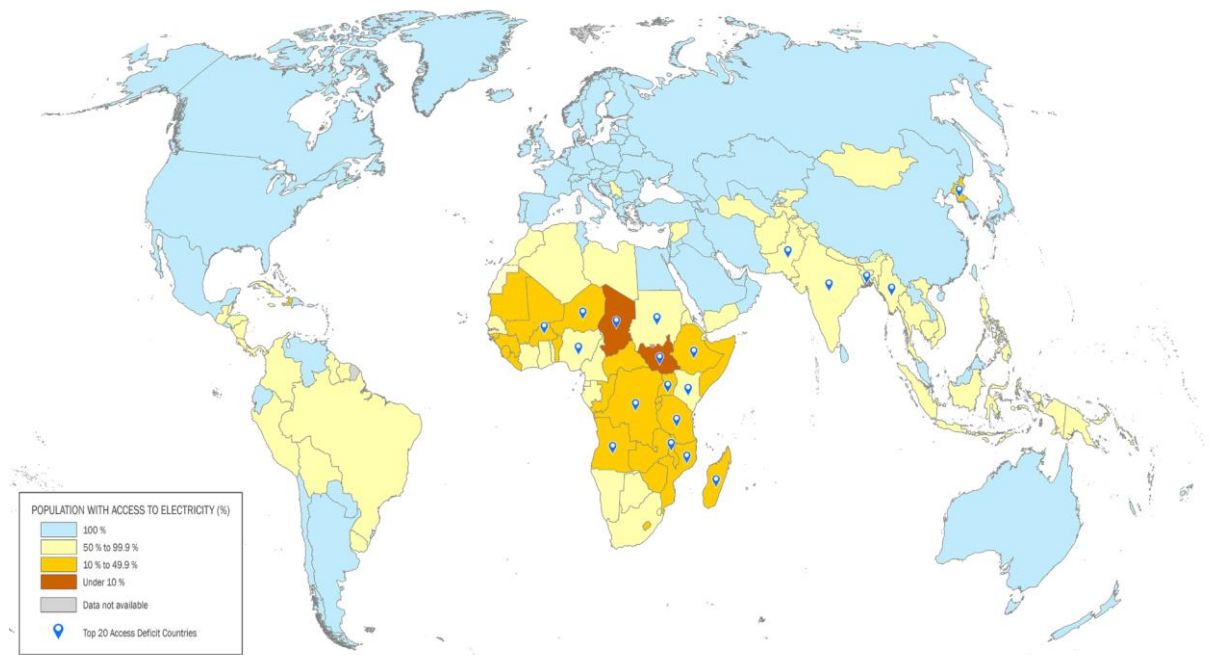


Figure 0-1. Part de la population ayant accès à l'électricité en 2019 [1]

Sur la **Figure 0-2**, on constate que la plupart des régions en Asie, en particulier l'Inde et les pays d'Asie du Sud-Est, sont sur la bonne voie pour atteindre un accès à l'électricité quasi universel d'ici l'horizon 2030. En revanche le taux d'accès à l'électricité en Afrique sub-saharienne sera de l'ordre 60 % à l'horizon 2030 pour un taux d'accès à l'électricité de 50 % en 2019.

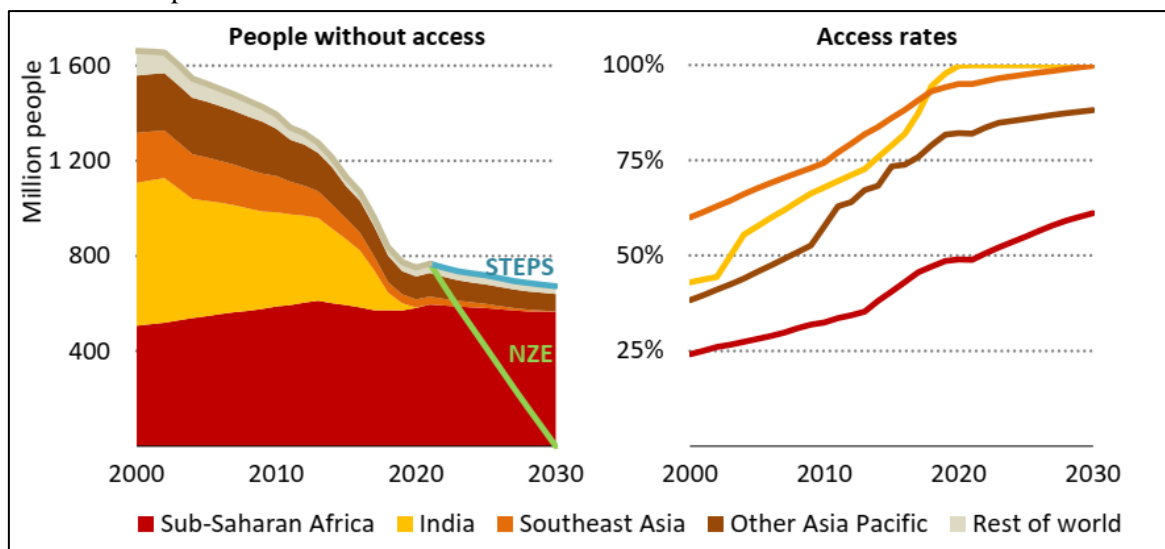


Figure 0-2. Population sans accès à l'électricité et taux d'accès par région dans les scénarios politiques déclarées (STEPS) pour l'horizon 2020-2030 [2]

Ce manque d'accès à l'électricité impacte négativement les activités économiques, la fourniture des services publics, la qualité de vie ainsi que l'adoption des nouvelles technologies dans divers secteurs tels que l'éducation et l'agriculture [3].

0.2 Aspects fiabilité et rentabilité de systèmes d'électrification

Outre le manque d'accès à l'électricité, le problème de la fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique se pose également. En effet, pour le cas particulier des États membres de la CEDEAO, les systèmes électriques se caractérisent généralement par une offre énergétique déficitaire vis-à-vis de la demande en énergie électrique, un réseau de transport faiblement maillé et un réseau de distribution peu entretenu. Cette situation a pour conséquence de rendre les systèmes électriques plus fragiles aux différents aléas (variation brusque de la demande, météo, erreurs humaines et/ou logiciels lors de la conduite du réseau).

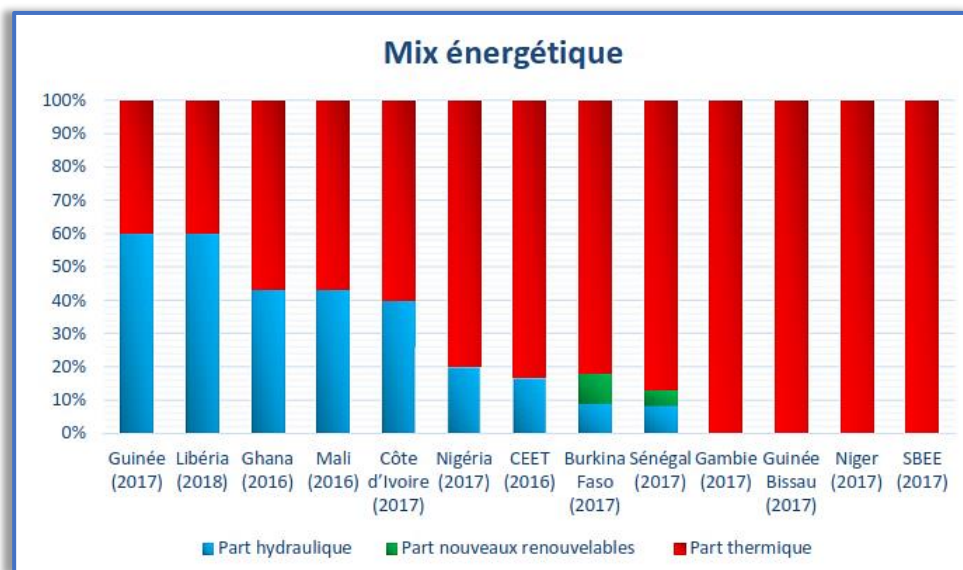


Figure 0-3. Mix énergétique de la zone CEDEAO entre 2016 et 2018 [4]

Cette fragilité des systèmes électriques conduit à des coupures fréquentes et prolongées d'énergie électrique, qui handicapent les activités économiques et les services sociaux de base (santé et éducation). Par ailleurs, en raison d'une prédominance des sources de production thermique dans le mix énergétique (*Figure 0-3*), ainsi que des taux élevés des pertes techniques et non-techniques (*Figure 0-4*) des réseaux de transport et de distribution, les systèmes électriques de ces États souffrent également de problème d'efficacité et de rentabilité [4].

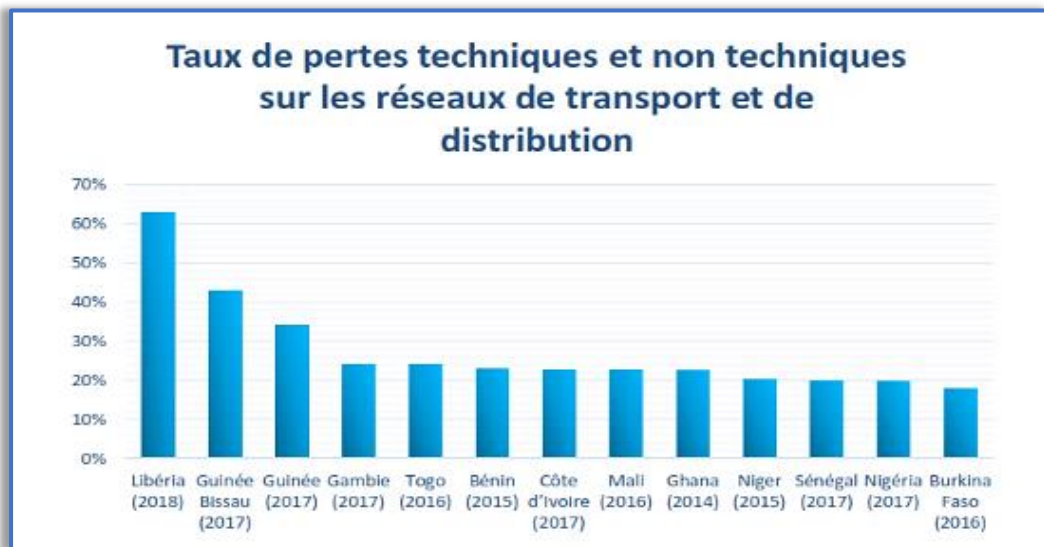


Figure 0-4. Pourcentage des pertes techniques et non-techniques des réseaux électriques (CEDEAO) [4]

0.3 Intégration sous-régionale des réseaux électriques

Pour faire face aux difficultés précitées, l'une des solutions adoptées par ces États consiste à l'intégration sous régionale des réseaux électriques en vue de renforcer leur sécurité d'approvisionnement en énergie électrique. À cet effet, les États membres de la CEDEAO ont décidé de mettre en commun leurs systèmes électriques, en décembre 1999, en créant un SYSTEME D'ÉCHANGES D'ÉNERGIE ELECTRIQUE OUEST AFRICAIN (EEEOA), comme illustrer sur la *Figure 0-5*.

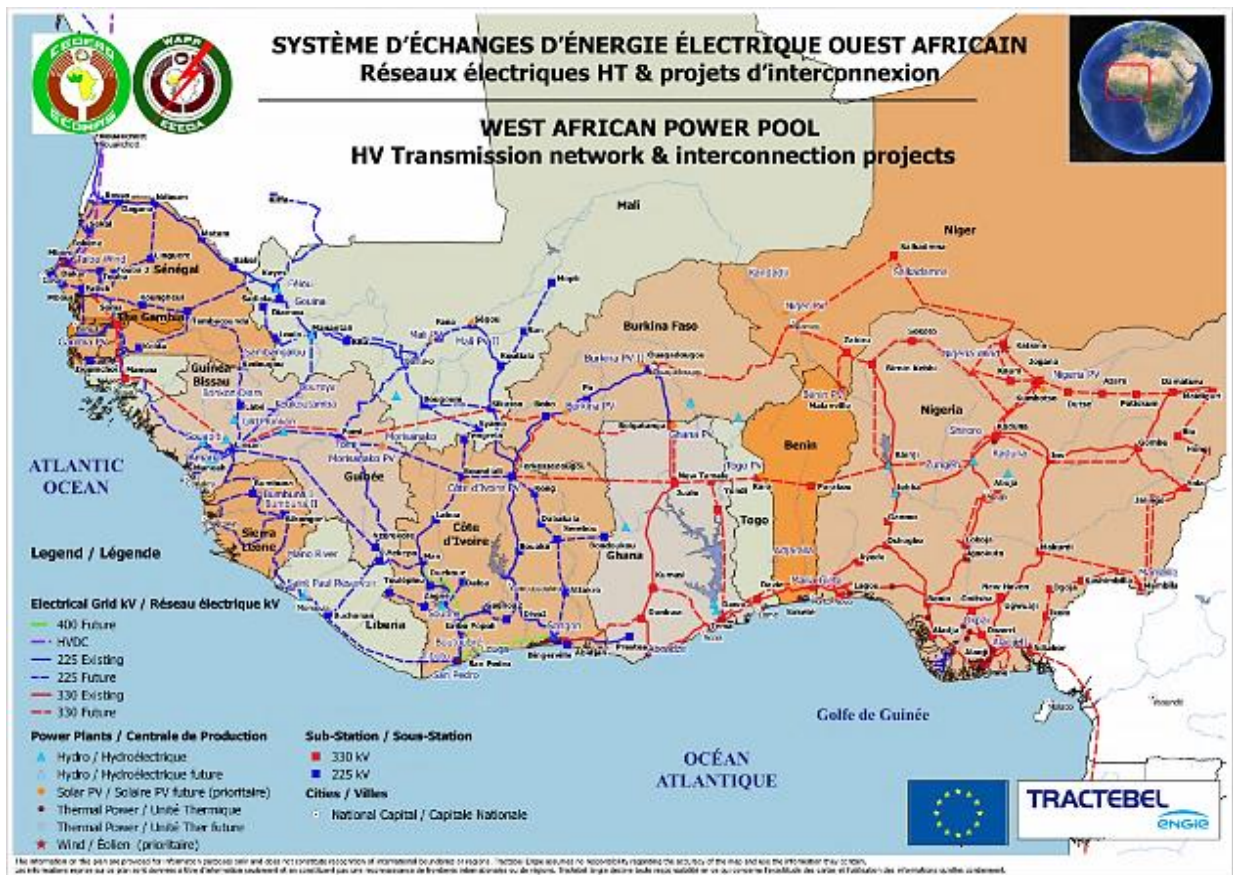


Figure 0-5. Système d'Échanges d'Énergie électrique Ouest Africain (EEEOA)

La vision de cette organisation [4] est d'« *Intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité en vue d'assurer, à moyen et long terme, un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à un coût compétitif pour les populations des États membres de la CEDEAO* » et dont la Mission est de « *Promouvoir et développer des infrastructures de production et de transport d'énergie électrique ainsi que d'assurer la coordination des échanges d'énergie électrique entre les États membres de la CEDEAO* ».

0.4 Hybridation des ressources et intérêt de la production distribuée d'Énergie

Afin d'accroître l'offre énergétique et le taux d'accès à l'électricité et contribuer également à limiter les effets néfastes du changement climatique, les pays de la zone CEDEAO intègrent de plus en plus les sources d'énergies renouvelables dans leur mix énergétique. Actuellement, les politiques énergétiques de ces États tendent à privilégier la construction de centrales photovoltaïques et éoliennes de grande taille (plusieurs dizaines de MWc) dans leur mix énergétique. Par exemple, en Afrique de l'Ouest (**Figure 0-6**) plusieurs centrales d'au moins 20 MWc ont été raccordées au réseau ces cinq dernières années et chaque pays a au moins un projet en cours d'implémentation [5].

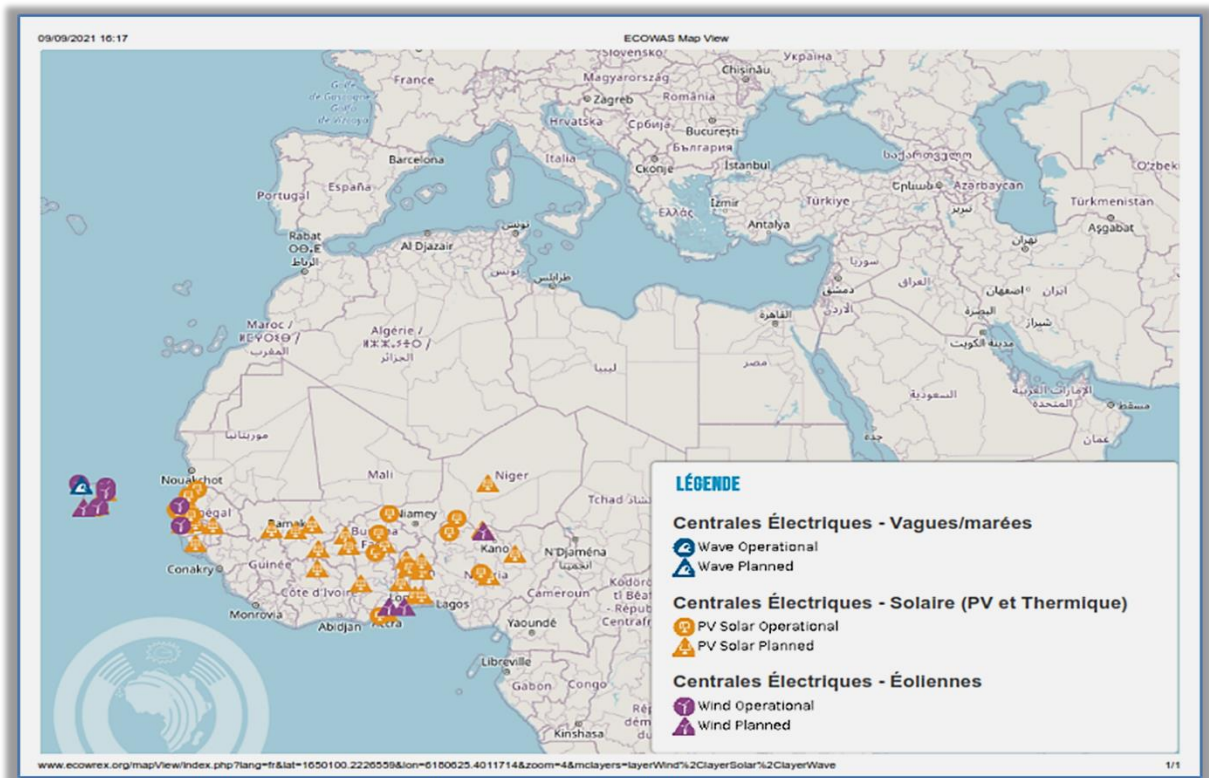


Figure 0-6. Centrales solaires PV, éoliennes et vagues/marées connectées au réseau (Source : ECOWREX)

Cependant, ces pays sont encore confrontés à plusieurs problématiques qui pourraient constituer un frein à l'efficacité des centrales PV. Il s'agit notamment de :

- l'instabilité de réseaux électriques ;
- le faible maillage et la faible capacité d'évacuation des réseaux ;
- des pertes techniques et non techniques élevées ;

- la gestion de l’intermittence en temps réel ;
- le fort taux d’empoussièrement et la disponibilité de l’eau pour le nettoyage pour le cas du PV.

Dans ce contexte, il pourrait être intéressant de considérer les bénéfices à gagner en rapprochant les moyens de production des consommateurs à travers le développement de la production distribuée d’énergie. De ce point de vue, la dispersion géographique des ressources renouvelables est plus favorable à la production distribuée qui peut être utilisée localement ou connectée de manière flexible au réseau. Le développement de la production distribuée jouera un rôle important dans le réseau du futur et permettra d’améliorer la disponibilité, la fiabilité et la qualité de la fourniture de l’énergie. Cependant, l’intégration des ressources énergétiques distribuées dans le réseau de distribution nécessite un dimensionnement optimal, un bon contrôle, la possibilité de prédire le comportement de ces ressources énergétiques et un emplacement optimal [6]–[8]. À cet effet, certains travaux effectués au sein du laboratoire GREAH et LabEREE, ayant porté sur l’analyse des impacts de la production photovoltaïque [9] sur les réseaux faiblement maillés comme celui du Burkina Faso ont permis de montrer l’intérêt d’un principe de modularité et de répartition spatiale du raccordement d’une centrale solaire PV de puissance de 20 MWc. D’après l’auteur [9], la répartition spatiale de 20 MWc en des centrales modulaires de 5 MWc donne un meilleur plan de tension en fonctionnement normal. Un autre aspect mis en évidence par l’étude est la réduction des pertes en ligne, qui varie non seulement avec la position de la centrale sur le réseau (cas d’une unité photovoltaïque centralisée) mais aussi en fonction de la modularité (répartition spatiale des centrales modulaires (*Figure 0-7*)).

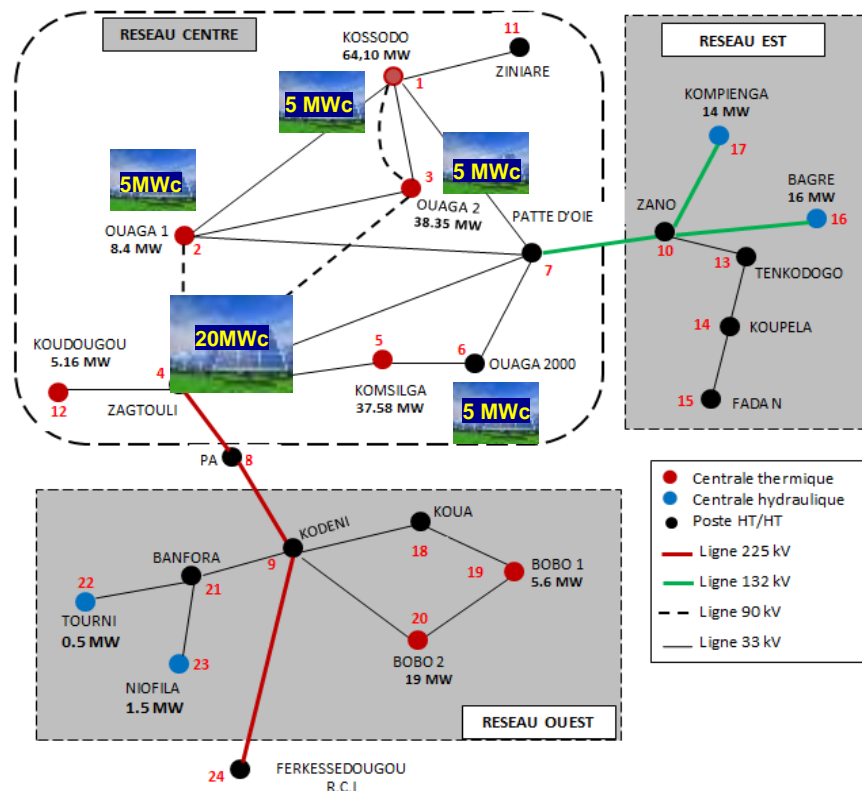


Figure 0-7. Étude d’impact d’intégration d’une centrale PV de 20 MWc sur le RNI du Burkina [9]

Au regard de ce qui précède, le potentiel des énergies renouvelables dans cette région (CEDEAO), bien réparti et élevé, comme le montre la *Figure 0-8* et le *Tableau 0-1*, pourrait être judicieusement utilisé comme système de production distribuée en mode micro-réseau pour l'électrification rurale, les applications industrielles et pour les systèmes connectés au réseau [5], [10].

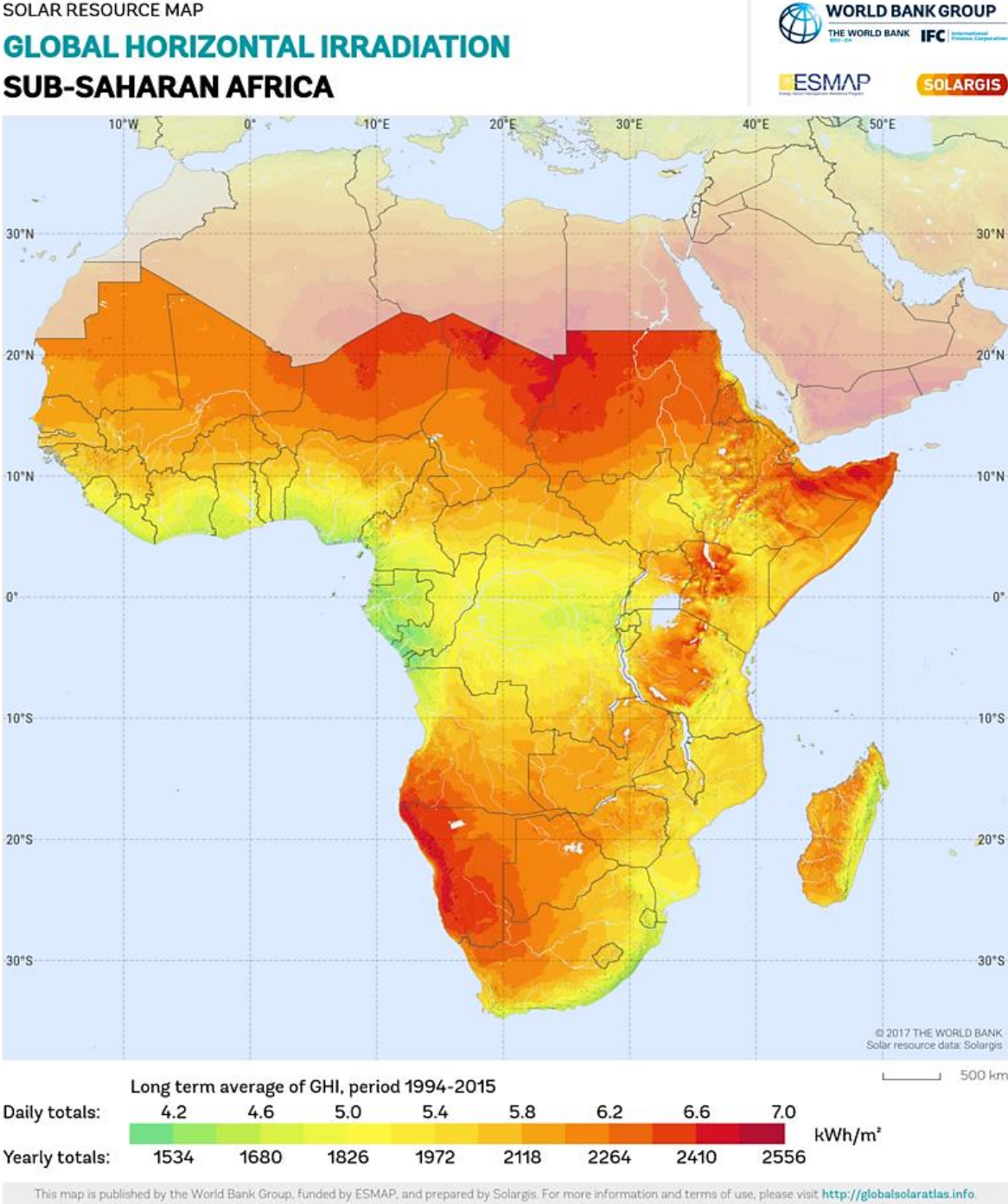


Figure 0-8. Potentiel d'Énergie solaire en Afrique sub-saharien (Banque mondiale)

Tableau 0-1. Classement indicatif des ressources en EnRs par pays de la CEDEAO [11]

Pays	<i>Energie éolienne</i>	<i>Energie solaire</i>	<i>Petite hydraulique</i>	<i>Biomasse</i>
Benin	10%	20%	50%	20%
Burkina Faso	0%	60%	30%	10%
Cap vert	90%	10%	0%	0%
Cote d'Ivoire	0%	10%	50%	40%
Gambie	60%	30%	0%	10%
Ghana	25%	35%	30%	10%
Guinee	0%	20%	50%	30%
Guinee Bissau	0%	20%	40%	40%
Liberia	0%	10%	50%	40%
Mali	10%	30%	30%	30%
Niger	30%	50%	0%	20%
Nigeria	10%	30%	30%	30%
Senegal	70%	10%	0%	20%
Sierra Leone	0%	10%	60%	30%
Togo	0%	30%	70%	0%

0.5 Orientation des travaux de thèse

Le contexte africain exige des approches nouvelles de systèmes d'électrification en particulier des solutions de production et gestion distribuée d'énergie afin d'améliorer le taux d'accès à l'électricité des populations particulièrement en zones rurales, mais aussi l'électrification des activités minières éloignées. Ces unités minières sont généralement situées hors des zones extensibles du réseau, de sorte que l'électricité pour l'ensemble de l'activité est fournie par un générateur thermoélectrique utilisant des moteurs Diesel. Cependant avec la baisse de coût des technologies des sources de production renouvelables telles que le solaire et l'éolien, la tendance actuelle consiste à combiner les solutions basées sur les énergies fossiles avec des énergies renouvelables pour un objectif d'économie de carburant et de durabilité. Ainsi, on observe tout particulièrement que les solutions hybrides PV/Diesel deviennent de plus en plus attractives du fait des effets de réduction des coûts d'approvisionnement couplés aux économies de carburant pour le site hors réseau. *C'est pourquoi, les présents travaux tout en se situant dans une perspective du développement de réseaux du futur dans un contexte de réseaux électriques faiblement maillés, ont pour but de rechercher des solutions optimisées et les mieux adaptées pour la production et la gestion d'énergie. À cet effet, une centrale hybride PV/Diesel ESSAKANE est utilisée comme référence pour une approche méthodologique de conception et de dimensionnement des centrales hybrides autonomes ou connectables au réseau électrique local ou national (faiblement maillé dans notre contexte). La **Figure 0-9** donne une vue globale de l'orientation de nos travaux.*

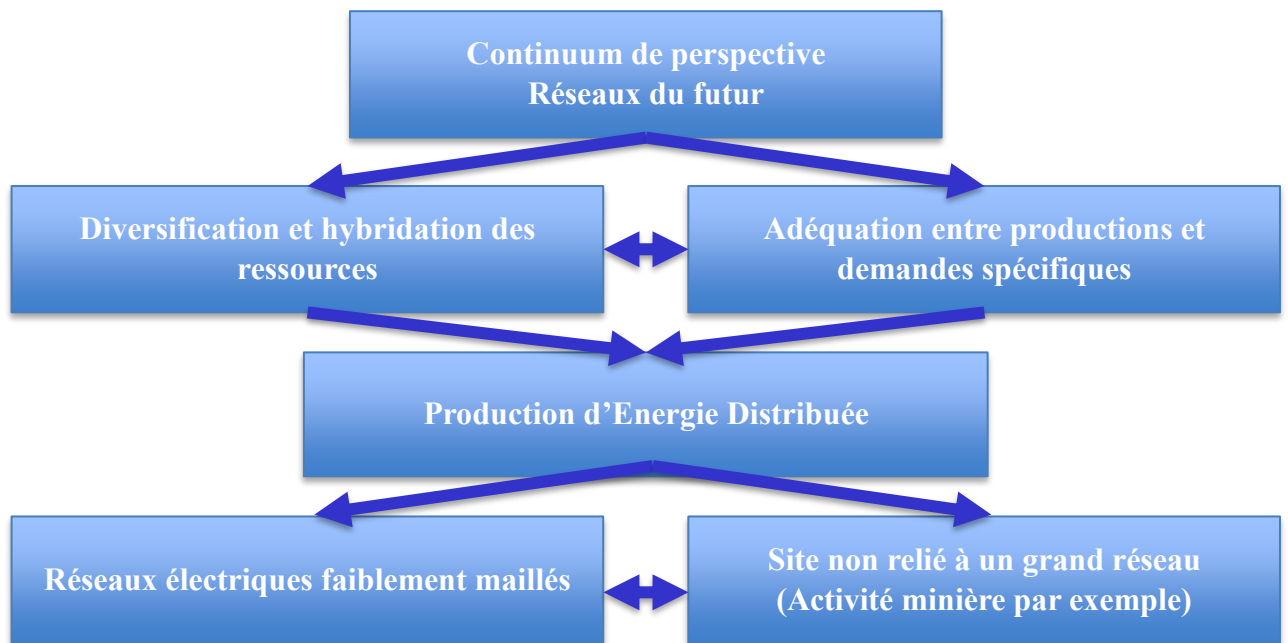


Figure 0-9. Vue globale d'orientation des travaux de thèse

0.6 Concept du micro-réseau et problématique

De façon générale la conception optimale des systèmes hybrides de production (intégrant des ressources énergétiques distribuées (RED)) nécessite un dimensionnement optimal des composants, un bon contrôle et la possibilité de prédire le comportement des ressources énergétiques. Dans la littérature, de nouvelles approches permettant une conception optimisée de la production distribuée se fondent de nos jours sur le concept de microgrid (MG). La **Figure 0-10** donne un exemple de structure d'un MG typique [12].

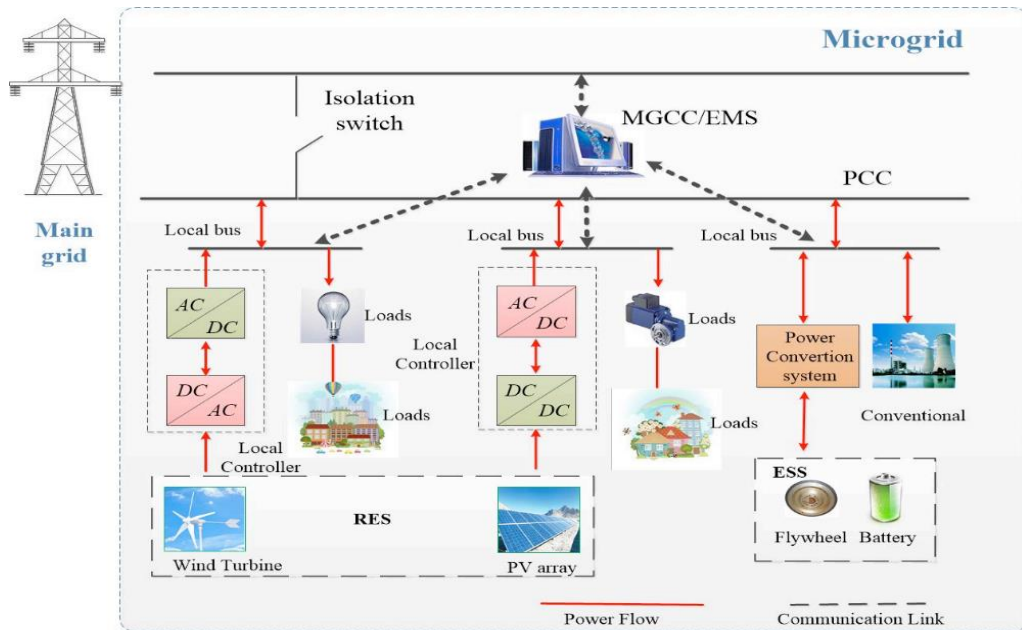


Figure 0-10. Exemple de structure d'un microgrid [12]

Le microgrid se définit [12]–[14], selon le DOE (US Department of Energy) et l'EPRI (Electric Power Research Institute), comme "un groupe de charges interconnectées et de ressources énergétiques distribuées dans des limites électriques clairement définies qui agit comme une seule entité contrôlable". Il peut être connecté ou déconnecté du réseau principal permettant ainsi un fonctionnement à la fois en mode connecté au réseau et en mode "îlotage". De cette façon, il en résulte un système énergétique se comportant avec plus de flexibilité et de fiabilité.

Cette thématique suscite beaucoup d'intérêt dans la littérature. Ainsi, l'auteur [15] propose une revue de la littérature donnant une vue d'ensemble et les tendances futures sur la question de l'optimisation du système de gestion de l'énergie dans les micro-réseaux îlotés. L'auteur [16] a proposé une méthode de gestion optimale du flux d'énergie pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau avec batteries, tandis que l'auteur [17] propose une analyse et une optimisation technico-économique pour le dimensionnement d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien. Dans [18], les auteurs proposent une méthodologie pour concevoir un micro-réseau multi-villages, notamment pour les communautés rurales avec comme champ d'application la région du sahel en Afrique de l'Ouest, cependant, l'aspect opérationnel n'est pas traité dans cette méthodologie. Dans [10], l'auteur développe une méthodologie de conception de la production décentralisée centrée sur l'utilisation de l'énergie photovoltaïque avec la région de Djibouti comme cas d'étude. Les principaux résultats obtenus sont destinés à être réutilisés par des pays structurellement voisins c'est-à-dire présentant le même contexte socio-énergétique. Cependant, l'aspect EMS et optimisation ne sont pas abordés. Pour résumer, les analyses faites à partir de la littérature révèlent que plusieurs aspects ne sont pas pris en compte lors de la conception de MG. Les aspects non suffisamment pris en compte peuvent se décliner comme suit :

- *L'impact de l'intermittence des sources renouvelables sur la rentabilité et disponibilité du système) ;*
- *Impact sur l'efficacité énergétique et la durée de vie des composants des situations transitoires (temps nuageux, défaut technique, changement de charge).*

Compte tenu de ce qui précède, notre problématique consiste au développement de nouvelles solutions de production et de gestion distribuée d'énergie qui tiennent compte de ces lacunes, avec comme perspective d'application le domaine industriel en particulier les industries minières.

0.7 Organisation de la thèse

Après cette introduction générale qui a mis en évidence le contexte de notre étude ainsi que notre problématique, les travaux de cette thèse s'organisent autour de quatre chapitres. Le premier chapitre rappelle les caractéristiques du réseau électrique et les solutions d'approvisionnement électrique des mines en Afrique. Le second chapitre décrit la modélisation comportementale et les interactions au sein d'un micro-réseau électrique de l'industrie minière. Le troisième chapitre présente les résultats d'analyse

de performance et les options d'amélioration de l'efficacité énergétique de la centrale hybride. Pour finir, le quatrième chapitre propose une nouvelle démarche d'aide à la conception et dimensionnement de centrale hybride PV/Diesel sur la base des conséquences d'interactions observées sur la centrale de référence.

Chapitre I : Caractéristiques du réseau électrique et solutions d’approvisionnement électrique des mines en Afrique

Introduction

Ce chapitre présente les caractéristiques du réseau électrique et les solutions d’approvisionnement électrique des mines en Afrique. Un focus sur le réseau électrique du Burkina Faso et une synthèse bibliographique sur les technologies des systèmes de production et principes de dimensionnement des centrales autonomes PV/Diesel sont effectués. Les approches de conception et des progiciels d’aide au dimensionnement sont également présentés.

I.1 Généralités sur les réseaux électriques faiblement maillés

I.1.1 Définition et caractéristiques générales

Le terme « réseaux électriques faiblement maillés » désigne généralement des réseaux électriques ayant une structure plus fragile que les grands réseaux interconnectés en raison de plusieurs facteurs tels que :

- en raison d’une faible rentabilité et un coût relativement élevé des infrastructures, le réseau est très peu dense et donc sujet à des ruptures d’approvisionnement en électricité en cas de pannes sur les lignes ou branchements [9], [19], [20] ;
- une inertie plus faible en raison d’un nombre limité d’installations de production connectées et donc une plus forte sensibilité aux fluctuations induites par les modes de production et de consommation. Cela conduit à une faible robustesse aux avaries et une moins bonne qualité de l’électricité disponible comparativement aux grands réseaux [20].

I.1.2 Structures, mode de production et de gestion d’énergie

On rencontre généralement deux types de structures : une structure centralisée et une structure décentralisée comme indiquée sur la **Figure I-1**.

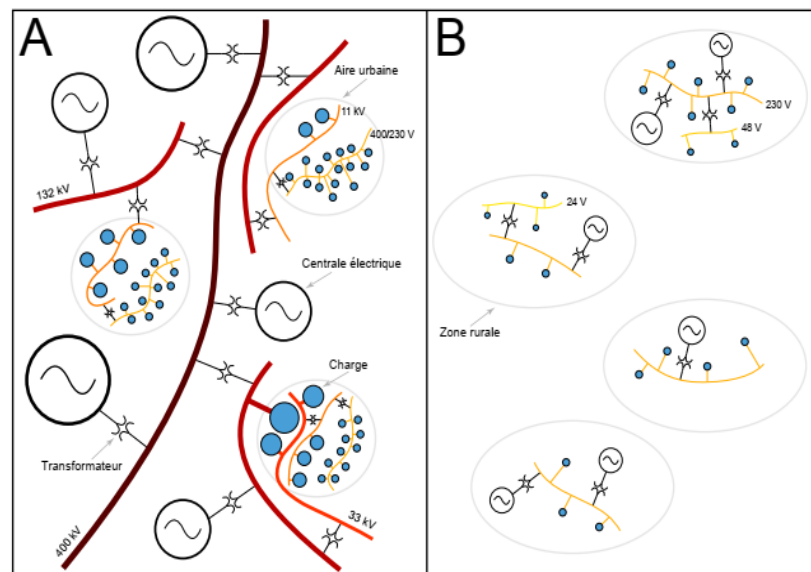


Figure I-1. Exemple de structure : A. Structure centralisée ; B. Structure décentralisée [10]

I.1.2.1 Structure centralisée : Production et gestion centralisée de l'énergie

Traditionnellement [21]–[25], les réseaux électriques sont conçus de manière verticale avec un flux de puissance qui s'écoule de façon unidirectionnelle suivant le schéma dit « du haut en bas » : Production-Transport-Distribution-consommation comme illustré sur la **Figure I-2**. Dans cette structure, l'électricité est produite au niveau des grands centres de production basée principalement à partir des sources de production pilotables ou modulable telles que : les centrales hydro-électriques, les centrales thermiques, elle est acheminée vers les centres de consommation via un réseau de transport généralement maillé et un réseau distribution radial arborescent. C'est cette structure qui prédomine dans les pays développés où la demande en énergie est très élevée en raison d'une forte agglomération de la population et des charges industrielles très importantes.

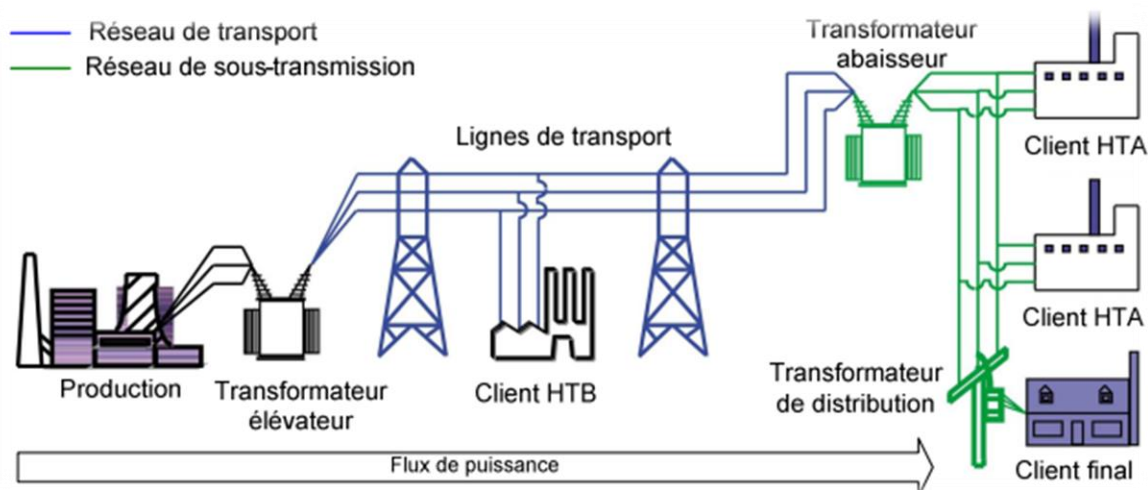


Figure I-2. Structure verticale du réseau électrique classique [21]

Cette structure présente des avantages technico-économiques notamment une fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique, en raison d'un très grand nombre d'installations de production connectées au réseau électrique et en raison d'une forte inertie issue de la contribution de plusieurs réseaux interconnectés. Deuxièmement, cette structure offre des économies d'échelle sur le coût de production en raison de la grande taille des installations de production et leur mutualisation sur les réseaux électriques interconnectés.

Dans cette structure la gestion d'énergie est faite de manière centralisée à partir d'un centre de conduite comme illustré sur la **Figure I-3**.

Un système de gestion de l'énergie **EMS (Energy Management System)** est utilisé par les opérateurs pour surveiller, contrôler et optimiser les performances de la production et du transport de l'énergie électrique.

Les objectifs assignés au système de gestion EMS sont multiples, notamment :

- **des objectifs primaires** qui consistent à assurer la sécurité et la stabilité du système électrique (maintien de la stabilité de la fréquence, respect des limites de transit de puissance, maintien de la stabilité de la tension) ;
- **des objectifs secondaires** qui consistent à assurer un dispatching économique en temps réel par le contrôle de la puissance active et réactive pour minimiser les pertes et les coûts ;

- **des objectifs tertiaires** qui consistent à assurer l'optimisation du système pour différents scénarios de fonctionnement en mode normal ou anormal (par exemple fonctionnement en situation N-1, planification de la maintenance de système de production et du transport).

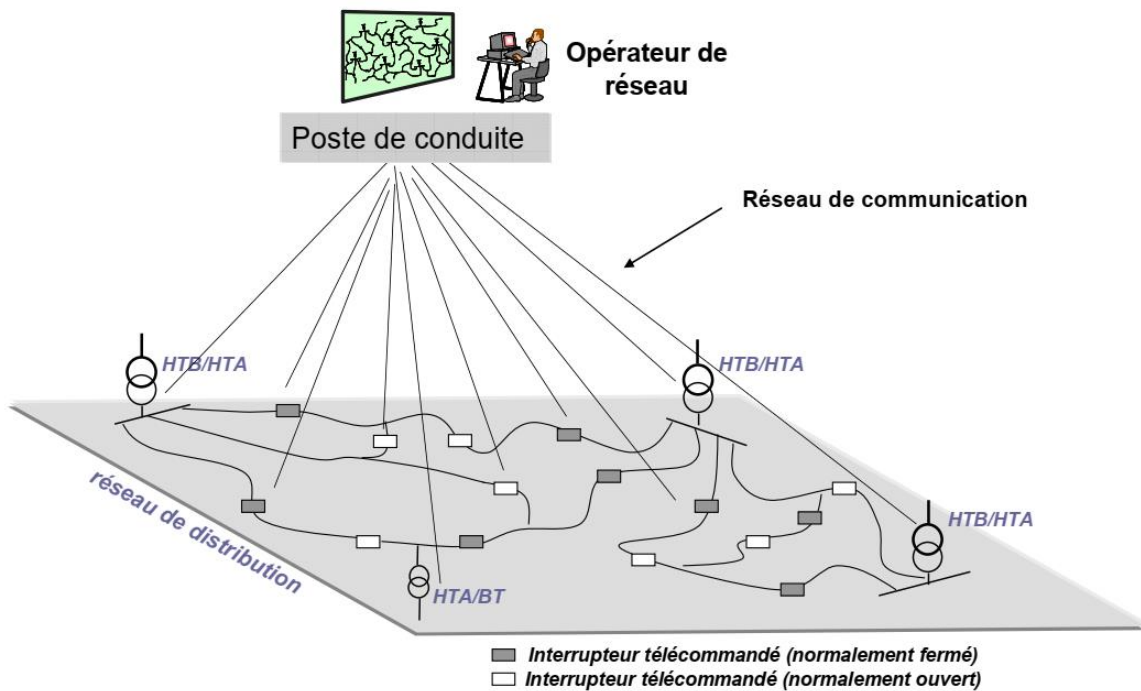


Figure I-3. Gestion centralisée des réseaux électriques [24]

La mise en œuvre de ce système de gestion d'énergie centralisé (EMS) nécessite des informations sur l'état du réseau électrique fournies à distance par un SCADA, qui effectue une surveillance en temps réel des paramètres du réseau électrique et une acquisition des données - réalisées grâce à des capteurs placés sur certains ouvrages du réseau. Les paramètres cibles sont principalement :

- **les transits de puissances actives et réactives**, qui sont mesurés sur les ouvrages électriques tels que les lignes aériennes, les câbles souterrains ainsi que sur les transformateurs. Les valeurs mesurées sont systématiquement comparées aux valeurs admissibles de chaque ouvrage afin de s'assurer que chaque ouvrage du réseau électrique soit exploité dans ses limites constructives ;
- **la tension** dont la mesure peut s'effectuer en chaque nœud du réseau. Les valeurs mesurées sont comparées aux valeurs contractuelles à respecter. En cas de non-respect aux valeurs contractuelles, des mesures de correction sont mises en œuvre pour ramener la tension dans la limite des valeurs contractuelles ;
- **la fréquence** dont la mesure s'effectue souvent en un point unique du réseau. Elle représente un indicateur de l'équilibre entre l'énergie produite et l'énergie consommée.

I.1.2.2 Structure décentralisée : Production et gestion décentralisée de l'énergie

De nos jours, on observe de plus en plus l'émergence d'une structure décentralisée [26]. Cet état de fait procède de deux facteurs. Le premier facteur est lié au fait que dans certains pays, le réseau électrique principal n'est pas à proximité de certains points de consommation ou n'est pas suffisamment fiable, d'où la mise en place des solutions d'électrification hors réseau comme indique sur la **Figure I-4**.

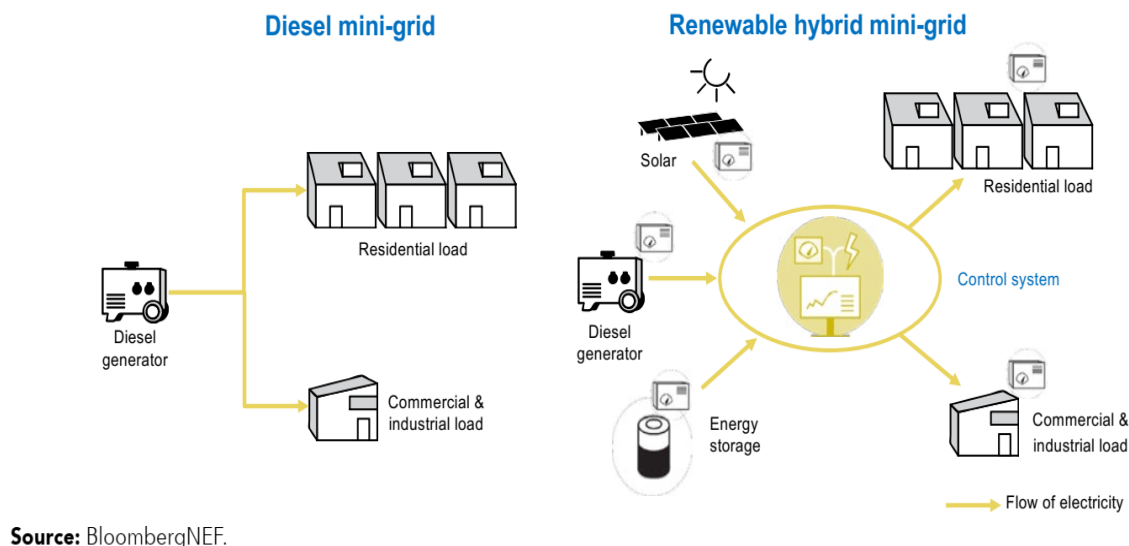


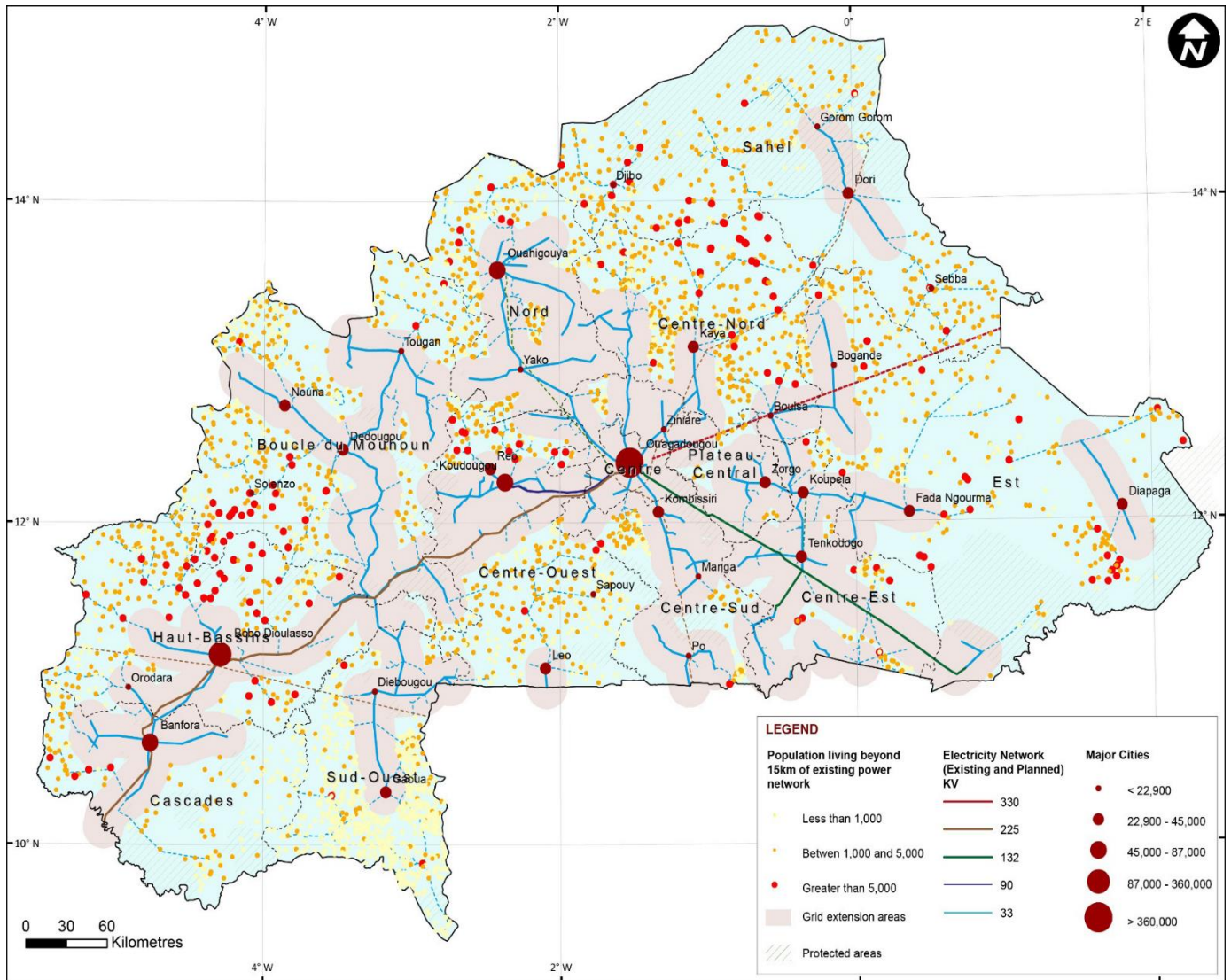
Figure I-4. Exemples de solution d'électrification hors réseau [26]

Le deuxième facteur est lié au changement en cours du paysage technologique pour la production d'électricité. En effet, selon l'auteur [27], « l'analyse technico-économique, reposant sur une évaluation du coût actualisé de l'électricité produite, était jusque récemment en général en faveur des technologies conventionnelles de production de l'électricité. Ces technologies conventionnelles sont d'autant moins coûteuses qu'elles sont utilisées pour produire pour un grand réseau, compte tenu des économies d'échelle qui y sont associées. Cependant, la baisse des coûts de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, notamment le solaire, change les données du problème ». Ainsi, à la faveur de cette baisse de coût des technologies et des politiques d'intégration des énergies renouvelables, on observe une arrivée massive de la production décentralisée sur les réseaux électriques dans plusieurs régions du monde Cette situation est en train de faire muter de la structure traditionnelle des réseaux électriques dite « centralisée » vers une nouvelle structure dite « décentralisée » ou « réseaux du futur ». Cette évolution du réseau électrique, fait l'objet d'études [28]–[30] : Étude des impacts sur la qualité de l'offre d'électricité, de la conception et du dimensionnement intégrant de nouvelles contraintes d'optimalité quant au service à rendre (SAR).

I.2 Caractéristiques du réseau électrique au Burkina Faso

I.2.1 Structure, gestion et état de couverture du réseau nationale du Burkina

Pays membre de la CEDEAO, le Burkina Faso, compte environs 8 600 localités réparties à travers les treize (13) régions du pays dont très peu sont électrifiées. Selon le rapport (ARSE, 2019), le réseau de distribution n'arrive que dans 790 localités uniquement.



Source : FDE¹

Figure I-5. Répartition des populations à plus de 15 km du RNI (2017)

Le réseau RNI est structuré suivant plusieurs niveaux de tension et la couverture électrique des localités électrifiées est partielle et alimente principalement les grandes agglomérations (ayant un nombre des populations supérieur à 22 900 habitants), comme on le voit sur la **Figure I-5**. L'évolution de la demande de pointe du RNI pour les dix dernières années montre une progression continue du besoin en énergie électrique en lien avec l'augmentation de la population et le développement économique du pays comme illustré sur la **Figure I-6**.

¹ FDE (Fonds de Développement de l'Électrification) - Burkina Faso

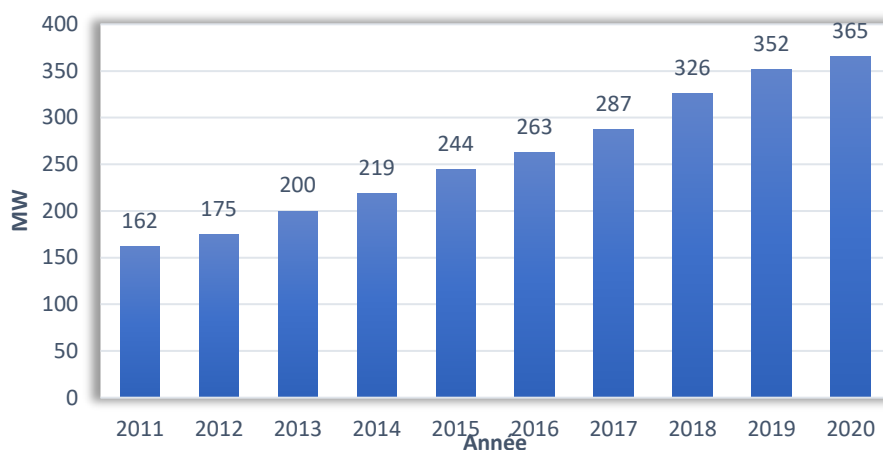


Figure I-6. Évolution de la pointe annuelle de la demande (RNI)

La gestion de l'énergie au sein du RNI est assurée à travers un service de conduite du réseau (SCR) qui est chargé d'assurer l'adéquation entre la production et la consommation et d'optimiser le fonctionnement du RNI pour une production à moindre coût (*Figure I-7*). Pour cela, le SCR met en œuvres les actions suivantes :

- appel de la puissance depuis les interconnexions (Ghana ou Cote d'Ivoire) ;
- effacement de la charge des gros consommateurs (industries raccordées au RNI) ;
- arrêt ou démarrage de groupes thermiques ou hydro-électriques suivant la puissance nécessaire ;
- éventuellement des délestages de consommateurs du réseau de distribution.

À titre d'exemple, la gestion de la pointe en 2019 a nécessité le délestage de 36 MW au niveau du réseau de distribution comme illustrer dans le *Tableau I-1*.

Tableau I-1. Gestion de la demande pointe (RNI) en 2019

Source	Puissance (MW)	%
Thermique	125	36%
Hydro-électricité	20	6%
Solaire	15	4%
Importation Cote d'Ivoire	89	25%
Importation Ghana	67	19%
Délestage	36	10%
TOTAL	352	100%

Source : Rapport ARSE², 2019

² https://www.arse.bf/IMG/pdf/rapport_arse_2019.pdf

I.2.2 Qualité de la fourniture de l'énergie électrique par le RNI

Au Burkina Faso, l'offre d'électricité est soumise à des interruptions fréquentes. Selon le **Tableau I-2** donnant le bilan des interruptions pour l'année 2019 et 2020 du RNI, le Temps de Coupure Équivalent TCE(h) est évalué à 94 heures (soit environ 04 jours) en 2020 et 153 heures (soit environ 06 jours) en 2019, avec une quantité d'énergie non distribuée de 22 GWhs en 2020 contre 33 GWhs en 2019. Sur la base de ces données statistiques, on peut constater que le RNI souffre d'une mauvaise qualité de la fourniture avec un nombre d'interruptions élevés variant de 3326 en 2020 à 3663 en 2019 et un Temps Moyen de Coupure (TMC) de 59 minutes en 2019 à 61 minutes en 2020. Néanmoins, on note que le nombre de délestages a considérablement baissé de 78% passant de 228 en 2019 à 50 en 2020.

Tableau I-2. Synthèse des interruptions du RNI en 2019 et 2020

INTERRUPTIONS		2019	2020
Incidents	Nombre	2779	2459
	TMC (mn)	36	46
	END (MWh)	26 150	17 699
Travaux	Nombre	656	817
	TMC (mn)	89	88
	END (MWh)	3832	4298
Délestages	Nombre	228	50
	TMC (mn)	50	26
	END (MWh)	3544	479
TOTAL	Nombre	3663	3326
	TMC (mn)	59	61
	END (MWh)	33 526	22 476
Temps de Coupure Équivalent TCE (h)		153	94

Source : Rapport SONABEL³ 2020

Avec :

TMC : Temps Moyen de Coupure

END : Energie Non Distribuée

TCE : Temps de Coupure Équivalent

³ SONABEL (Société nationale d'électricité du Burkina Faso)

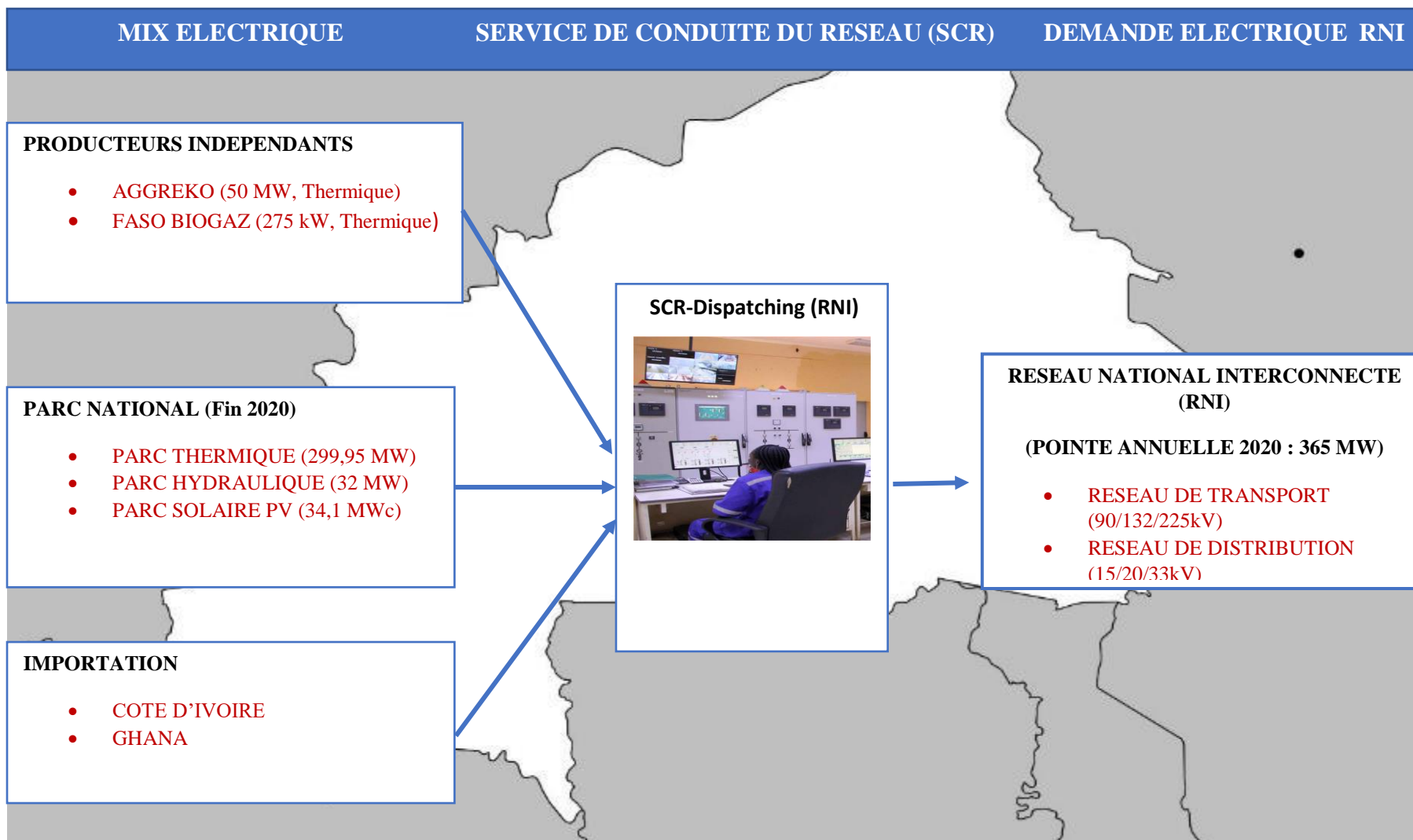


Figure I-7. Aperçu général du réseau national interconnecté (RNI) du Burkina (2020)

I.3 Les solutions d’approvisionnement électrique des mines en Afrique

I.3.1 Généralités sur l’approvisionnement électriques des mines

Traditionnellement [31], [32] les mines s’approvisionnent en électricité sur le réseau électrique en raison de la fiabilité et rentabilité de la fourniture de l’énergie électrique. Cependant, lorsque le réseau électrique est peu fiable, la demande insatisfaite ou en raison des coûts élevés de l’extension du réseau de transport et de distribution jusqu’aux sites miniers, les mines optent généralement de produire elles-mêmes leur électricité en mode d’auto-approvisionnement. En outre, il faut noter qu’entre le raccordement au réseau et l’auto-approvisionnement, il existe au moins six méthodes intermédiaires d’approvisionnement dont :

- *l’auto-approvisionnement et la responsabilité sociale des entreprises (RSE) ;*
- *l’auto-approvisionnement et la revente au réseau ;*
- *le raccordement au réseau et un système de secours en Auto-approvisionnement ;*
- *des mines vendant collectivement de l’électricité au réseau ;*
- *des mines investissant dans le réseau ;*
- *des mines soutenant un producteur d’électricité indépendant (IPP) en tant que grand client de référence.*

I.3.2 Intérêt de l’intégration des énergie renouvelables dans le système de production d’électricité des mines en Afrique

Selon [33], l’énergie est le deuxième poste le plus important en matière de coût d’exploitation des sociétés minières après celui de la main d’œuvre. Ces industries minières sont affectées généralement lorsqu’il y a hausse du prix de carburant et de l’électricité produite à base des hydrocarbures. Par exemple en 2015 en Afrique du Sud , une étude [32] a montré que les coûts d’exploitation des plus grandes sociétés minières ont augmenté de l’ordre 8% à 20% en raison de la hausse du prix de l’électricité vendue par Eskom⁴ ainsi que la hausse de prix des hydrocarbures.

C’est pourquoi, de nos jours, la tendance qui pousse à l’utilisation de sources d’énergie renouvelables dans la production d’électricité au sein des industries minières semble représenter une réelle opportunité pour ces sociétés de réduire le coût de production d’électricité, de diversifier l’approvisionnement énergétique et d’être moins affectées par la volatilité des prix du carburant et de réduire aussi leurs émissions de gaz à effet de serre [32]. Pour résumer, le **Tableau I-3** [34], recapitule les principales motivations des industries minières à intégrer des énergies renouvelables dans le système de production d’électricité.

⁴ Société d’électricité de l’Afrique du sud

Tableau I-3. Principales motivations de l'intégration du PV dans les micro-réseaux diesel [34]

Principales motivations de l'intégration du PV dans les micro-réseaux diesel	
Réduction du LCOE	
Réduction de la dépendance à l'approvisionnement en carburant	
Réduction des gaz à effet de serre et autres émissions atmosphériques	
Réduction de la pollution des eaux et des sols	
Réduction des émissions sonores	

Selon [33], la plupart des centrales solaires PV et éoliennes alimentant les mines en Afrique ont été ajoutées à des centrales électriques conventionnelles (généralement thermiques) autonomes. La **Figure I-8** donne un aperçu des projets d'intégration d'énergies renouvelables dans le système de production d'électricité des mines africaines.

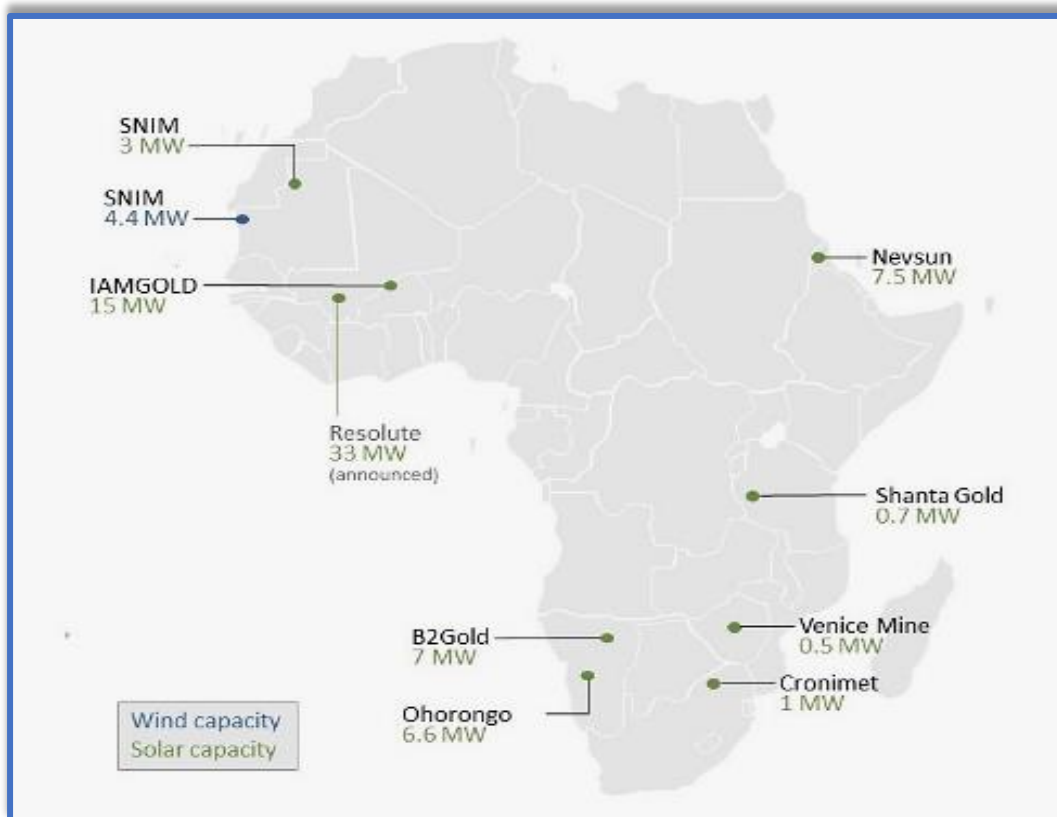


Figure I-8. Exemples des industries et mines intégrant du solaire PV ou éolien dans la production d'électricité [33]

I.3.3 Cas des mines au Burkina Faso

Au Burkina, le faible maillage du réseau et la mauvaise qualité de la fourniture ont conduit certaines industries minières énergivores à se doter de solution d'auto approvisionnement en énergie électrique. Comme on peut le constater sur la **Figure I-9**, plusieurs sites miniers sont exclus de la zone de couverture du RNI d'une part, et d'autre part les interruptions fréquentes de l'électricité ne sont pas compatibles avec le besoin de la continuité de service souvent exigée par ces industries. Les solutions généralement adoptées par les industries minières consistent à installer des centrales électriques de substitution constituées de groupes électrogènes dont l'installation et l'exploitation sont très coûteuses. En 2018, la société nationale d'électricité du Burkina (SONABEL) a fait le point des besoins en puissance électrique des industries minières non raccordées au réseau national interconnecté. Il ressort de ce point une forte demande en puissance électrique de l'ordre de 293 MW comme l'indique **Tableau I-4**.

Tableau I-4. Liste des industries minières n'ayant pas accès au RNI (2018)

MINES	PUISSANCE (MW)
KARMA/OR	5
BISSA GOLD/OR	17
PERKOA/ZINC	6
NIKA NOGBELE	19
BOMBORE/OR	30
MANKARGE/OR	10
BELAHOURO/OR	16
GUIRO/OR	5
TAPARKO/OR	15
POURA/OR	30
KIAKA/OR	50
KONKERA/OR	40
ESSAKANE	50
TOTAL MINES	293

Source : Ministère de l'énergie du Burkina (STRATÉGIE DANS LE DOMAINE DE L'ÉNERGIE 2019-2023)

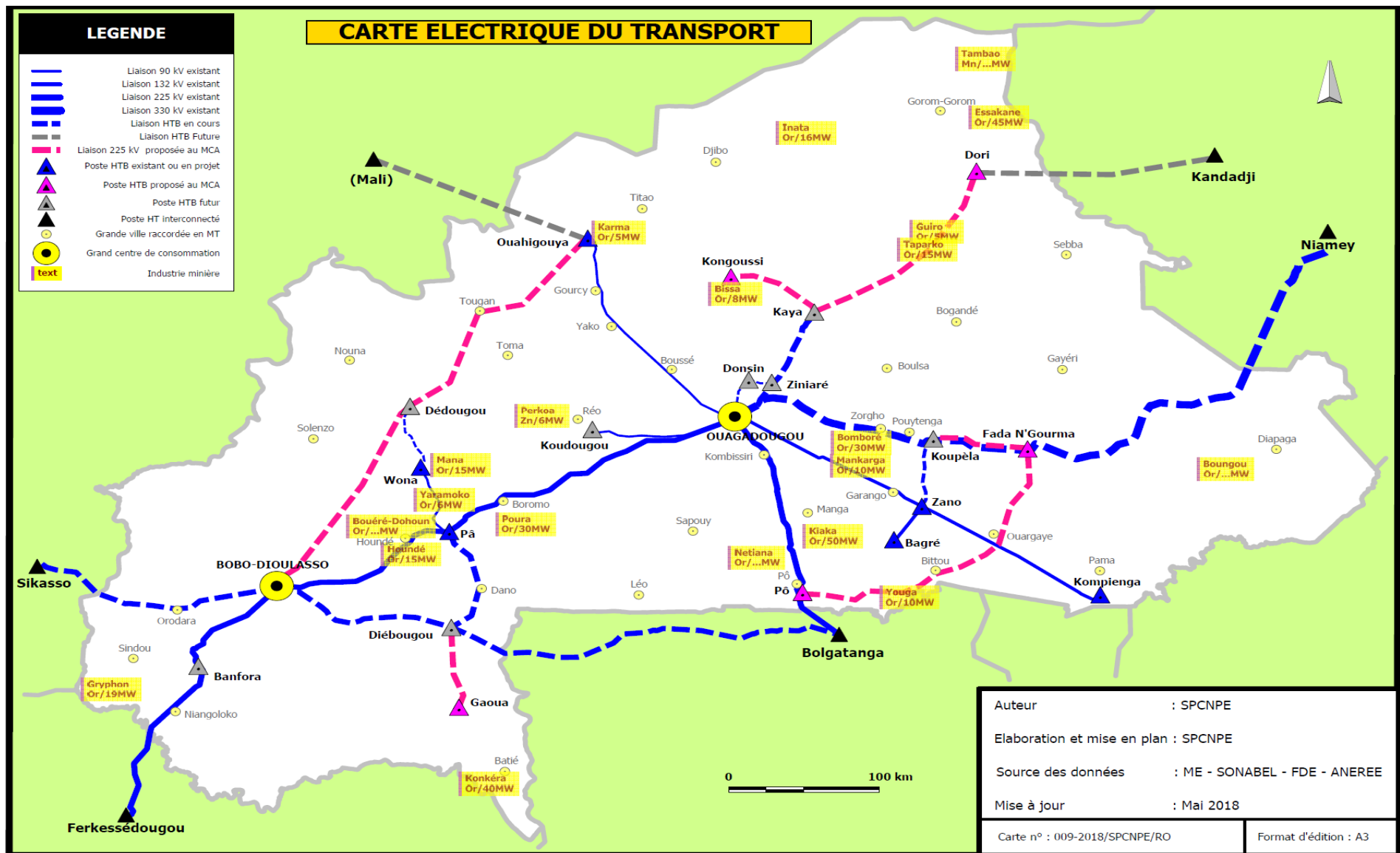


Figure I-9. Carte électrique du réseau transport vs industries minières au Burkina Faso (source : SPCNPE)

I.4. Technologies des systèmes de production et principes de dimensionnement des centrales autonomes PV/Diesel

I.4.1 Technologies des groupes électrogènes

Les technologies de groupes électrogènes consistent à des dispositifs autonomes capables de produire l'électricité à partir des combustibles fossiles. Leur utilisation est très répandue dans les pays en développement en raison de l'indisponibilité ou du manque de fiabilité du réseau [35]. Ils sont couramment utilisés comme source principale ou secours d'énergie électrique pour les industries minières. Les principales caractéristiques et avantages des technologies de groupes électrogènes sont [34] :

- Faibles coûts d'investissement – en raison de leur application et de leur fabrication généralisée ;
- Haute fiabilité – les moteurs Diesel sont des machines éprouvées et robustes, bien adaptées aux environnements de fonctionnement difficiles. L'entretien du moteur est basé sur les heures de fonctionnement et est donc assez prévisible ;
- Démarrage et chargement rapides - les moteurs Diesel peuvent être mis en ligne rapidement si nécessaire et nécessitent un temps de préchauffage minimal avant de pouvoir accepter la charge ;
- Bonne capacité de suivi de charge – les moteurs Diesel réagissent aux fluctuations de charge ;
- Installation rapide – les moteurs Diesel sont relativement faciles à installer.



Figure I-10. Exemple d'un groupe électrogène [36]

Deux technologies de groupe électrogène sont les plus utilisées aujourd'hui : le groupe électrogène à vitesse fixe et le groupe électrogène à vitesse variable.

- **Groupes électrogènes à vitesse fixe**

Les groupes électrogènes à vitesse fixe sont constitués principalement d'un moteur Diesel qui transforme par combustion interne l'énergie d'un combustible (fuel) en énergie mécanique. Le moteur entraîne une

génératrice généralement synchrone qui transforme en énergie électrique l'énergie mécanique produite par le moteur Diesel.

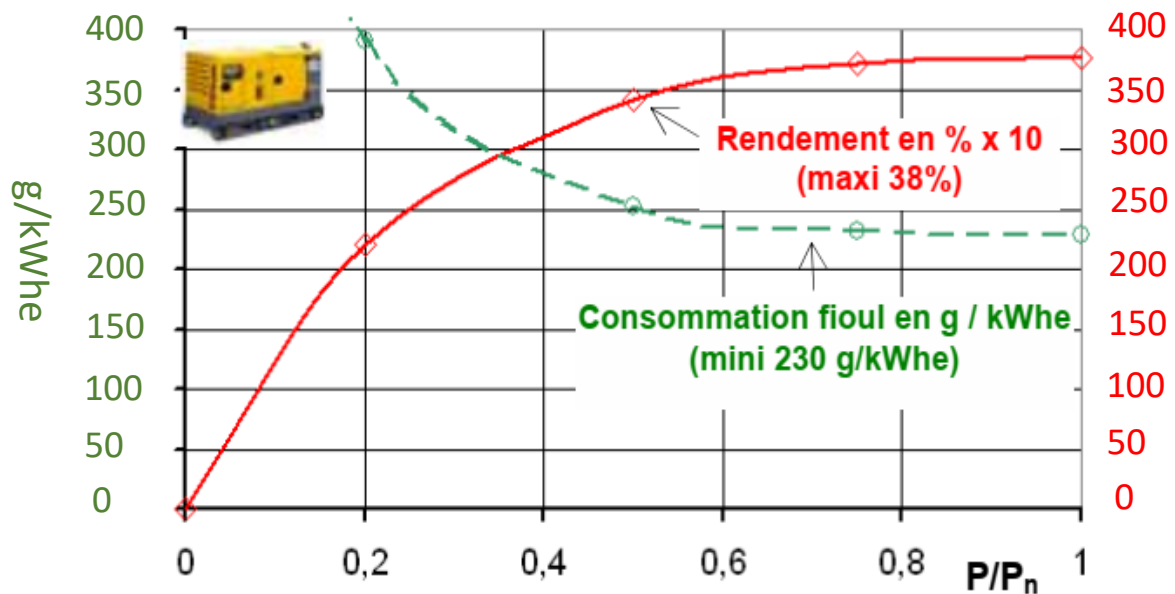


Figure I-11. Caractéristiques (rendement et consommation en fonction du taux de charge) d'un groupe électrogène Diesel [37]

Ils sont généralement conçus pour être utilisés à vitesse fixe avec un rendement qui dépend de leur régime de charge et qui est maximal au régime nominal. Selon l'auteur [37], le rendement (thermoélectrique) des groupes est compris entre 25% et 38%, (*Figure I-11*) dans la zone de fonctionnement optimal (au voisinage de la puissance nominale : typiquement entre 70 et 100% de P_n). Pour le fonctionnement à faible taux de charge (en dessous de 40% de la puissance nominale), une dégradation du rendement et une envolée des consommations spécifiques correspondantes sont généralement observées. Par conséquent, il n'est pas rentable que les groupes électrogènes à vitesse fixe travaillent au-dessous d'une charge minimale. La consommation de carburant d'un groupe électrogène en fonctionnement est définie soit par sa consommation horaire en [kg/h] ou [l/h] ou sa consommation spécifique rapportée à l'énergie rendue disponible électriquement en [g/kWh] ou [l/kWh]. D'après [34], [37], la caractéristique de la consommation horaire d'un groupe électrogène peut être considérée comme une fonction quasi-linéaire de la puissance débitée. Cela veut dire que la consommation horaire de carburant est d'autant plus élevée que la puissance débitée l'est aussi. Par contre la consommation spécifique en termes d'énergie est généralement non linéaire de la puissance débitée et augmente de manière exponentielle à faible charge. Sur la *Figure I-12*, des exemples des courbes de consommation horaire et spécifique d'un groupe électrogène de 365 kW sont illustrées. Selon [37] la consommation horaire C_h (en kg/h) d'un groupe électrogène fonctionnant à vitesse constante peut être modélisée par une loi affine de la forme :

$$C_h(t) \cong K * P(t) + C_{h0} * P_n \quad \text{Équation I-1}$$

ou K et C_{h0} représentent des constantes empiriques du groupe électrogène ; P_n représente la puissance nominale du groupe électrogène ; P représente la puissance générée par le générateur Diesel à un instant t donné.

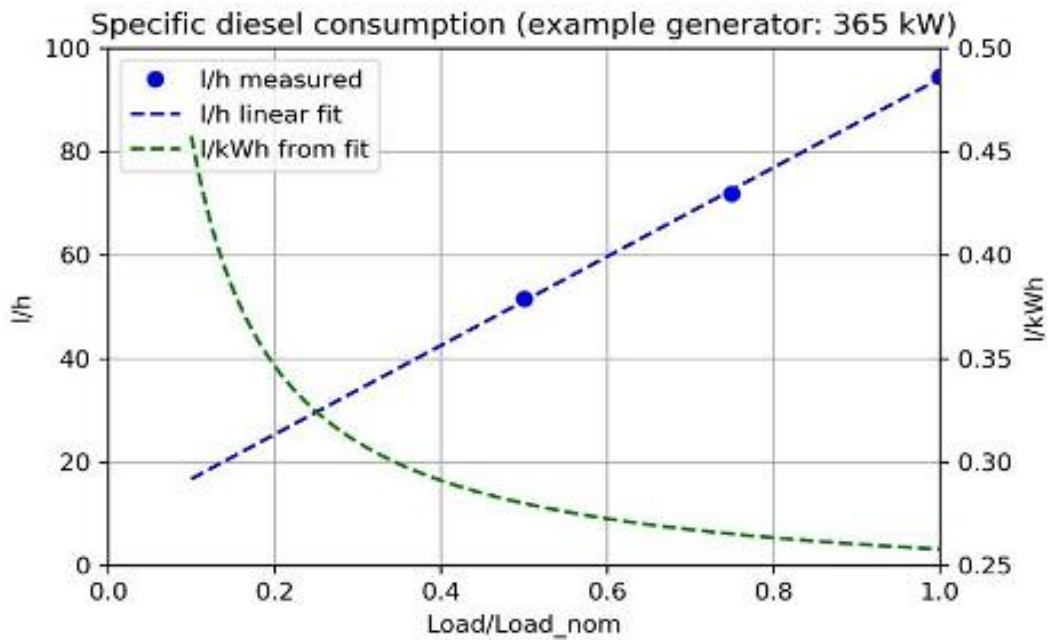


Figure I-12. Exemple de courbe de consommation d'un générateur Diesel de 365 kW [30]

- **Groupes électrogènes à vitesse variable**

Les groupes électrogènes fonctionnant à vitesse variable sont conçus sur la base de l'association d'un alternateur fonctionnant à puissance variable en fonction de la vitesse d'entraînement d'un moteur Diesel.

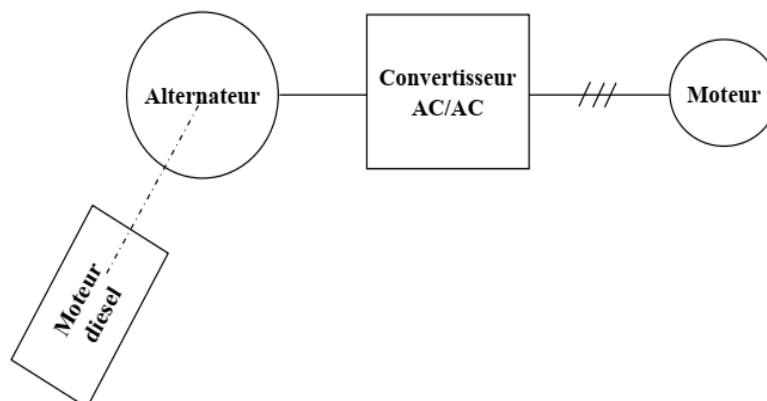


Figure I-13. Schéma synoptique d'un groupe électrogène à vitesse variable [38]

La fréquence variable des courants de l'alternateur est rendue fixe au point de livraison (couplage) au moyen d'une chaîne de convertisseurs statiques AC/DC suivi de DC/AC (*Figure I-13*) [38]. L'association du convertisseur statique à la machine électrique permet de fournir une énergie électrique à une fréquence donnée à partir d'un moteur Diesel fonctionnant à vitesse variable. Cette capacité de fonctionnement permet d'améliorer l'efficacité de la génération à charge partielle, la durée de vie et de diminuer l'intensité des émissions du CO₂ [39].

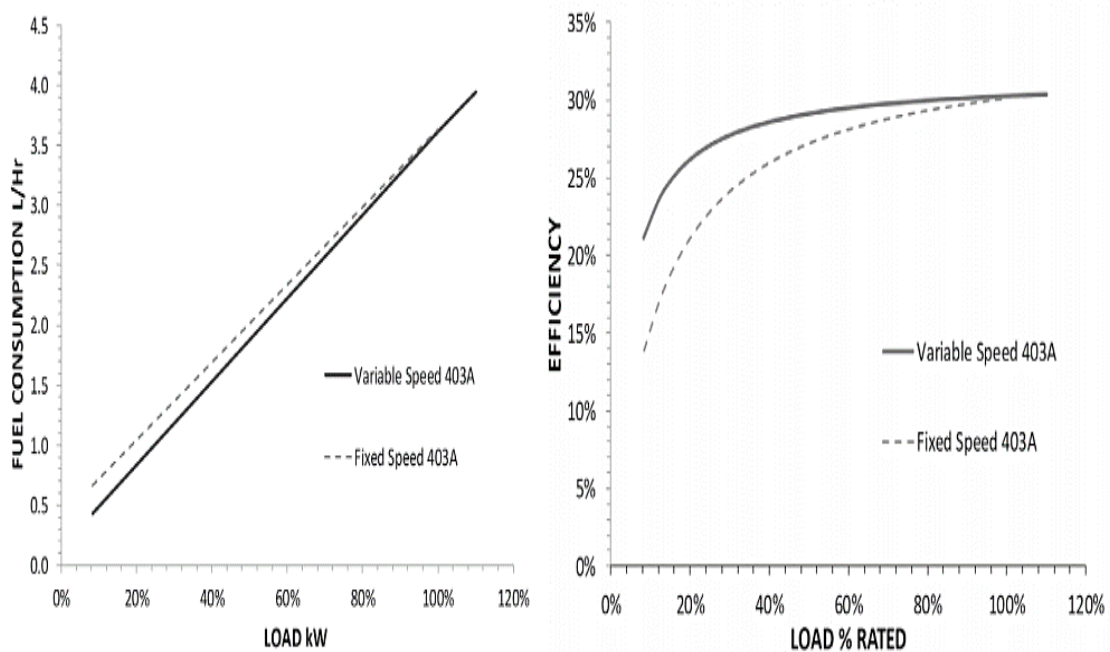


Figure I-14. Performances du générateur à vitesse fixe versus vitesse variable [39]

À ce propos, une étude expérimentale [39] a comparé les performances d'un groupe électrogène (Perkins 403A-15) fonctionnant sous deux régimes de fonctionnement : régime à vitesse fixe et régime à vitesse variable. L'étude a permis de mettre en évidence les résultats suivants : (i) à pleine charge, l'efficacité du moteur sous régime de fonctionnement vitesse fixe et variable est pratiquement la même, (ii) cependant, en charge partielle, des améliorations sur l'efficacité du moteur sous régime à vitesse variable se traduisent par un gain de plus de 5 points de rendement comme illustré sur la *Figure I-14*.

I.4.2 Systèmes solaires photovoltaïques

- **Chaîne de production de photovoltaïque**

Une chaîne de production photovoltaïque [9], [40]–[42] est constituée par une mise en cascade d'un générateur photovoltaïque convertissant directement le rayonnements solaire en courant continu (DC) , des convertisseurs de types DC/DC (élévateurs) et/ou DC/AC (onduleurs) choisis en fonction de configuration retenue pour la connexion du générateur PV au réseau . Ces convertisseurs intègrent souvent un système de contrôle appelé MPPT (Maximum Power Point Tracker) qui permet de récupérer le maximum de puissance disponible sur le générateur photovoltaïque. Un filtre d'harmonique est

généralement ajouté après l'onduleur pour réduire le taux harmonique injecté dans le réseau. Un transformateur élévateur est souvent utilisé comme interface entre le générateur photovoltaïque et le réseau afin d'adapter la tension de sortie de l'onduleur à celle du réseau et assurer en aussi une séparation galvanique.

Le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules en association mixte (série/parallèle). La mise en série des modules PV permet d'augmenter la tension totale du générateur PV et la mise en parallèle des modules permet d'augmenter le courant du générateur. Actuellement, les technologies de modules photovoltaïques à base de silicium occupent majoritairement le marché. Il s'agit du silicium monocristallin, polycristallin et amorphe en couche mince. Une synthèse de leur technique de fabrication ainsi que leur rendement est donnée par **Tableau I-5**. Le modèle de puissance d'un générateur photovoltaïque [42]–[44] est présenté par l'équation :

$$P_{PV}(t) = P_{PV_STC} * \left(\frac{G(t)}{G_{STC}}\right) * [1 - \gamma * (T_{module}(t) - T_{module_STC}(t))] \quad \text{Équation I-2}$$

où:

$P_{PV}(t)$: Puissance instantanée produite par le champ PV en W

P_{PV_STC} : Puissance crête du champ PV dans les conditions standard de test (STC). Les conditions STC suppose un rayonnement solaire de 1000 W/m², une température des modules de 25°C et une épaisseur du spectre atmosphérique égale à un 1,5 AM

$G(t)$: Rayonnement solaire global reçu dans le plan du champ PV en W/m²

G_{STC} : Rayonnement solaire dans les conditions STC en W/m²

γ : Coefficient de température des modules en % W/°C

$T_{module}(t)$: Température module PV en °C

T_{module_STC} : Température des modules PV dans les conditions STC en °C

Un exemple de structure de la chaîne de production photovoltaïque est donné par la **Figure I-15**.

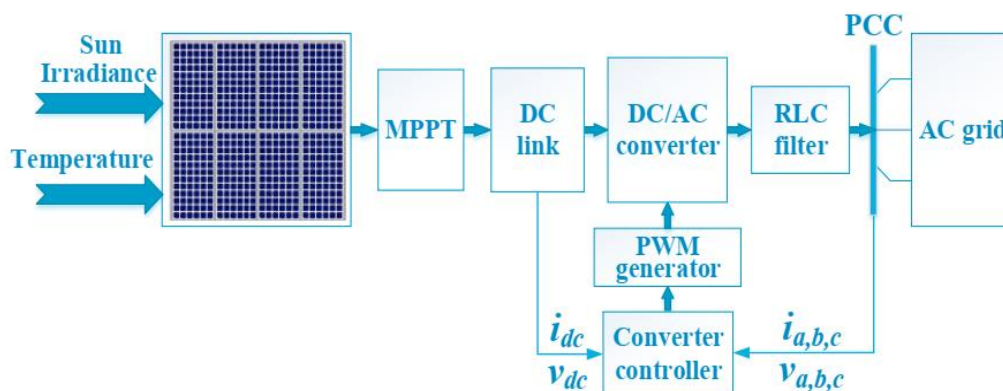

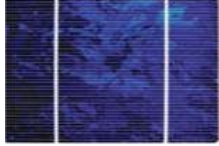



Figure I-15. Chaîne de production photovoltaïque [39]

Tableau I-5. Caractéristiques des différentes technologies de modules PV à base de silicium [42]

	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe en couche mince
Technologies			
Description	Le silicium utilisé pour cette technologie est d'une très grande pureté. Le silicium est fondu puis solidifié en un seul et grand cristal. Ce cristal est découpé en tranches pour la fabrication des cellules qui sont ensuite enveloppées dans du plastique ou du verre.	La pureté du matériau est moindre que pour le silicium monocristallin. Le refroidissement du silicium en fusion est effectué dans des creusets parallépipédiques à fond plat. Par cette technique, des cristaux orientés de manière irrégulière se forment.	Le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support.
Rendement maximal en laboratoire	25,6 %	20,8%	13,4%

- **Techniques d'extraction de la puissance maximale MPPT**

L'étude de la caractéristique puissance-tension $P(V)$ d'un générateur PV [9], montre que la puissance P augmente avec l'accroissement de la tension jusqu'à atteindre un certain point correspondant à la puissance maximale développée par le générateur sous des conditions d'éclairement et de températures données ; ce point est appelé Point de Puissance Maximale (PPM) ou Maximum Power Point (MPP) en anglais généralement adoptée par les fabricants de modules PV. Après ce point, la puissance développée par le générateur PV décroît avec l'augmentation de la tension jusqu'à atteindre la valeur zéro correspondant à la tension en circuit ouvert (V_{oc}). Il devient évident que si l'impédance de la charge connectée aux bornes du générateur PV n'est pas égal à l'impédance nécessaire permettant d'extraire la puissance maximale, le générateur PV sera alors sous exploité.

La littérature propose des solutions pour surmonter cette contrainte par la technique d'extraction de puissance maximale connue sous le nom de « Maximum Power Point Tracking (MPPT) ». Cette méthode consiste à faire usage d'un convertisseur statique muni d'une fonction de commande,

Figure I-17, dont le rôle est de faire fonctionner le générateur PV autour de sa puissance maximale malgré les variations des conditions climatiques et les variations éventuelles de la charge alimentée.

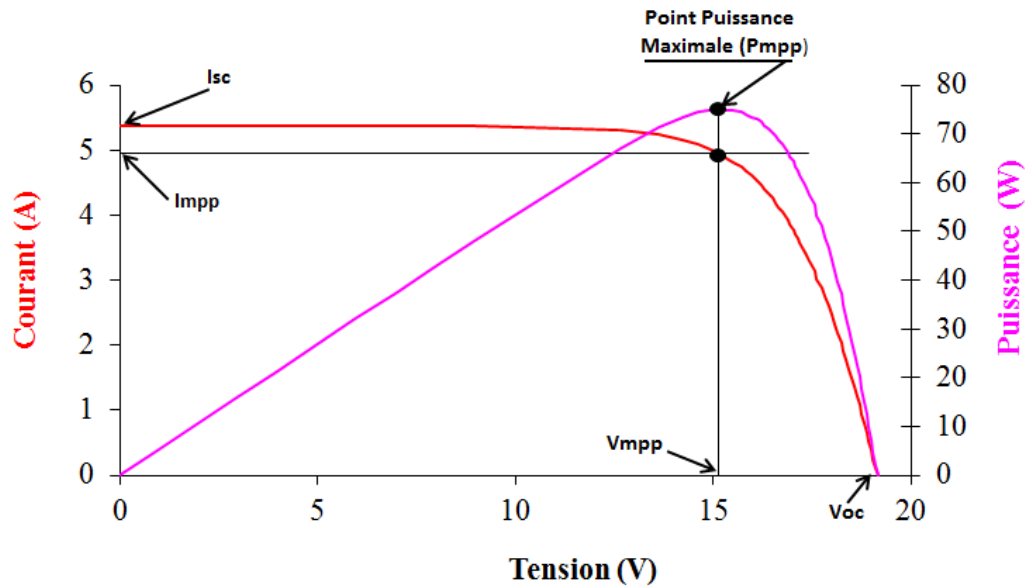


Figure I-16. Courbe de puissance d'un module PV [9]

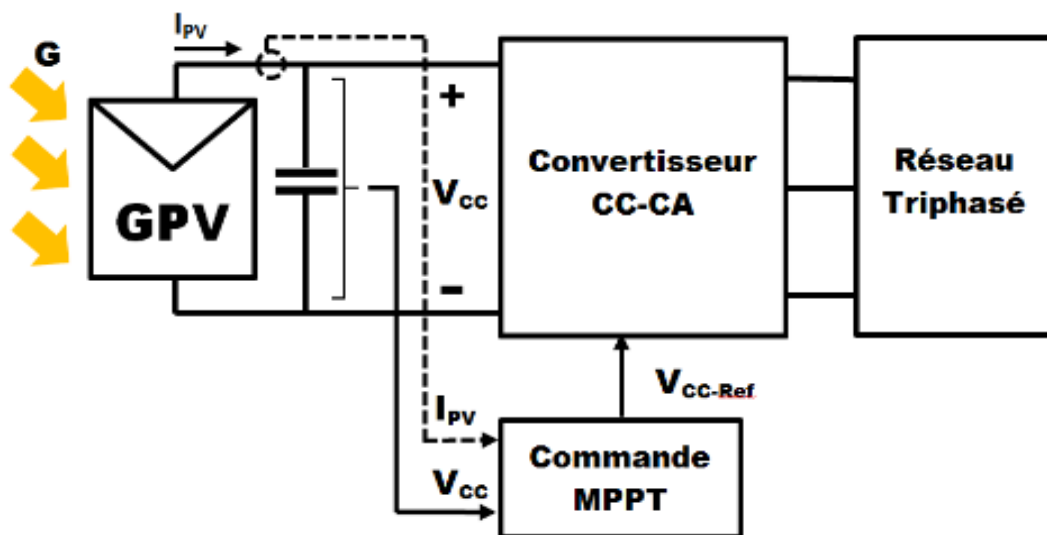


Figure I-17. Exemple de structure de la commande Maximum Power Point Tracking (MPPT) [9]

I.4.3 Systèmes de stockage d'énergie électrique

- **Définition et enjeux**

Le stockage d'électricité consiste à conserver de manière temporaire, le plus souvent après transformation, une certaine quantité d'énergie électrique afin de pouvoir l'utiliser plus tard. En effet, l'électricité ne pouvant être stockée directement, il est donc indispensable de la convertir sous d'autres formes afin de la stocker. Ce faisant, l'énergie électrique subit au moins deux transformations le plus

souvent : une première transformation consiste à convertir l'énergie électrique en une autre forme d'énergie, qui permet son stockage, et une deuxième transformation qui permet de procéder à l'opération inverse, c'est-à-dire la reconversion en électricité [45]–[47]. Aujourd'hui, le stockage d'électricité constitue un enjeu majeur de la transition énergétique au niveau mondial. En effet, les technologies de stockage de l'énergie électrique peuvent donner la possibilité d'intégrer de façon considérable la part des énergies renouvelables intermittentes telles que le solaire ou l'éolien dans un système production d'électricité en raison d'un apport supplémentaire de flexibilité aux systèmes de production d'électricité. Ceci est tout particulièrement intéressant pour les réseaux électriques faibles comme ceux des pays en voie de développement, ou le stockage pourrait procurer d'importants avantages aux réseaux électriques (**Figure I-18**), notamment pour les services auxiliaires (participation aux réglages de la fréquence et de la tension) et pour répondre aux pointes de demande résiduelle (c'est-à-dire, éviter les investissements en centrales de pointe). Il permet ainsi de palier à une offre et une demande souvent en inadéquation dans le temps [45], [48]–[50].



Figure I-18. Applications du stockage d'énergie [47]

Ce type de stockage est désigné dans la littérature comme stockage « stationnaire », et apparaît aujourd'hui comme une des conditions indispensables à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

- **Les différentes technologies du stockage d'énergie**

Il existe des nombreuses technologies de stockage de l'énergie. Une première classification [51] permet de dégager cinq grandes familles comme illustré sur la **Figure I-19** : (i) les technologies électriques (Condensateur et Supercondensateur), (ii) les technologies mécaniques (Stockage hydraulique, volant d'inertie, ...), (iii) les technologies thermiques (Thermique sensible et latente), (iv) les technologies électrochimiques (Batteries, hydrogène,) et les technologies magnétiques (magnétique supraconducteur).

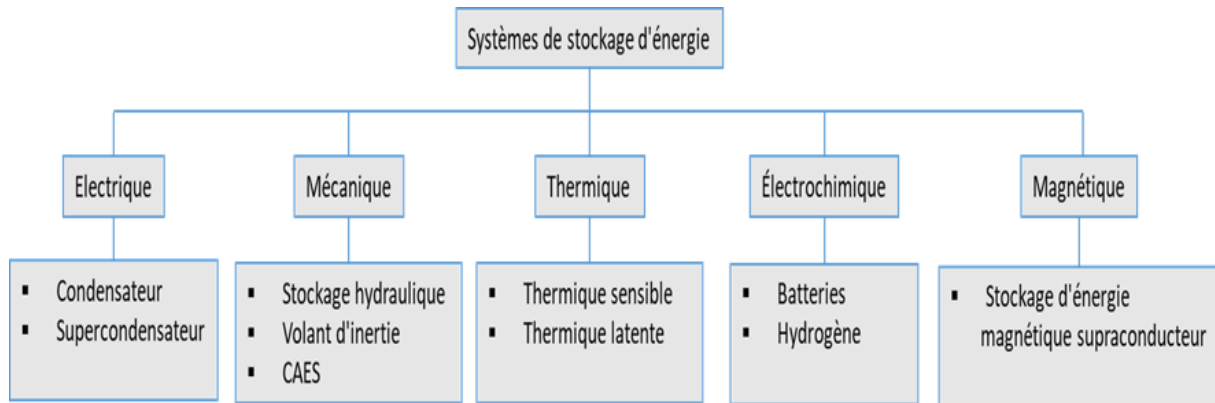


Figure I-19. Technologies des systèmes de stockage d'énergie [51]

Cependant , Il est intéressant de distinguer les technologies non pas par les principes physico-chimiques les régissant mais en s'appuyant sur des critères d'évaluation essentiels [22] à leur mise en pratique tels que :

- Densité énergétique ;
- Densité de puissance ;
- Pertes énergétiques (autodécharge) ;
- Rendement (Efficacité globale) ;
- Vieillessement (Durée de vie) ;
- Coûts (investissement) ;

Une synthèse de ces critères d'évaluation essentiels est donnée par le **Tableau I-6**.

Tableau I-6. Principales caractéristiques des technologies de stockage [51]

Technologies	Densité énergétique (Wh/kg)	Densité de puissance (W/kg)	Auto-décharge (par jour)	Durée de vie (année)	L'efficacité globale	Coût d'investissement (€/kW)	Avantages	Inconvénients
Supercondensateur	0,5-5	800- 23 500	20-40%	5-8	0,85-0,98	200-1000	Convient aux applications de qualité de l'alimentation, longue durée de vie, haute densité de puissance, haute efficacité	Faible densité d'énergie, composé toxique
Batteries au Nickel	100-140	50-1000	0,2-0,6%	10-20	0,6-0,73	200-750	Bonne puissance et densité énergétique	Toxique, nécessite un entretien, faible efficacité
Batteries au Plomb-acide	30-50	75-300	0,1-0,3%	5-10	0,70-0,90	50-150	Faible coût en capital, technologie mature	Faible efficacité, nécessite un entretien
Batteries au Lithium-Ion	160-200	150-315	0,1-0,3%	5-15	Jusqu'à 0,97	350-700	Haute efficacité, faible entretien	Vieillessement
Stockage par air comprimé (CAES)	-	-	Faible	20-40	0,70-0,90	400	Haute capacité, adapté à la génération et à l'écrêtage des pics	Nécessite un site spécial, influence négative sur l'environnement
Volant d'inertie	5-100	1000	Faible	15-20	0,93-0,95	3000-10 000	Durée de vie élevée, densité de puissance élevée, faible coût de maintenance	Faible densité d'énergie, coût d'investissement élevé
Stockage d'énergie Magnétique supraconducteur (SMES)	0,5-5	500-2000	10-15%	15-20	0,95-0,98	350	Haute densité de puissance	Faible densité d'énergie, champ magnétique fort.
Stockage hydraulique (STEP)	-	-	Négligeable	50-60	0,70-0,82	140-680 m pour 1000 MW	Haute capacité de stockage	Aspects environnementaux

I.4.4 Approches de conception des centrales autonomes destinées aux sites miniers

La conception des centrales autonomes destinées à la production électrique des sites miniers et industriels consiste traditionnellement à la conception des centrales thermiques à base de groupes électrogènes comme sources principales d'énergie électrique. Mais avec la baisse des prix des technologies de production à base des énergies renouvelables notamment le solaire photovoltaïque combiné avec les politiques de réduction des gaz à effet de serre, les industries minières intègrent de plus en plus des sources renouvelables dans le système de production d'électricité. Nous allons élucider plus particulièrement dans cette section les approches de conception des centrales thermiques et hybrides PV/Diesel autonomes en lien avec le choix de notre centrale de référence « la centrale PV/Diesel de la mine d'Essakane ».

1.4.4.1 Approches de conception de centrale thermique

En règle générale, la puissance totale de la centrale thermique électrique est choisie de manière à satisfaire la charge maximale qui se produit sur une année. Mais d'après la littérature [34], [35], [52], [53] on observe deux tendances en terme d'approches de conception de centrales thermiques autonomes :

- **Conception sur la base des groupes électrogènes de taille (puissance nominale) différente :**
Cette approche consiste à concevoir une centrale thermique avec des groupes électrogènes de puissances nominales différentes afin de faire correspondre au mieux la capacité de production à la demande électrique et d'éviter au maximum le fonctionnement à charge partielle des générateurs.
- **Conception sur la base des groupes électrogènes de même taille (puissance nominale) :**
Cette approche consiste à dimensionner une centrale avec des groupes électrogènes de même puissance nominale. L'avantage de cette approche réside dans le fait de disposer d'une meilleure flexibilité pour la planification des opérations de maintenance/réparation et une meilleure répartition des heures de fonctionnement entre générateurs. Cette configuration de dimensionnement du générateur permet aussi la mise en place de marges de réserve tournante beaucoup plus élevées offrant ainsi une meilleure flexibilité dans des conditions normales de fonctionnement. Un autre avantage de cette approche est la réduction de types de pièce de rechange. Cependant, un inconvénient majeur de cette approche est l'investissement supplémentaire en capital pour les moteurs, les tableaux de distribution, les commandes et les accessoires. Un autre inconvénient potentiel est une efficacité de fonctionnement globale réduite en raison de la correspondance limitée entre la demande électrique et la taille de l'ensemble de la centrale.

1.4.4.2 Approches classiques de dimensionnement de PV/Diesel

D'une manière générale, la conception et le dimensionnement optimal d'un système hybride et d'un système PV/Diesel en particulier, est un processus complexe car composé de plusieurs sous-systèmes de nature et de comportement dynamique très différents les uns des autres. D'après la littérature [54], deux approches de dimensionnement sont généralement utilisées, il s'agit de la conception systémique séquentielle et la conception simultanée comme illustré sur la **Figure I-20**.

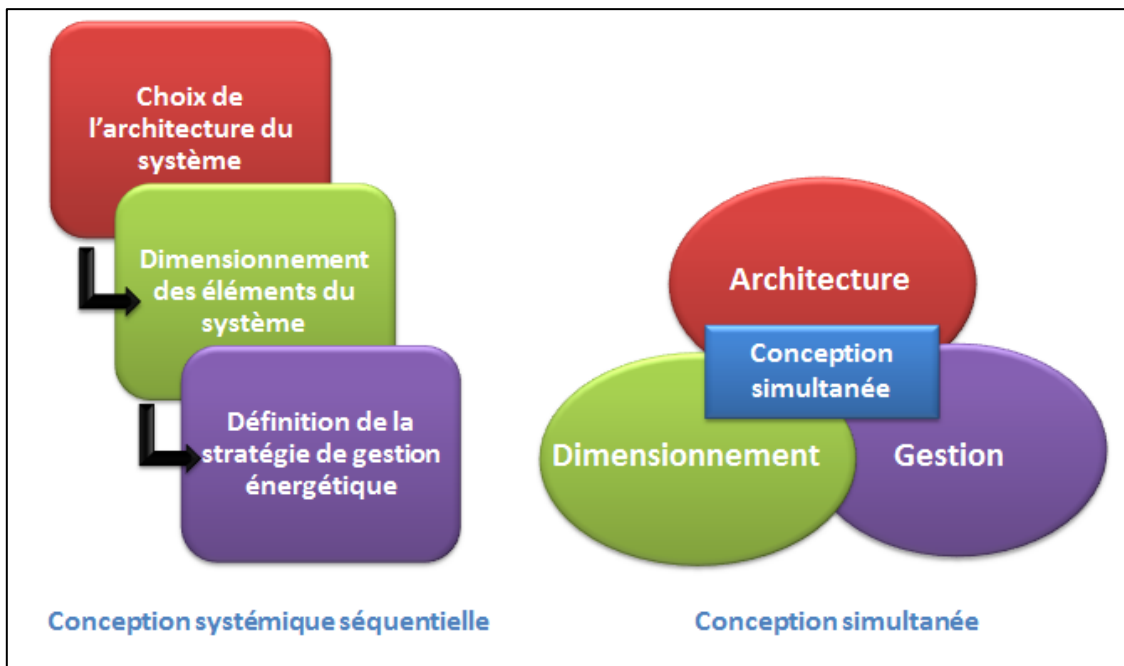


Figure I-20. Illustration des méthodes de conception des systèmes hybrides [54]

- **La conception systémique séquentielle** consiste à définir d'abord l'architecture du système, puis dimensionner et choisir les éléments qui le constituent et enfin à élaborer les processus de gestion d'énergie qui permettent d'assurer les exigences du cahier des charges. Cette approche devra aboutir à la fin du processus de conception à une option performante sur le plan technique mais aussi sur les plans économique et financier.

Pour le cas particulier d'un système PV/Diesel, une des démarches de dimensionnement consiste à prédéfinir le taux pénétration (ou ratio) solaire PV par rapport à la demande électrique en termes de puissance ou d'énergie suivant un niveau spécifique conformément aux exigences d'un cahier de charge. Dans la littérature [52], [53], [55], ce taux de pénétration des énergies renouvelables dans un système hybride peut être définie en termes de valeurs instantanées et/ou moyennes. Le taux de pénétration de puissance instantanée désigne le rapport entre la puissance de crête du PV et la puissance active de la charge. Le taux de pénétration moyen est défini par le rapport entre l'énergie produite le solaire PV et l'énergie totale consommée par la charge pour une période donnée (mensuelle ou annuelle). Le **Tableau I-7** propose une classification des systèmes hybride PV/Diesel suivant le niveau de pénétration en instantané (Puissance) ou moyen (Energie) de la production solaire PV.

Tableau I-7 Classification des systèmes hybride PV/Diesel suivant le taux de pénétration de la production solaire [55]

Niveau de pénétration	Taux de pénétration	
	Puissance instantanée	Energie (Moyenne mensuelle ou annuelle)
Faible	$PV < 50\% * P_{Charge}$	<20%
Moyen	$50\% * P_{Charge} < PV < 100\% * P_{Charge}$	20%-50%
Fort	$100\% P_{Charge} < PV < 400\% * P_{Charge}$	50%-150%

- **Conception simultanée** est une approche de conception qui mets au même niveau le processus du choix de l'architecture du système, de dimensionnement des composants et de la stratégie de gestion d'énergie, car la performance du système globale est fortement liée à ces trois éléments. Cette approche est souvent utilisée dans certains logiciels de conception comme HOMER-PRO (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewable).

1.4.4.3 Approches de conception par progiciels génériques

D'après [22], deux approches d'évaluation technico-économique sont utilisées par les progiciels génériques de conception en vue d'optimiser la conception d'un système hybride. Il s'agit de l'approche statistique/probabiliste et l'approche de type « série temporelle ». Dans l'approche statistique/probabiliste, des informations probabilistes sur les conditions météorologiques (éclairage solaire, vitesse de vent, etc.), les données de consommation généralement obtenues à partir de données historiques sont utilisées comme données d'entrée pour la simulation. Une telle approche présente l'avantage d'engendrer des temps de calcul réduits (le nombre de points de calcul étant réduit à l'ensemble des points nécessaires à la représentation de la courbe statistique). Alors que l'approche série temporelle utilise directement les données historiques avec l'inconvénient de présenter des temps de calcul plus longs selon le pas de temps et la durée de simulation souhaités.

Ainsi une synthèse plus détaillée de ces outils de conception de quelques se trouve dans les travaux [22], [56]. Sur la base de ces travaux le **Tableau I-8** propose un résumé des principales caractéristiques de quelques outils au regard des critères utilisés dans l'optimisation de systèmes hybrides conçus.

Tableau I-8. Synthèse de fonctionnalités d'un échantillon des outils d'aide à la conception [22]

Outils	Développeur (lien)	Capacités et fonctionnalités	Variables d'optimisation	Critères d'optimisation	Indicateurs des performances	Pas de temps	Durée de simulation
PV DesignPro	Maui Solar Energy Software Corporation (http://www.mauisolarsoftware.com/)	PV Design Pro est un logiciel permettant de simuler l'opération de systèmes photovoltaïques. Ces derniers peuvent être connectés au réseau électrique (sans stockage) ou appartenir à des sites isolés (stockage batteries possible)	N/A	N/A	- Coût de l'énergie - Temps de retour sur investissement - Taux de rendement	1h	1 an (fixe)
PVsyst	PVsyst SA (https://www.pvsyst.com/fr/telecharger-pvsyst/)	PVsyst est un logiciel permettant de simuler l'opération de systèmes photovoltaïques en sites isolés (stockage batteries possible)	- Inclinaison des panneaux PV - Positionnement et espacement Des panneaux PV	- Production énergétique PV annuelle - Production énergétique PV en hiver - Production énergétique PV en été	- Coût de l'énergie - Balance économique	1h	1 an (fixe)
EnergyPRO	EMD International A/S (https://www.emd-international.com/)	EnergyPRO est un logiciel dédié au design, à l'analyse et à l'optimisation technico-économique de systèmes énergétiques complexes.	- Stratégie de gestion	- Valeur nette actualisée	- Valeur nette actualisée - Taux de rendement	1 h à 1jour	1 an (fixe)
Hybrid2	NREL / Renewable Energy Research Laboratory (University of Massachusetts) (https://www.umass.edu/windenergy/research/topics/tools/software/hybrid2)	Hybrid2 est un outil d'analyse économique et de performances long terme d'une grande variété de systèmes énergétiques hybrides (multi-EnR ; stockage batteries)	N/A	N/A	- Temps de retour sur Investissement - Taux de rendement - Valeur nette actualisée - Coût de l'énergie - Valeur résiduelle des Composants (fin de vie)	1 s à 1 h	Quelques minutes à 1 an
Homer	National Renewable Energy Laboratory and HOMER Energy LLC (www.homerenergy.com)	HOMER est un logiciel dédié au design et à l'étude de systèmes énergétiques contenant un mix de productions renouvelables et conventionnelles et de moyens de stockage. HOMER est utilisé pour des applications sites isolés ou sites connectés réseaux	- Puissance du champ PV - Nombre d'éoliennes - Puissance du générateur Diesel - Nombre de batteries - Stratégie de gestion	-Coût net actualisé	- Coûts totaux d'investissement - Coûts totaux d'O&M - Coûts totaux de remplacement - Coût net actualisé - Coût actualisé de l'énergie - Valeur résiduelle des composants (fin de vie) - Coûts totaux des pénalités pour émissions de polluants	1h	1 an (fixe)
iHOGA	Université de Zaragoza (https://ihoga.unizar.es/)	iHOGA (Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) est un logiciel dédié à la simulation et à l'optimisation de systèmes énergétiques hybrides (multi-EnR) pour la production d'électricité et d'hydrogène	- Nombre de batteries - Nombre de modules PV	- Coût net actualisé - Taux de défaillance - Emissions de CO ₂	- Coût net actualisé - Coût actualisé de l'énergie	1h	1 an

I.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons rappelé le contexte technico économique des réseaux électriques en Afrique de l'ouest et plus particulièrement celui du Burkina Faso. La faible couverture géographique du territoire national par le réseau électrique a comme corollaire la fourniture d'électricité de mauvaise qualité et même son indisponibilité dans des zones reculées susceptibles d'accueillir une activité minière. La solution palliative développée par les sociétés minières consiste en une autoproduction d'électricité par des centrales autonomes. Les solutions classiques de construction d'unités de production avec des groupes électrogènes à combustion interne sont pénalisantes en termes de pollution et de production de gaz à effet de serre par l'usage d'énergie fossile. Il est aujourd'hui fait appel à une réduction de l'impact « carbone » en ayant recours à l'usage des énergies renouvelables, dont la ressource la plus disponible localement est le solaire. En termes technologiques il s'agit d'opérer une « hybridation » des centrales autonomes mettant à contribution (concurrence) une production thermique et une production photovoltaïque d'électricité pour un même service à rendre. Un travail bibliographique a été mené afin de rendre compte de l'état de l'art dans le domaine des centrales hybrides, assimilées à des micro réseaux électriques. Les approches de conception et des progiciels d'aide au dimensionnement ont été présentés.

Cette démarche générique d'hybridation des solutions d'électrification pose des problèmes de définition d'architectures candidates et de prise en compte de critères technico-économiques multiple pour rentabiliser les projets. À ce stade, le travail entrepris vise à rechercher des modèles de comportement à défaut des modèles de connaissance pour mieux analyser des scénarios d'interaction satisfaisant la demande électrique de l'activité minière. C'est le principal objet du chapitre suivant s'appuyant sur des données d'exploitation pluri annuelle de la centrale hybride de la mine d'or d'Essakane.

Chapitre II : Modélisation du comportement et interactions au sein d'un micro-réseau électrique de l'industrie minière

Introduction

Ce chapitre présente la modélisation du comportement et les interactions au sein d'un micro-réseau électrique de l'industrie minière. Il présente d'abord les éléments constitutifs de la centrale hybride PV/Diesel d'Essakane prise comme référence. Il s'en est suivi l'élaboration de modèles de comportement de consommation de carburant en lien avec les interactions au point de couplage électrique des générateurs thermiques et solaires ainsi que les charges. Pour finir, nous avons ensuite procédé à une évaluation de la pertinence de ces modèles.

II.1. Constitution architecturale et fonctionnement du Benchmark « centrale hybride autonome PV/Diesel Essakane »

II.1.1 Situation géographique et climatique de la centrale hybride PV/Diesel Essakane

La mine d'or Essakane se trouve au nord-est du Burkina Faso à environ 330 km de la capitale Ouagadougou (**Figure II-1**). Les coordonnées géographiques de la mine sont définies comme suit : Latitude $14^{\circ} 22' 59''$ N et Longitude $0^{\circ} 4' 34''$ E.



Figure II-1. Situation géographique du site minier Essakane

Il s'agit d'une zone non couverte par le réseau national interconnecté (RNI) du Burkina comme on peut l'observer sur la **Figure I-9**. C'est pourquoi la mine s'est dotée de solution d'auto-approvisionnement sur la base d'une centrale thermique qui a été hybridée avec du solaire PV par la suite. Le climat de la zone (Dori) se caractérise par une température moyenne annuelle de 29°C . D'autre part, les précipitations sont concentrées sur la période de **mai-juin-juillet-août-septembre** avec une forte incidence pour le mois d'août.

II.1.2 Caractérisation du profil de charge de la mine

Les principales activités de la mine consistent principalement à l'extraction, le traitement et la production de l'or à partir d'un minerai. Le **Tableau II-1** fait la synthèse des principales zones de consommation électrique de la mine.

Tableau II-1. Zones de consommation de la mine

Les zones de consommation de la mine	Récepteurs de la mine
Usine	Tanche A : 2 Broyeurs de 7MW
	Auxiliaires tranche A de l'usine
	Tanche B : 2 Broyeurs de 7MW
	Auxiliaires tranche B de l'usine
Carrière	Concasseur
Administration	Départ administration
Camp base vie	Départ Camp base vie

L'analyse des données de la consommation électrique et des entretiens avec les exploitants de la centrale hybride nous ont permis de retenir les caractéristiques suivantes pour la charge de la mine :

- L'usine composée de 04 broyeurs d'une puissance de 7 MW chacun et ses auxiliaires représente 90% de la consommation totale et fonctionne 24h sur 24.

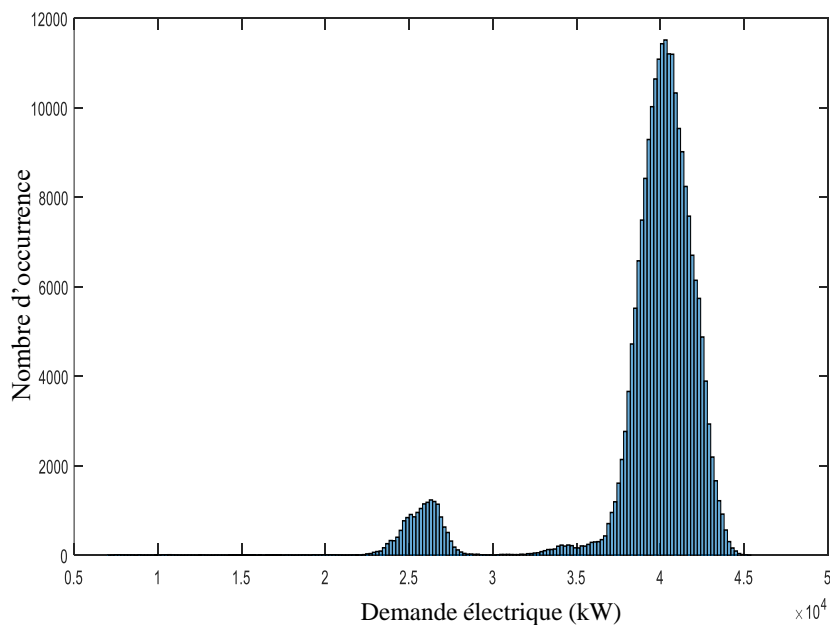


Figure II-2. Analyse statistique de la demande électrique de la mine

- L'analyse statistique (*Figure II-2*) de la charge montre un nombre d'occurrence élevé autour de la valeur 40MW pour une période d'observation de quatre (04) allant du mois de mars au mois de juin 2019. On peut observer cette tendance sur le profil de charge de la mine pour le mois de mars 2019 sur la *Figure II-3*.

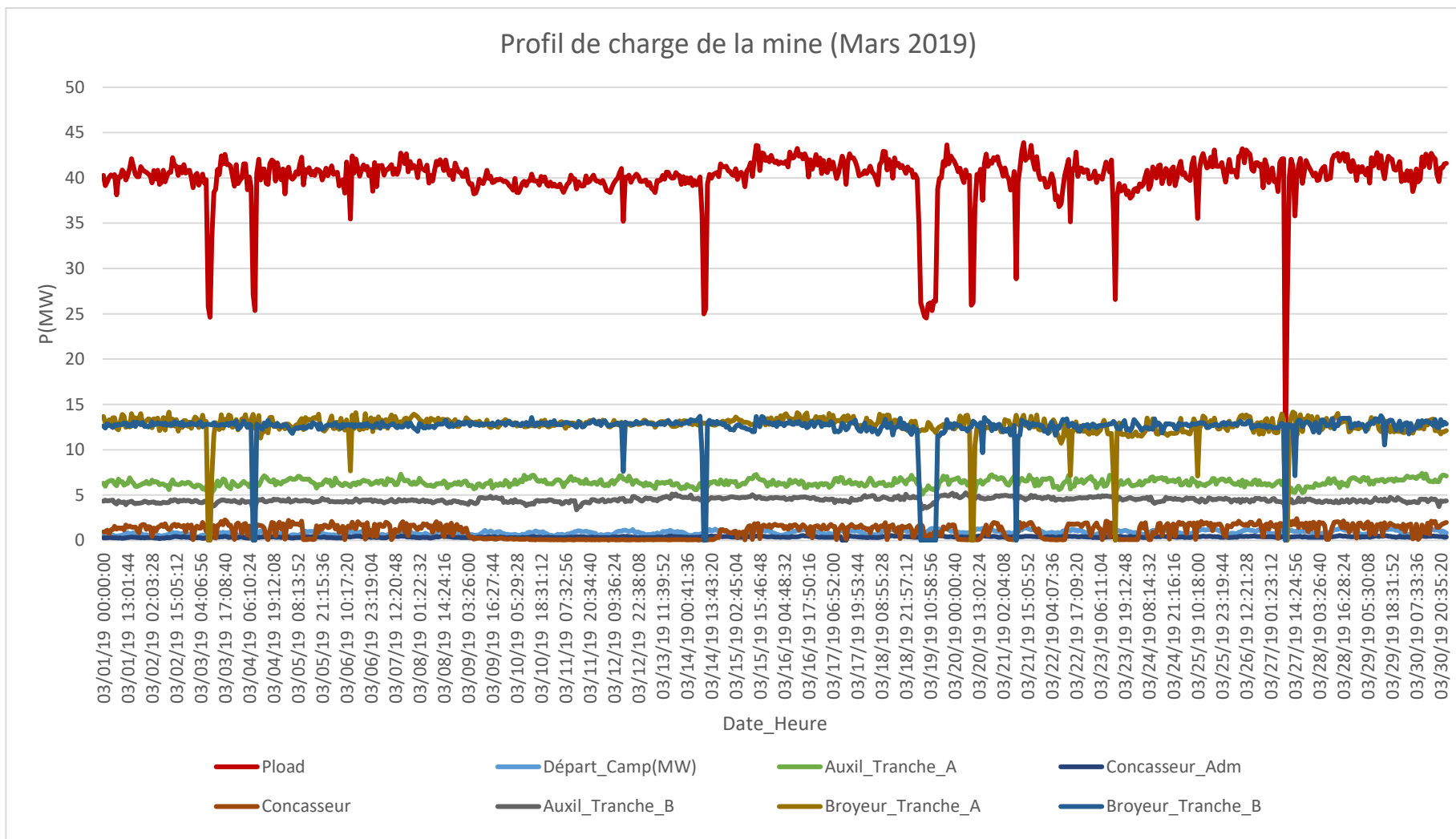


Figure II-3. Profil de charge de la mine pour le mois de Mars 2019

II.1.3 Constitution et configuration de la centrale thermique

II.1.3.1 Constitution de la centrale thermique

La centrale thermique de production d'électricité est constituée principalement des groupes électrogènes fonctionnant au HFO. Il s'agit de 11 groupes thermiques de marque Wärtsilä (**Figure II-4**) dont les caractéristiques sont les suivantes :

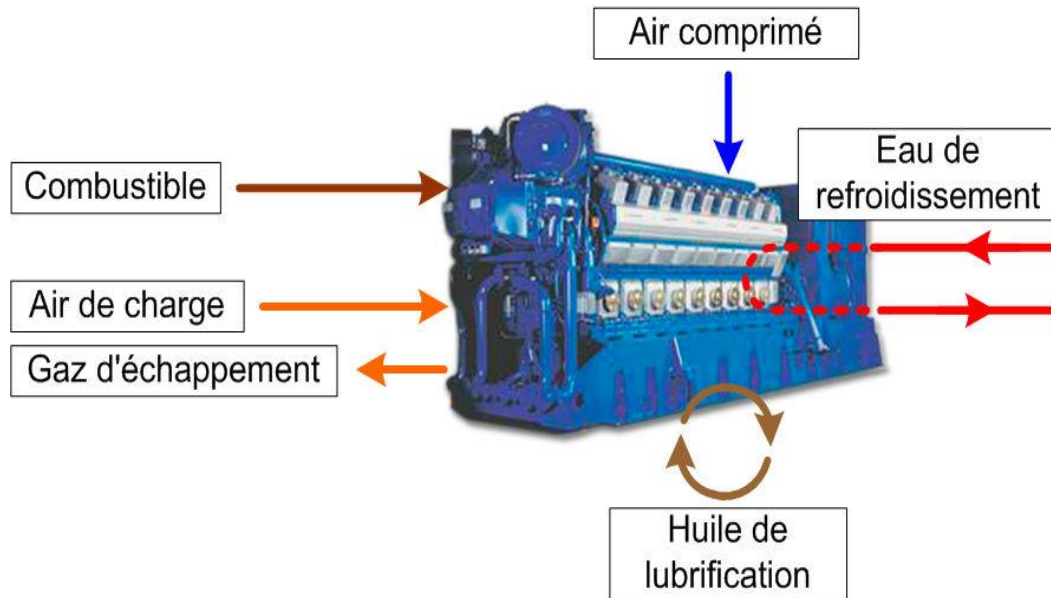


Figure II-4. Groupe thermique Wärtsilä W12V32

- **Conditions d'ambiances de fonctionnement**

Destinés pour le site d'exploitation d'Essakane au Burkina Faso, les groupes électrogènes ont été adaptés pour fonctionner à des conditions ambiantes différentes de celles de références. Le **Tableau II-2** fournit le résumé des conditions de fonctionnement sur site d'implantation.

Tableau II-2. Ambiances de fonctionnement des groupes électrogènes

Conditions ambiantes	Valeurs de consigne	Valeurs maximales	Valeur minimale	Unités
Altitude au-dessus du niveau de la mer	260	-	-	m
Température d'air ambiant	35	45	15	°C
Humidité relative	55	-	-	%

Suivant ces conditions, le constructeur a fourni les paramètres nominaux de fonctionnement du moteur et générateur.

- **Moteur**

Le moteur consiste en un bloc Diesel à quatre temps à injection directe. Il est équipé de turbocompresseurs et d'échangeurs thermiques. Les principaux paramètres du moteur sont résumés dans le *Tableau II-3*

Tableau II-3. Paramètres nominaux du bloc moteur

Moteur	
Type de moteur	W12V32
Nombre de cylindre	12
Alésage de cylindre	320 mm
Régime	750 tr/min
Puissance nominale	5447 kW

- **Générateur**

Le moteur entraîne un générateur triphasé synchrone. L'excitation du générateur est contrôlée par un régulateur de tension automatique installé dans l'armoire de commande du groupe générateur. Le *Tableau II-4* donne les caractéristiques du générateur synchrone.

Tableau II-4. Paramètres nominaux du générateur

Générateur	
Type de générateur	AMG 0900LP08 DSE
Sortie	6659 kVA
Facteur de puissance	0,8
Tension	6,6 kV
Fréquence	50 Hz

II.1.3.2 Configuration de la centrale thermique

Au regard du profil de charge quasi constant, une configuration avec des groupes électrogènes de même taille serait bénéfique pour une meilleure flexibilité et une disponibilité pendant l'exploitation. D'après [36], pour les applications industrielles qui nécessitent une grande disponibilité de l'énergie électrique, le choix de la puissance unitaire et du nombre N de groupes devra pouvoir assurer le fonctionnement sans nécessité de délestage par N - 1 groupes au cas où un groupe serait en situation de maintenance. Il est également nécessaire d'examiner les conditions de fonctionnement à N - 2, en cas de panne d'un groupe alors que l'un des groupes est déjà en maintenance. Selon [36] le facteur de charge F le plus élevé pouvant être utilisé avec N groupes électrogènes installés de manière à ne pas nécessiter de délestage lorsque N - 2 groupes fonctionnent peut-être déduit de l'expression (*Équation II-1*) :

$$F = \frac{N-2}{N-1} \quad \text{Équation II-1}$$

Par exemple, si on fixe F= 0,9, alors N=11 groupes électrogènes de même puissance. C'est la configuration retenue pour la centrale thermique d'Essakane.

II.1.3.3 Mode de conduite de la centrale thermique

Généralement lorsque les groupes électrogènes sont de même puissance, le mode de conduite de la centrale est un fonctionnement en parallèle. En effet, dans ce mode de fonctionnement tous les groupes électrogènes sont connectés à des répartiteurs de manière à partager les puissances actives et réactives. La *Figure II-5* indique un exemple type de ce mode de conduite. Le régulateur de vitesse de chaque groupe reçoit la consigne de réglage de la puissance active du répartiteur de la puissance active, qui assure également la régulation de fréquence. De même, chacun des régulateurs d'excitation reçoit la consigne de réglage de la puissance réactive du répartiteur de puissance réactive, assurant également la régulation de tension. Ce schéma permet une grande variation de charge sans changement de fréquence et de tension.

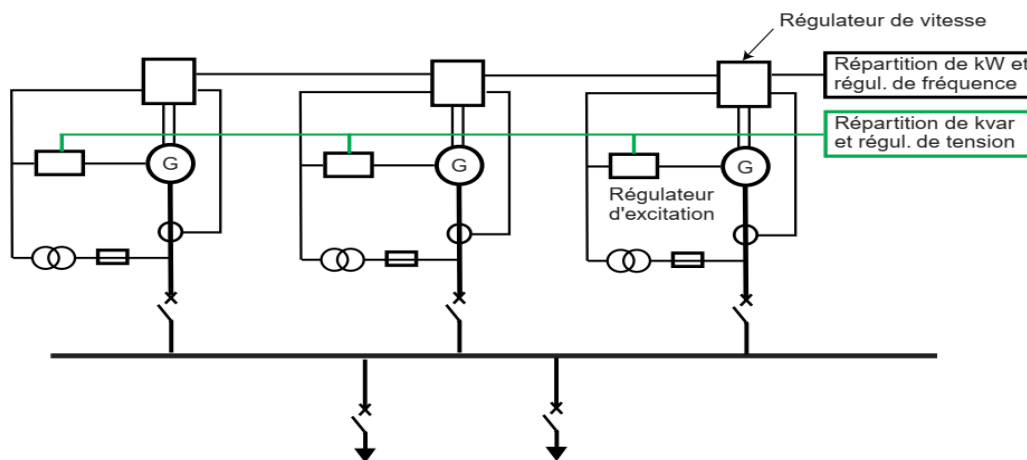


Figure II-5. Mode de conduite en parallèle des groupes électrogène [36]

II.1.3.4 Indicateurs de performance de la centrale thermique

Pour une meilleure exploitation de la centrale thermique, plusieurs indicateurs de performance de fonctionnement sont mis en place à cet effet, parmi lesquels on peut retenir la consommation du fuel, la consommation spécifique et le taux de charge de la centrale. Nous présentons dans ce qui suit un exemple de ces indicateurs du fonctionnement de la centrale thermique pour une période de fonctionnement donnée.

- **La consommation du fuel et consommation spécifique de la centrale thermique**

La consommation du fuel ainsi que la consommation spécifique sur un horizon donné (journalier, mensuel ou annuel) constituent des paramètres clés de suivi de fonctionnement de la centrale thermique. Par exemple, pour l'année 2016 (*Tableau II-5*), le site minier était approvisionné électriquement à 100% par la centrale thermique, la consommation annuelle du fuel est de l'ordre 68 088 872 kg pour une production thermique annuelle de l'ordre 322 543 141 kWh soit une consommation de l'ordre de 207,8 g/kWh pour un taux de charge moyen de l'ordre 89%.

Tableau II-5. Suivi de la consommation spécifique de la centrale thermique et consommation du fuel (2016)

Mois	Production thermique (kWh)	Consommation fuel (kg)	CS(g/kWh)	Taux de charge
Janvier	23 688 685	4 869 806	206	0,84
Février	25 548 236	5 268 702	206	0,88
Mars	28 479 567	5 951 806	209	0,88
Avril	25 079 491	5 224 827	208	0,89
Mai	26 265 186	5 453 697	208	0,9
Juin	26 359 647	5 442 519	206	0,91
Juillet	28 067 965	5 812 862	207	0,91
Août	28 031 143	5 868 907	209	0,89
Septembre	26 891 450	5 629 900	209	0,9
Octobre	29 195 266	6 115 741	209	0,89
Novembre	28 013 542	5 853 577	209	0,89
Décembre	26 922 963	5 596 528	208	0,89
Cumul	322 543 141	67 088 872	207,8	0,89

Pour un horizon mensuel, en l'occurrence le mois d'Août 2016, la *Figure II-6* montre l'évolution de la consommation de fuel et de la production thermique. On observe une forte corrélation de la consommation journalière du fuel et de la production thermique correspondante.

Sur la *Figure II-7*, on observe également l'évolution de la consommation spécifique journalière pour le mois d'Août 2016. On remarque une certaine variabilité de cette dernière en corrélation avec la température extérieure.

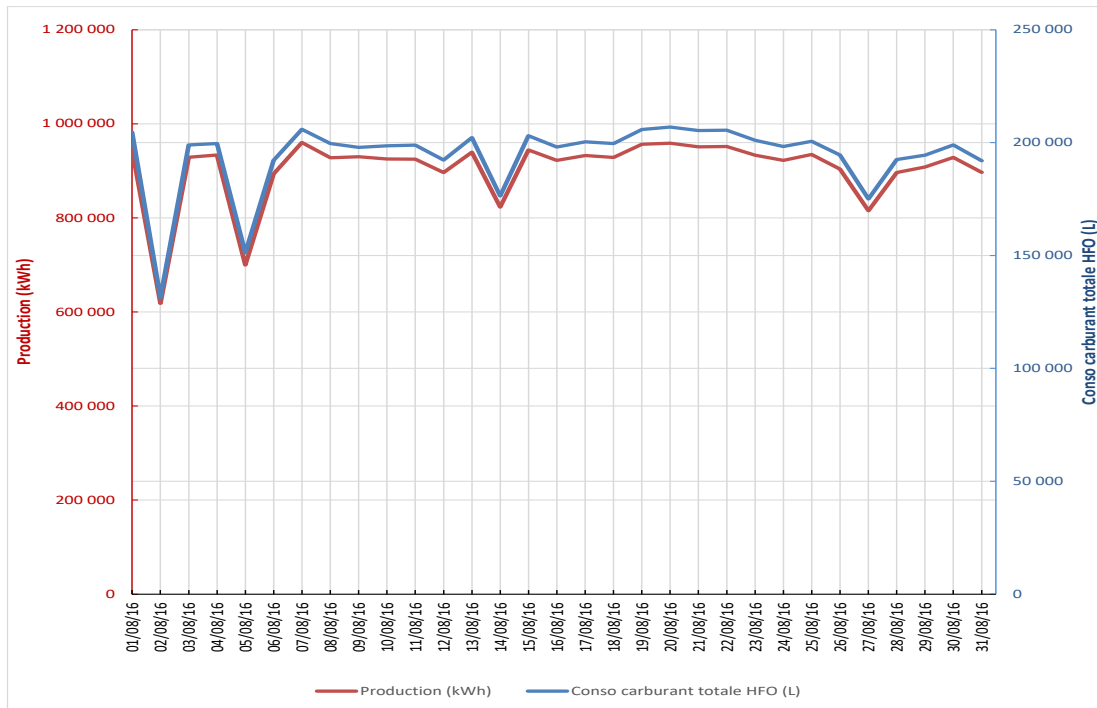


Figure II-6. Évolution de la production et consommation de fuel (Données d'exploitation Août 2016)

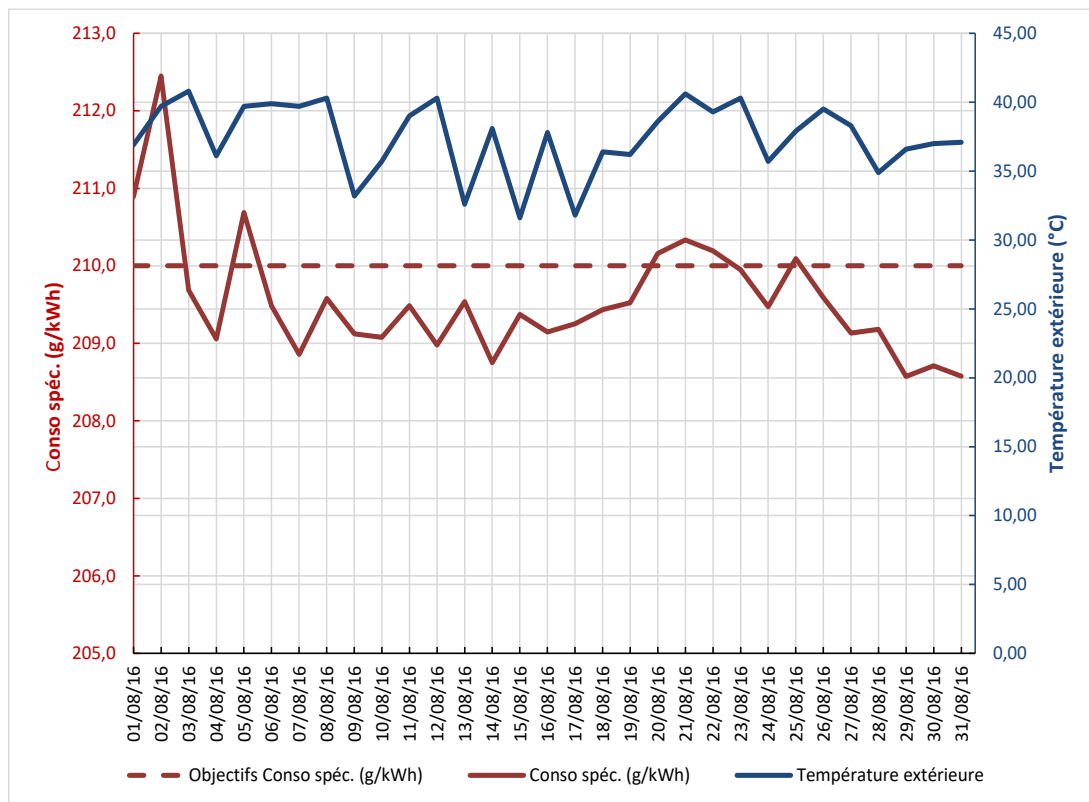


Figure II-7. Évolution de la consommation spécifiques et température extérieure (Données d'exploitation Août 2016)

II.1.4 Hybridation de la centrale thermique et constitution de la centrale solaire photovoltaïque d'Essakane 15 MWc

- **Éléments de dimensionnement la centrale solaire PV d'Essakane**

La centrale solaire photovoltaïque de 15 MWc a été construite par le groupe Wärtsilä et livrée au producteur indépendant Essakane Solar SAS au Burkina Faso⁵. Sa mise en service intervient en juin 2018 et est couplée à la centrale thermique de 57 MW fonctionnant au fioul lourd (HFO). La centrale solaire PV et la centrale électrique sont contrôlées et exploitées en synchronisation, ce qui en fait la plus grande centrale électrique hybride solaire PV/Diesel en Afrique. Selon le constructeur les bénéfices attendus sont d'abord une réduction de la consommation de carburant d'environ 6 millions de litres par an, et une réduction d'émission de (CO₂) de l'ordre 18 500 tonnes par an. Sur la base des objectifs annoncés par le constructeur de la centrale solaire, des indicateurs de performance de la centrale thermique en 2016 et le rendement énergétique de technologie de module PV (couche mince CdTe), le **Tableau II-6** explique les éléments ayant permis au dimensionnement de la puissance crête actuelle de 15 MWc de la centrale solaire.

Tableau II-6. Éléments de dimensionnement de la centrale solaire PV Essakane

Caractéristiques de la centrale thermique	
Puissance nominale centrale thermique	57 MW
PCI, HFO	40700 kJ/kg ⁶
Consommation spécifique	207,8 g/kWh
Densité du HFO	0,970 kg/L ⁷
Consommation annuelle de l'électricité	322 543 141 kWh
Consommation annuelle de fuel	68 809 100 Litres
Rendement énergétique de la technologie CdTe sur le site d'Essakane	
Rendement énergétique de la technologie CdTe (par an) en kWh/kWc	1909 kWh/kWc ⁸
Objectif de l'Hybridation	
Économie de fuel/an	6 080 955,62 Litres soit 5 928 932 kg
Reduction CO ₂	18 500 Tonnes de CO ₂
Équivalents énergétiques en kWh du fuel économisé	28 531 915 kWh
Puissance de la centrale solaire PV	
Puissance de la centrale solaire kWc	14 946 kWc

⁵ Les informations détaillées sur la centrale solaire PV fournies par Wärtsilä sur site :

(<https://www.wartsila.com/energy/learn-more/references/mining-cement/essakane-solar-sas-burkina-faso>)

⁶ Moyenne obtenue à partir des données d'exploitation de l'année 2020

⁷ Moyenne obtenue à partir des données d'exploitation de l'année 2020

⁸ Valeur obtenue par simulation sur PVGIS

- **Composition et configuration de la centrale solaire**

La centrale solaire mis en place a une puissance de 15 MW_c coté solaire DC et 12 MW_{AC} coté sortie onduleurs . Une vue d'ensemble du generateur photovoltaïque est donné par la **Figure II-8**. Le generateur photovoltaïque est constitué de :

- 128 880 modules de First solaire dont 86 040 de 115 W_c et 42 880 de 117,5 W_c ;
- 06 onduleurs de 2MVA de marque ABB ;
- 03 transformateurs de 4 MVA de marque ABB.

- **Configuration de la centrale PV**

La centrale PV est configurée suivant trois (03) stations de transformation puissance comme l'indique la **Figure II-8**. Les stations de transformation sont configurées comme suit :

Station 1 : La station 1 comprend deux onduleurs de 2MVA respectivement Onduleur 11 et Onduleur 12 et un transformateur de 4 MVA ;

- L'onduleur 11 supporte un **champ_PV_11** composés de 1428 branches parallèles de 15 modules (115 W_c) en série ;
- L'onduleur 12 supporte un **champ_PV_12** composés de 1440 branches parallèles de 15 modules (115 W_c) en série.

Station 2 : La station 2 comprend deux onduleurs de 2MVA respectivement Onduleur 21 et Onduleur 22 et un transformateur de 4 MVA ;

- L'onduleur 21 supporte un **champ_PV_21** composés de 1428 branches parallèles de 15 modules (115 W_c) en série ;
- L'onduleur 22 supporte un **champ_PV_22** composés de 1440 branches parallèles de 15 modules (115 W_c) en série.

Station 3 : La station 2 comprend deux onduleurs de 2MVA respectivement Onduleur 31 et Onduleur 32 et un transformateur de 4 MVA ;

- L'onduleur 31 supporte un **champ_PV_31** composés de 1428 branches parallèles de 15 modules (117,5 W_c) en série ;
- L'onduleur 32 supporte un **champ_PV_32** composés de 1428 branches parallèles de 15 modules (117,5 W_c) en série.

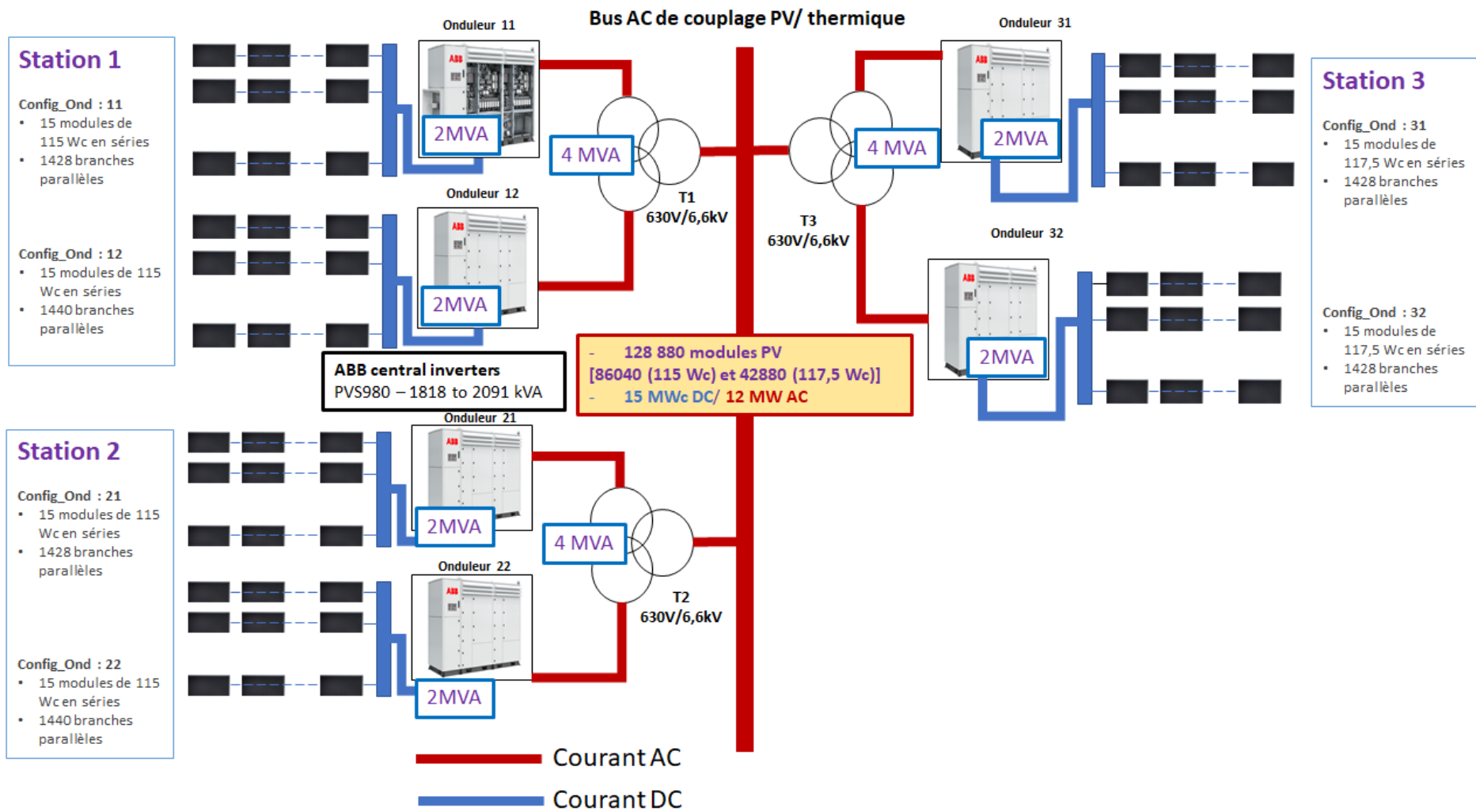


Figure II-8. Vue d'ensemble du générateur PV

- **Caracteristiques des modules**

Les modules utilisés sont de marque First solar dont les caractéristiques dans les conditions STC sont résumées dans le **Tableau II-7**.

Tableau II-7. Caractéristiques des modules dans les conditions STC

Valeurs nominales aux conditions STC		Types de module	
		FS-4115-3	FS-4117-3
Descriptions	Unités	Valeurs	Valeurs
Puissance maximale P_{MPP}	W	115	117,5
Tension à P_{MPP}	V	69,3	70,1
Courant à P_{MPP}	A	1,66	1,68
Tension en circuit ouvert	V	87,6	88,1
Courant de court-circuit	A	1,83	1,83
Rendement	%	16	16,3
Tension maximale du système	V	1500	1500
Surface	m ²	0,72	0,72

- **Caracteristiques des onduleurs**

Il s'agit des onduleurs centraux de la marque ABB avec une puissance apparente de 2 MVA chacun. L'algorithme « Pertube and Observe » est utilisé pour la recherche de point de puissance maximale MPPT. L'allure de la courbe de rendement de ce gamme d'onduleur (**Figure II-9**) est illustrée par la **Figure II-10**.



Figure II-9. Exemple d'un onduleur ABB

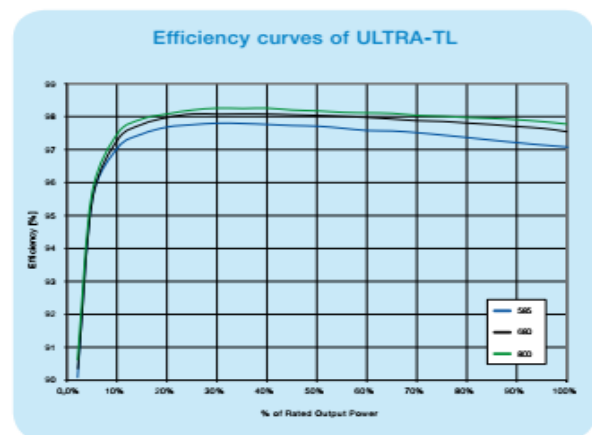


Figure II-10. Exemple de courbe de rendement d'un onduleur ABB

II.1.5 Schéma fonctionnel de la centrale Hybride PV/Diesel

II.1.5.1 Structure complète de la centrale Hybride PV/Diesel d'Essakane

La centrale hybride PV/Diesel complète est constituée d'une centrale thermique couplée à la centrale solaire PV comme illustré par la **Figure II-11**. La centrale thermique est constituée de 11 groupes thermiques de même caractéristique de marque Wärtsilä avec une puissance nominale unitaire de 5,2 MW.

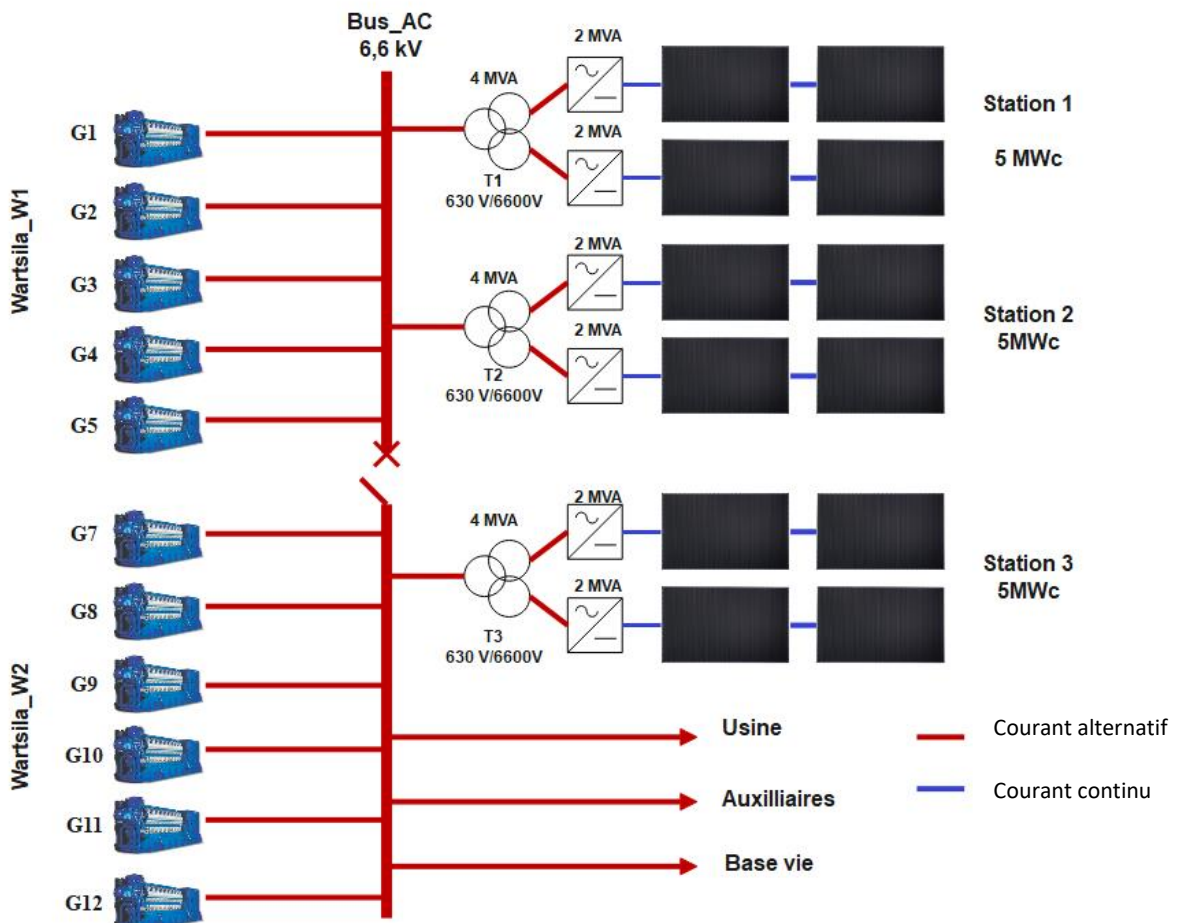


Figure II-11. Structure complète de la centrale hybride PV/Diesel Essakane

II.1.5.2 Schéma de conduite de la centrale Hybride PV/Diesel d'Essakane

Selon le schéma de conduite du process (**Figure II-12**) la contribution instantanée de la production solaire PV et de la production thermique permet de satisfaire le besoin en puissance électrique des activités de la mine. Ce faisant, la conduite de la centrale hybride s'appuie sur trois principes, qui sont :

- **garantir la stabilité du système hybride** via l'usage d'une réserve tournante et/ou la limitation de la puissance active de la centrale solaire PV. La réserve tournante est dimensionnée pour couvrir le besoin énergétique lors des aléas dus par exemple à une baisse de puissance active fournie par la centrale solaire en cas de couverture nuageuse, à la perte d'un onduleur ou d'un bloc d'onduleur/transformateur suite à un incident technique ou perte

d'un générateur PV. La limitation de la puissance active de la centrale peut être mise en place sur demande des opérateurs de la centrale thermique pour garantir la stabilité du système en cas d'insuffisance de réserve tournante ou pour optimiser la charge partielle des générateurs thermiques ;

- **une fluide intégration de la centrale solaire PV sur le réseau du fait que** cette dernière est vue par le réseau comme une « charge négative » et les fluctuations de la production solaire sont prises en charge par les générateurs thermiques sans besoin d'intervention des opérateurs ;
- **une efficacité maximale du système hybride** à travers un arbitrage des opérateurs pour une injection maximale de la production PV et une optimisation de charge partielle des générateurs thermiques en fonctionnement de la centrale hybride.

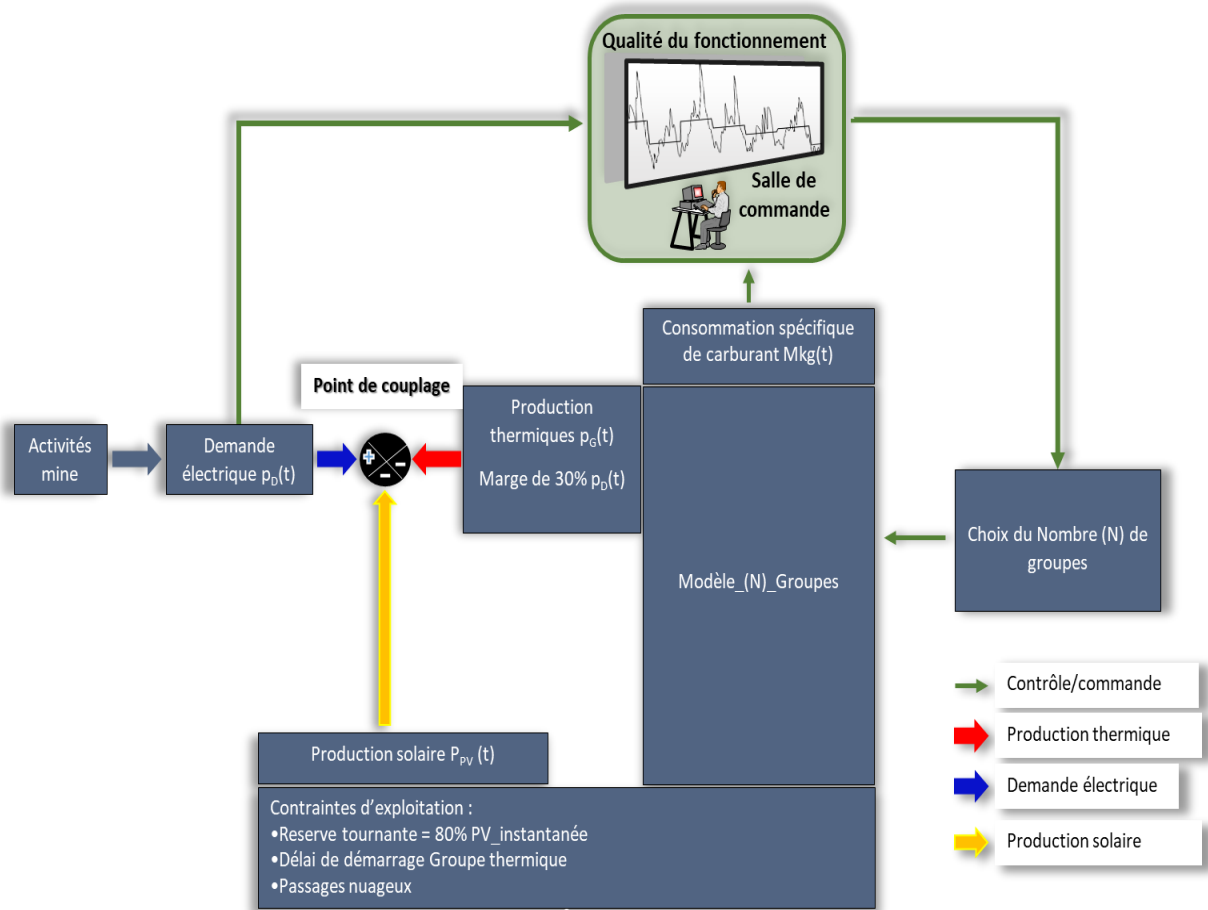
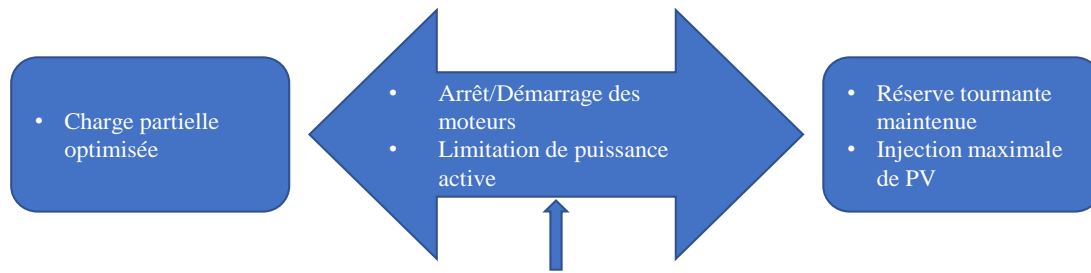


Figure II-12. Schéma fonctionnel de la conduite de la centrale hybride d'Essakane

II.1.5.3 Stratégies de fonctionnement de la centrale hybride PV/Thermique Essakane

Les stratégies de fonctionnement de la centrale hybride se basent sur les règles définies par la **Figure II-13** , qui guident le choix du gestionnaire de la centrale hybride. Le gestionnaire de la centrale fixe le

nombre des groupes thermiques (gensets⁹) en fonctionnement au regard de contraintes d'exploitation et de la qualité du fonctionnement observé (minimisation de la consommation spécifique).



Arbitrage de l'opérateur en tenant compte de l'ordre de priorité ci-dessous	
1	La centrale solaire ne peut pas fonctionner de manière isolée, un genset au moins doit tourner en permanence La charge partielle des gensets ne doit pas être inférieure à 30% pour des périodes prolongées La charge partielle des gensets ne doit pas être inférieure à 20%
2	La réserve tournante doit rester supérieur à (i) 80% de la puissance active fournie par la centrale solaire ou (ii) la puissance active fournie par le genset en charge partielle la plus élevée
3a	La limitation de puissance doit être réduite autant que possible
3b	La charge partielle des gensets doit rester la plus haute possible afin de minimiser la consommation spécifique

Figure II-13. Stratégies de fonctionnement de la centrale hybride PV/Thermique Essakane

II.2 Interactions au sein d'un micro-réseau électrique de l'industrie minière

II.2.1 Observation du comportement saisonnier du gisement solaire sur site minier

- **Irradiation journalière moyenne sur le site**

Les mesures instantanées de l'irradiance G (W/m^2) recueillies sur le site minier ont permis de déterminer l'irradiation moyenne H ($kWh/m^2/jour$) journalière pour les différents mois de l'année 2020. On observe sur la **Figure II-14**, que la valeur de l'irradiation varie de $6,965 kWh/m^2/jour$ pour le mois de février à $5,428 kWh/m^2/jour$ pour le mois d'Août. La moyenne annuelle est estimée à $6,149 kWh/m^2/jour$.

⁹ Gensets autre désignation des groupes thermiques de production

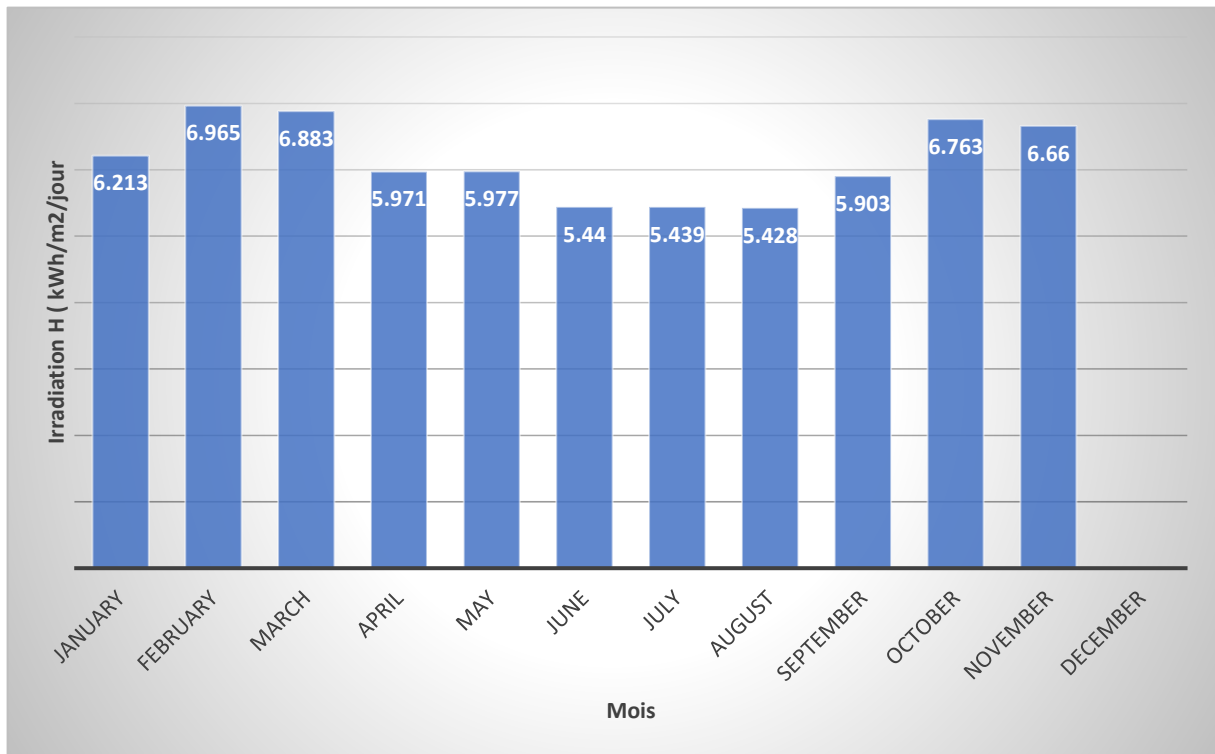


Figure II-14. Moyenne mensuelle de l'irradiation journalière sur site pour l'année 2020

- **Catégorisation de saisonnalité du gisement solaire**

Dans cette section, nous cherchons à connaître le comportement du gisement solaire au cours de l'année sur le site d'étude. Pour se faire, nos analyses se fondent sur l'observation de la variabilité de l'irradiation au cours de l'année et de l'irradiance sur une fenêtre d'observation court et moyen terme.

- **Observation de la variabilité du gisement avec un fenêtrage d'observation long terme**

Pour faire cette analyse, nous avons consulté et récupéré les données satellitaires de l'irradiation globale horizontale journalière en kWh/m²/jour pour le site minier à partir d'une base des données de la NASA (www.power.larc.nasa.gov), pour la période 2019 et 2020. L'observation de ces données **Figure II-15**, met à l'évidence deux périodes caractéristiques en termes de variabilité de l'irradiation journalière :

- **Période de fortes perturbations** : c'est la période allant de Mai à Septembre et qui correspond à la saison pluvieuse du site minier ;
- **Période des perturbations modérées** : c'est la période allant d'octobre à Avril et qui correspond à la saison sèche du site minier.

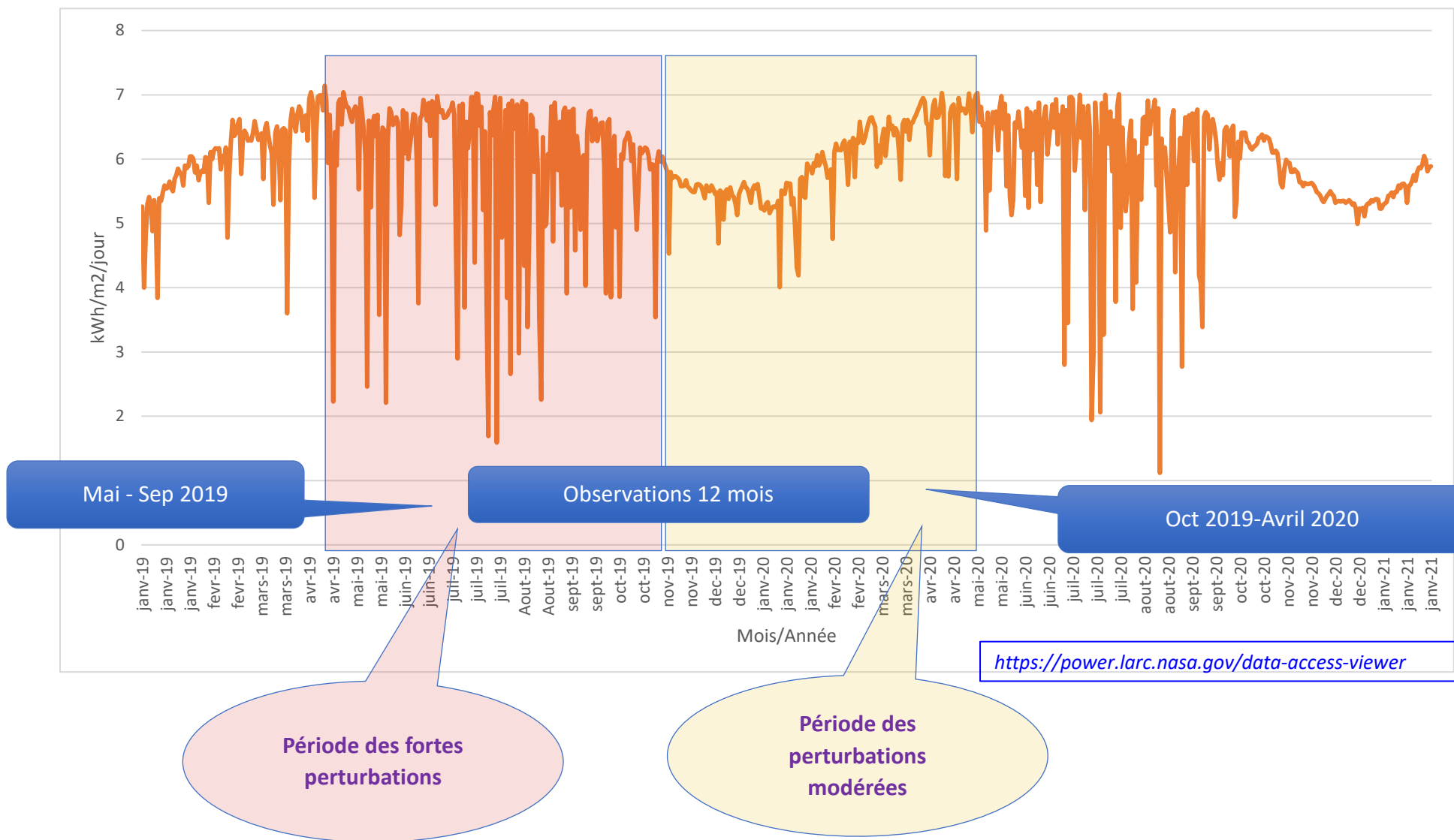


Figure II-15. Rayonnement solaire sur site d'Essakane de 2019 à 2020

- **Observation de la variabilité du gisement avec fenêtrage d'observation moyen et court terme**

Le deuxième niveau de notre observation consiste à observer le comportement de l'irradiance sur les deux périodes caractéristiques de la variabilité de l'irradiation journalière. Pour cela, nous nous sommes procurés des mesures de l'irradiance sur site pour les deux périodes caractéristiques.

- **Pour la période des perturbations modérées**, nous avons représenté sur la *Figure II-16* l'évolution de l'irradiance en fonction du temps pour la semaine allant de 24 au 30 octobre 2020. On observe des courbes d'ensoleillement non perturbées et régulières d'une journée à une autre. Cela confirme le faible niveau de variabilité de l'irradiation journalière de cette période.

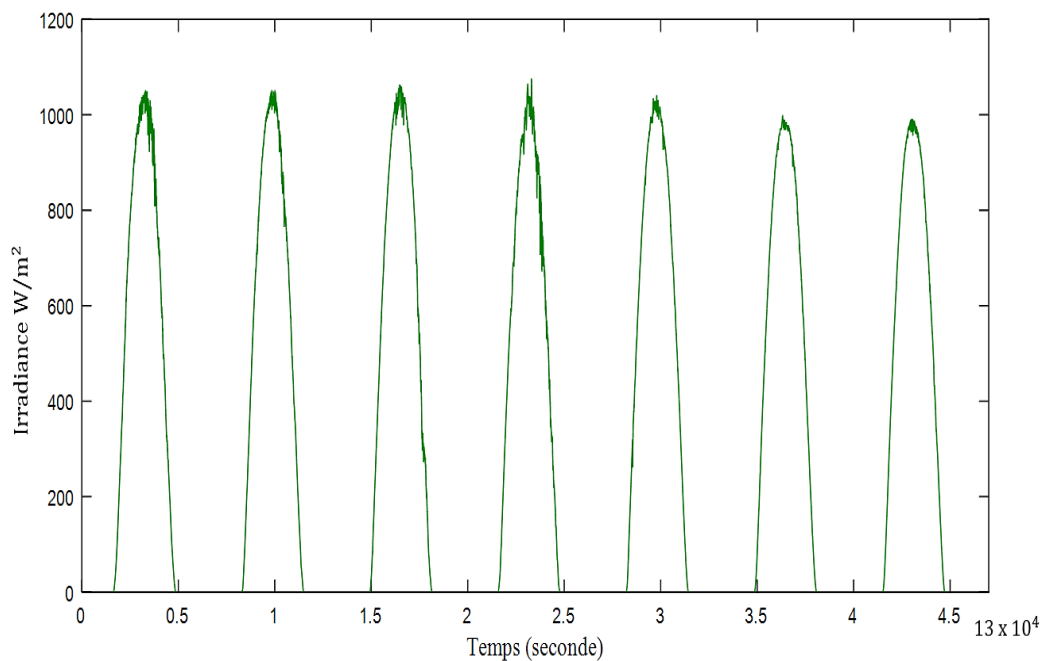


Figure II-16. Exemple d'ensoleillement régulier non perturbée du 24 au 30 Octobre 2020

- **Par contre, pour la période de fortes perturbations**, l'évolution de l'irradiance en fonction du temps pour la semaine du 22 au 28 Août 2020 (*Figure II-17*), montre des courbes d'ensoleillement perturbées et irrégulières d'une journée à une autre. Par exemple, sur cette figure, on observe que le niveau d'ensoleillement pour la journée du 24 Août 2020 est trop faible en comparaison avec les autres journées de la même période. Ceci peut s'expliquer par la nature de la couverture nuageuse pour la toute journée du 24 Août 2020, alors les autres journées se caractérisent par un passage nuageux régulier tout long de la journée.

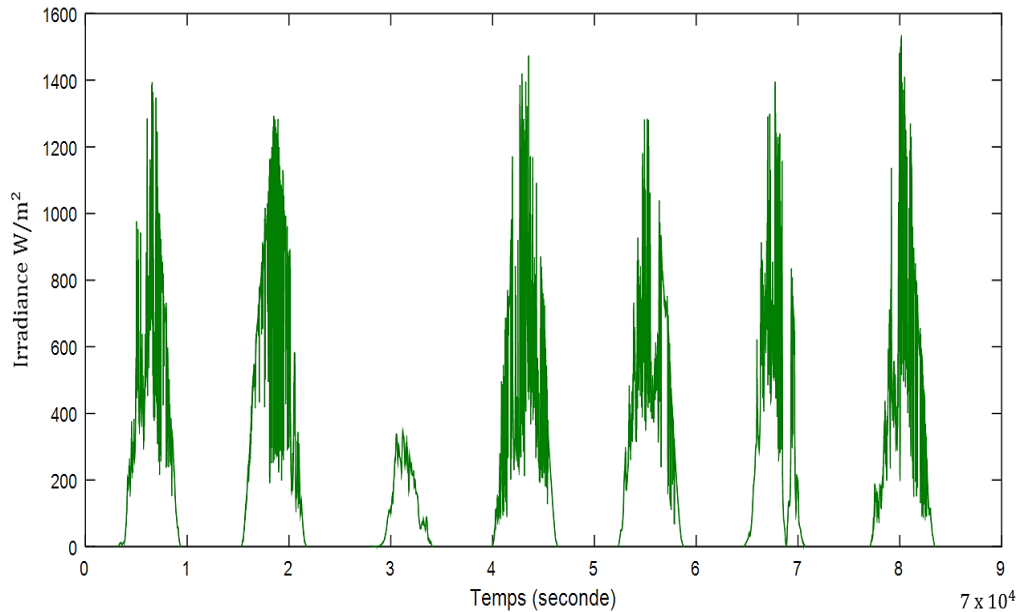


Figure II-17. Exemple d'enseillement perturbé du 22 au 28 Août 2020

II.2.2 Observation d'interaction entre la production solaire et la production thermique au point de couplage

En vue d'observer les phénomènes d'interaction entre la production solaire et la production thermique, nous avons considéré les données d'exploitation de la production de la centrale hybride pour le mois de Mars 2019. D'après le schéma de conduite de la centrale hybride (**Figure II-12**), c'est la contribution instantanée des sources de production thermique et solaire PV qui permet de satisfaire à chaque instant la demande électrique de la mine. Comme le montre la **Figure II-18**, on observe plusieurs phénomènes et des interactions en quasi statique entre le solaire, le thermique et la charge au point de couplage. Ainsi on peut observer :

- La complémentarité de la puissance solaire et thermique pour satisfaire la demande de l'activité minière ;
- Des variations relativement légères de la demande électrique ;
- De fortes perturbations journalières de la production solaire.

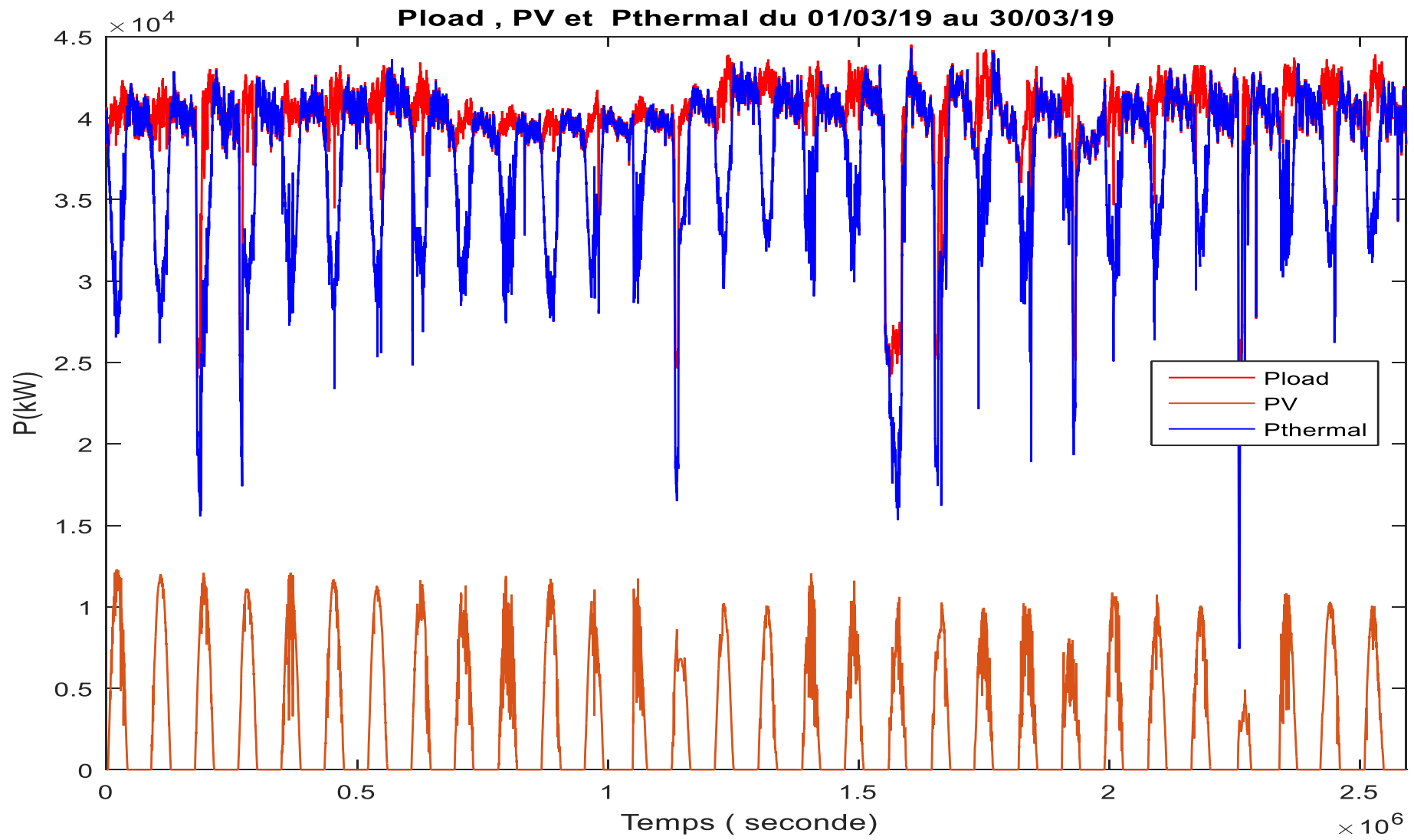


Figure II-18. Phénomènes d'interaction entre la production solaire et la production thermique et la demande électrique

II.3 Formulation des objectifs spécifiques et démarche méthodologique

II.3.1 Formulation des objectifs spécifiques

Afin de caractériser et d'évaluer les conséquences des interactions (solaire/thermique) sur l'atteinte des bénéfices escomptés (*6 000 000 de litre de fuel économisé par an et 18500 tonnes de CO₂ évités*) de l'hybridation de la centrale thermique, nous avons formulé notre hypothèse de recherche en ce terme :

L'intermittence de la production solaire et la qualité des interactions (solaire/thermique) impactent l'efficacité du service rendu et la rentabilité de la centrale hybride.

Afin d'apporter les éléments de réponses à cette hypothèse de recherche, nous avons formulé les objectifs spécifiques de notre étude comme suit :

- **Objectif spécifique 1** : *Caractériser l'impact des régimes transitoires sur la qualité de la gestion de l'énergie et les modes de fonctionnement du système hybride ;*
- **Objectif spécifique 2** : *Évaluer la performance des stratégies de fonctionnement sur divers horizons court et long en termes de contribution énergétique réelle de la centrale PV et des économies de carburant résultant.*
- **Objectif spécifique 3** : *Proposer dans ce contexte un outil d'aide à la conception et de stratégies de contrôle du transfert d'énergie garantissant la maximisation de la production PV au regard d'un optimum technico-économique fondé sur l'efficacité énergétique, la disponibilité et la rentabilité du système.*

II.3.2 Démarche méthodologique

Afin d'atteindre les objectifs spécifiques définis dans le paragraphe précédent, nous avons adopté une démarche méthodologique (**Figure II-19**) basée sur notre système de référence, la centrale hybride PV/Diesel d'Essakane. Cette démarche consiste à la mise en place d'un système virtuel qui sert d'outil d'aide à la conception à partir des analyses faites sur le système réel. Cette démarche se décline en 5 points :

- **Mesures et collecte des données** : Dans un premier temps, il s'agit de mener des investigations sur l'instrumentation du système existant ou en la complétant le cas échéant, afin d'avoir une idée générale des données nécessaires à la caractérisation du comportement du système. Ensuite, procéder à la collecte des données d'exploitation et leur traitement.
- **Analyse de fonctionnement du système** : Cet étape consiste à analyser le mode de fonctionnement du système hybride PV/Diesel en faisant un focus aux interactions au point commun de couplage des sources de production (thermique et PV pour notre cas d'étude). Il s'agira ensuite d'analyser les stratégies de fonctionnement et le système de gestion de l'énergie mis en place en vue d'identifier les contraintes et les critères d'efficacité énergétique.

- **Modèle de comportement des composants** : il s'agit d'élaborer plusieurs modèles comportementaux notamment les modèles de consommation de la centrale thermique, le modèle de comportement de la centrale solaire PV et le modèle de comportement du statisme des groupes thermiques. Le développement de ces modèles consiste à établir des corrélations entre les données et des relations formelles entre les entrées et les sorties des sous-systèmes. Avec ces modèles, nous disposerons des outils virtuels représentant le comportement du système réel.
- **Modèle de connaissance des composants** : Il s'agit d'établir des définitions des causalités qui rendent les sorties des sous-systèmes prévisibles à partir des entrées, les paramètres physiques sont clairement exprimés dans ce cas.
- **L'élaboration des scénarios de fonctionnement et de simulations** : il s'agit de proposer de scénarios de fonctionnement réalisable ou non actuellement sur le système physique de référence. Ces scénarios sont élaborés permettent de caractériser par exemple l'impact des régimes transitoires sur la performance énergétique de la centrale hybride ou pour simuler des solutions d'optimisation du fonctionnement de la centrale hybride.

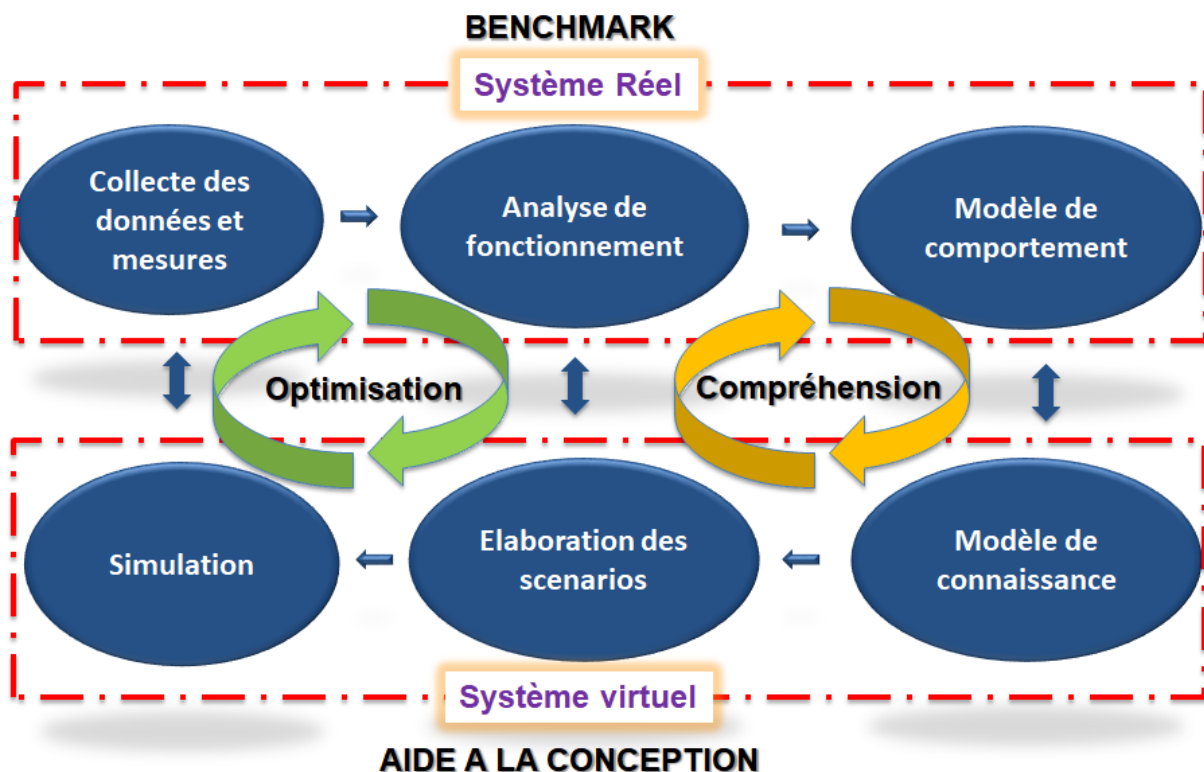


Figure II-19. Démarche méthodologique adoptée

II.3 Modèle de comportement de consommation de la centrale hybride

Le couplage PV/Diesel est le siège des interactions dynamiques entre la production solaire PV fluctuante et la production thermique. Ces interactions peuvent entraîner des modifications des comportements individuels des sources de production et affectant ainsi la performance du système hybride. Afin d'évaluer l'impact des régimes transitoires dus à une variation rapide de la charge ou de l'ensoleillement sur la performance de la centrale hybride, nous proposons, dans cette section une méthode pour modéliser la consommation de carburant de la centrale thermique en tenant compte de l'indice de modularité des groupes actifs et du régime d'interaction au point de couplage entre les générateurs thermiques et solaire PV.

II.3.1 Instrumentation

La centrale hybride est dotée d'une instrumentation au niveau de chacune de ses composantes. Un inventaire de cette instrumentation est fait dans le **Tableau IV-8** (Annexe 1). Il ressort de ce tableau, que deux types de débitmètres sont utilisés pour la mesure de la consommation de carburant. Il s'agit d'un instrument essentiel pour notre étude, c'est pourquoi une série de tests et de vérifications de précision des mesures sont effectués sur les différents groupes thermiques de la centrale. Par exemple, des tests sont effectués sur les groupes G5 (doté du débitmètre Micro Motion/Emersion) et G12 (doté du V Promass 80/ Endress+Hauser). Il s'agit de vérifier la précision des mesures instantanées notamment au niveau de la mesure de la puissance électrique et de la consommation du carburant. À l'issu de ces tests, on s'aperçoit que pour une puissance électrique quasi-identique fournie par les générateurs G5 et G12 (**Figure II-20**), le débit horaire du G12 est nettement supérieur à celui du G5(**Figure II-21**).

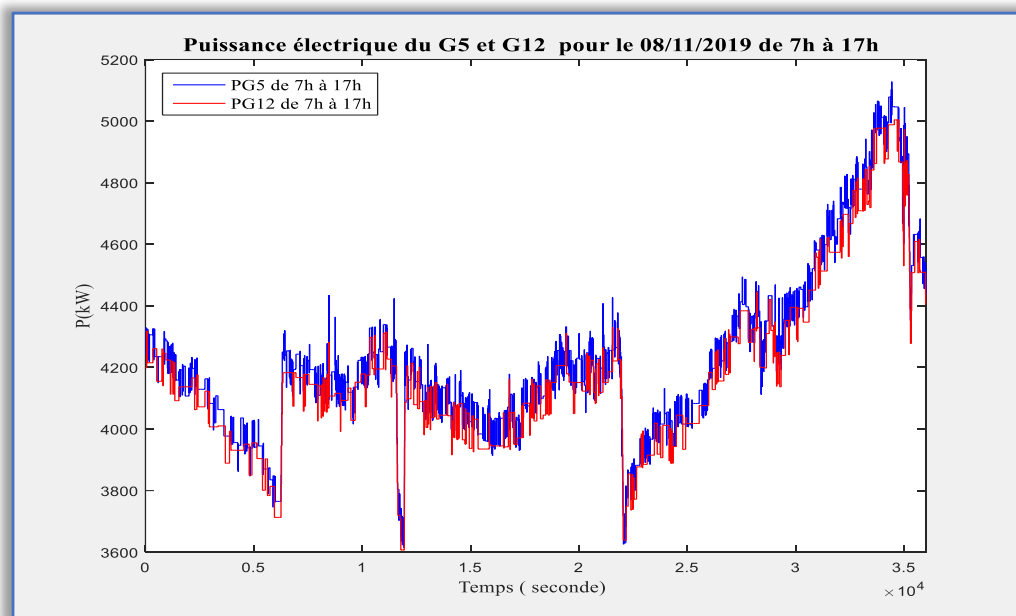


Figure II-20 .Test sur la précision de mesure de puissance du G5 et G12

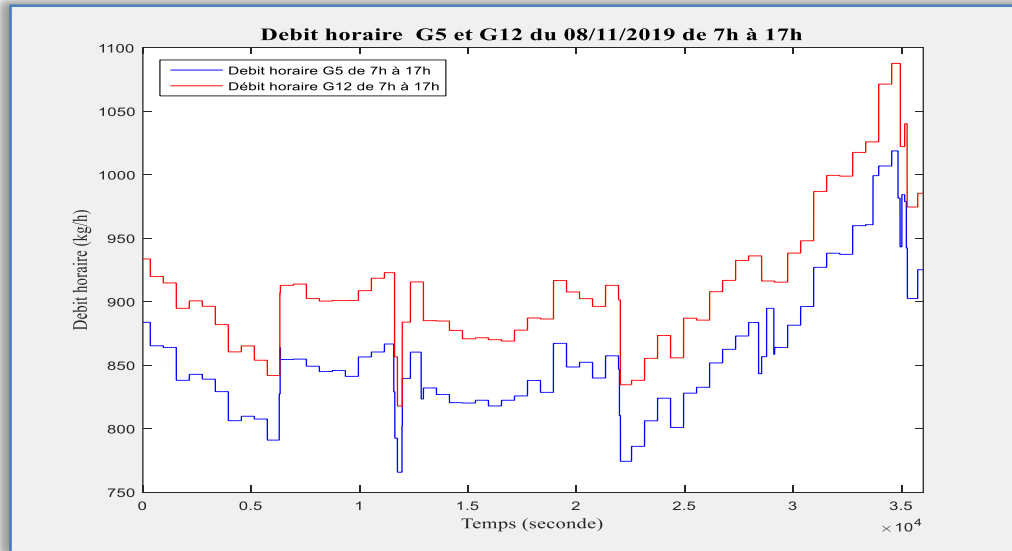


Figure II-21. Test sur la précision de mesure du débit horaire du G5 et G12

Sur la base de ces tests, on constate que les débitmètres de marque (Micro Motion/Emersion) semble être moins précis que les débitmètres de marque (Endress+Hauser). Le **Tableau II-8** fait la synthèse des résultats des tests effectués. De ces résultats, on observe, pour ce qui concerne la production électrique, une bonne cohérence entre les valeurs fournies par les compteurs et les cumuls des mesures instantanées pour les groupes G5 et G12. Par contre, pour la consommation de fuel, on observe un écart 5,43% entre la valeur fournie par le compteur et le cumul de consommation fournie le débit instantané du groupe G5. Pour la suite de ce travail, tous les modèles de comportement de consommation sont élaborés à partir des mesures de consommation de fuel fournies par les débitmètres de type (ENDRESS HAUSER) qui sont plus fiables.

Tableau II-8. Bilan synthétique des résultats des tests du G5 et G12

Journée 08/11/2019	Groupe G5		Groupe G12	
	Production électrique en kWh	Consommation fuel en kg (MICRO MOTION)	Production électrique en kWh	Consommation fuel en kg (ENDRESS HAUSER)
Mesures de 7h à 17h	42 280	8555	41 812	9106
Compteur de 7h à 17h	42 288	9047	41 792	9126
Écart en [%]	0,01%	5,43%	0,04%	0,2%

II.3.2 Collecte et traitement des données

La collecte des données pour l'étude s'est déroulée du mois de Février 2019 au mois de novembre 2020. Une liste synthèse des données collectées est fournie dans le **Tableau II-10**. Les données collectées sont ensuite structurées et classifiées selon les critères définis dans le **Tableau II-9**. La structuration comprend la création de plusieurs fenêtrages d'observation des données. Ces fenêtrages sont hiérarchisés selon trois niveaux :

Tableau II-9. Structuration et classification des données

Structuration et classification des données			
Fenêtrage d'observation	Classe-saison-froide	Classe-saison-chaude	Classe-saison-humide
1^{er} niveau : long terme	Mois : Décembre, Janvier, Février	Mois : Mars-Avril-Mai- Octobre-Novembre	Mois : Juin-Juillet-Août- Septembre
2^{eme} niveau : moyen terme	Hebdomadaire	Hebdomadaire	Hebdomadaire
	Journalier	Journalier	Journalier
3^{eme} niveau : court terme	Horaire et horizon événement	Horaire et horizon événement	Horaire et horizon événement

- Premier niveau ou fenêtre d'observation à long terme : il s'agit d'observer et analyser les données sur l'horizon saisonnier et mensuel pour un cycle annuel ;
- Deuxième niveau ou fenêtre d'observation à moyen terme : il s'agit d'observer et analyser les données sur l'horizon hebdomadaire et journalier pour un mois donné ;
- Troisième niveau ou fenêtre d'observation à court terme : il s'agit d'observer et analyser les données sur l'horizon horaire ou infra-horaire selon un événementiel jugé digne d'intérêt.

Les données collectées sont horodatées et regroupées par pas de temps d'acquisition identique. Le pas de temps des données collectées varie (selon la disponibilité) de 1s à 44s et l'heure du Temps Universel Coordonné (UTC) est le Greenwich Mean Time (GMT).

Tableau II-10 Liste des données collectées

Période de la collecte des données	Nature des données	Types de données collectées	Commentaires
Du mois de Février 2019 au mois de Novembre 2020	Rapports journaliers d'exploitation	Moyenne journalière de la température et de l'humidité relative	Ces rapports sont réalisés habituellement de façon journalière, mais contient aussi les rapports d'événement particulier. On y trouve aussi les caractéristiques du carburant utilisé
		Bilan horaire, journalier, mensuel de la consommation électrique, de la production solaire et de la production thermique en kWh	
		Bilan horaire, journalier, mensuel de la consommation du carburant en kg	
		Les indicateurs de performance de la centrale hybride tels la consommation spécifique (g/kWh), le taux de charge des moteurs	
	Mesures instantanées	Irradiance en W/m ²	L'ensemble des mesures sont horodatées. Le pas d'échantillonnage des mesures varie de 1s à 44s seconde selon la disponibilité des données
		Production solaire instantanée PV (t) (kW)	
		Puissance active par onduleur (kW)	
		Tension DC entrée onduleur (V) par onduleur	
		Courant DC entrée onduleur (A) par onduleur	
		Demande électrique Pload (t) (kW)	
		Puissance électrique P _G (t) (kW) par unité(s) thermique productrice	
		Débit horaire de consommation par moteur thermique instantanée (kg/h)	
		Consommation spécifique instantanée (g/kWh) par moteur	
		La tension AC (V)	
	La fréquence (Hz)		

II.3.3 Élaboration des modèles comportementaux de consommation de carburant de la centrale hybride

Pour évaluer la contribution énergétique réelle de la centrale solaire PV et la consommation de carburant en rapport avec les profils (statiques et dynamiques) d'ensoleillement et de charge, la première étape a consisté à modéliser la consommation du carburant en fonction de la puissance de sortie de la centrale thermique. Celle-ci fonctionne avec N unités productrices (N variant 1 à 11). Selon le process de conduite de la **Figure II-12** le gestionnaire de la centrale fixe le nombre des groupes en fonctionnement au regard de contraintes d'exploitation et de la qualité du fonctionnement (niveau de consommation

spécifique de la centrale thermique). Par conséquent, le comportement de la centrale thermique en termes de consommation de carburant dépend non seulement du nombre d'unités (groupes thermiques) en fonctionnement mais aussi du régime d'interaction quasi statique ou dynamique au point de couplage PV/Diesel comme illustré sur la *Figure II-12*. Afin, d'illustrer les modifications de performance de la centrale thermique, imputables au régime de l'ensoleillement, nous avons procédé par exemple à une analyse de consommation selon la classification « profil solaire quasi statique (PSQ) » et « profil solaire dynamique (PSD) ».

II.3.3.1 Élaboration de modèle de consommation en mode profil-solaire-quasi-statique (PSQ)

La recherche du modèle de comportement PSQ est faite en fusionnant les informations quantitatives avec cohérence (groupes électrogènes de même type et métrologie identique). On construit ce faisant un Modèle Unitaire de Référence (MUR) de type PSQ selon la méthode exposée sur la *Figure II-22*. Ce modèle spécifique permet d'extrapoler le comportement de consommation PSQ de la centrale selon le nombre de groupe en fonctionnement.

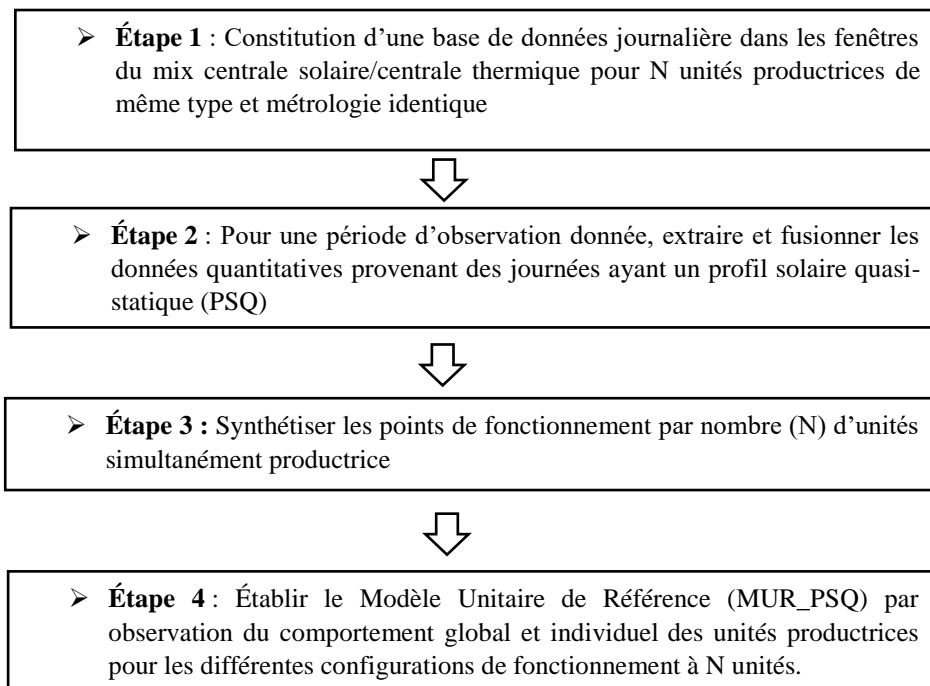


Figure II-22. Méthode d'élaboration de modèle de consommation MUR_PSQ

La méthode de recherche du modèle unitaire de référence PSQ a été appliquée à une période saisonnière *Figure II-23* (ex septembre 2019 à février 2020) ou un ensemble des journées (20) correspondant à un ensoleillement peu perturbé a été extrait et pour 6 unités productrices (G7, G8, G9, G10, G11 et G12) de même type et de métrologie identique.

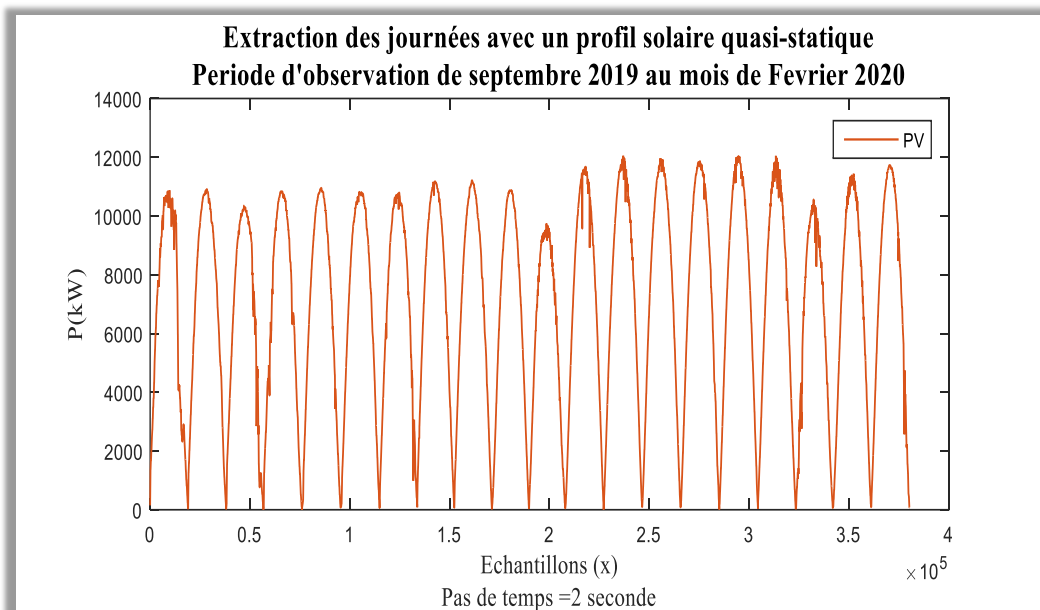


Figure II-23. Extraction de 20 Journées types répondant au PSQ (septembre 2019 à janvier 2020)

La synthèse des points de fonctionnement par configuration à N unités simultanément productrices est donnée dans le **Tableau II-11**. Pour chaque configuration un modèle de comportement global et individuel des unités productrices a été effectué. À titre d'illustration, nous prenons la configuration à cinq (5) unités car possédant le nombre de points de fonctionnement le plus élevé. Ainsi, le modèle de comportement global de consommation en mode PSQ de 5 unités simultanément productrice est fourni par la **Figure II-24** et la **Figure II-25**, tandis que la **Figure II-27** et la **Figure II-26** donnent le modèle de consommation en mode PSQ d'une seule unité productrice en l'occurrence le modèle de consommation du groupe G8. Enfin, le **Tableau II-12** donne la synthèse des modèles de consommation PSQ pour la configuration à 5 unités.

Tableau II-11. Synthèse de points de fonctionnement par nombre (N) d'unités simultanément productrices

Nombre d'unités simultanément productrice (N)	Nombre de points de fonctionnement recensé	Pourcentage du temps correspondant (%)	Temps de fonctionnement correspondant (h)
6	35896	9,45	19,942
5	135461	35,65	75,256
4	125648	33,06	69,804
3	40797	10,74	22,665
2	42231	11,11	23,462
TOTALE	380033	100,00	211,129

Tableau II-12. Exemple d'analyse de comportement global et individuel des unités productrices en mode PSQ

Comportement globale de la configuration à 5 unités de production simultanée	Caracteristique du Groupe G7	Caracteristique du groupe G8	Caracteristique du groupe G9	Caracteristique du groupe G10	Caracteristique du groupe G11	Caracteristique du groupe G12
$D_{G5} = 0,1888 * PG + 560$	$Y = 0,1882 * x + 118$	$Y = 0,1865 * x + 114$	$Y = 0,1888 * x + 108$	$Y = 0,1899 * x + 112$	$Y = 0,1876 * x + 111$	$Y = 0,1864 * x + 122$

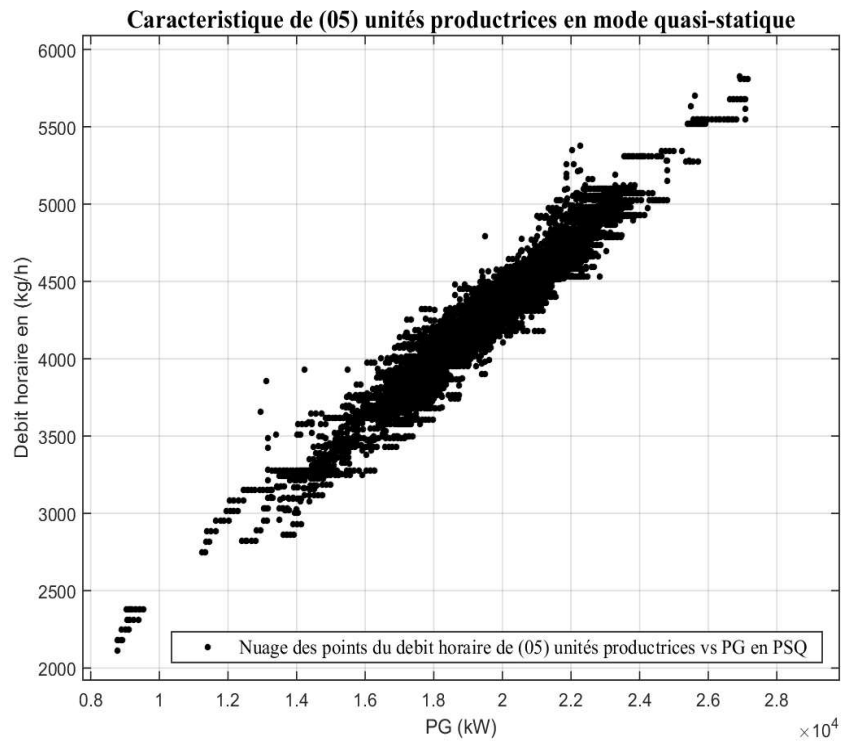


Figure II-24. Nuage des points du débit horaire de (05) unités productrices vs PG en mode (PSQ)

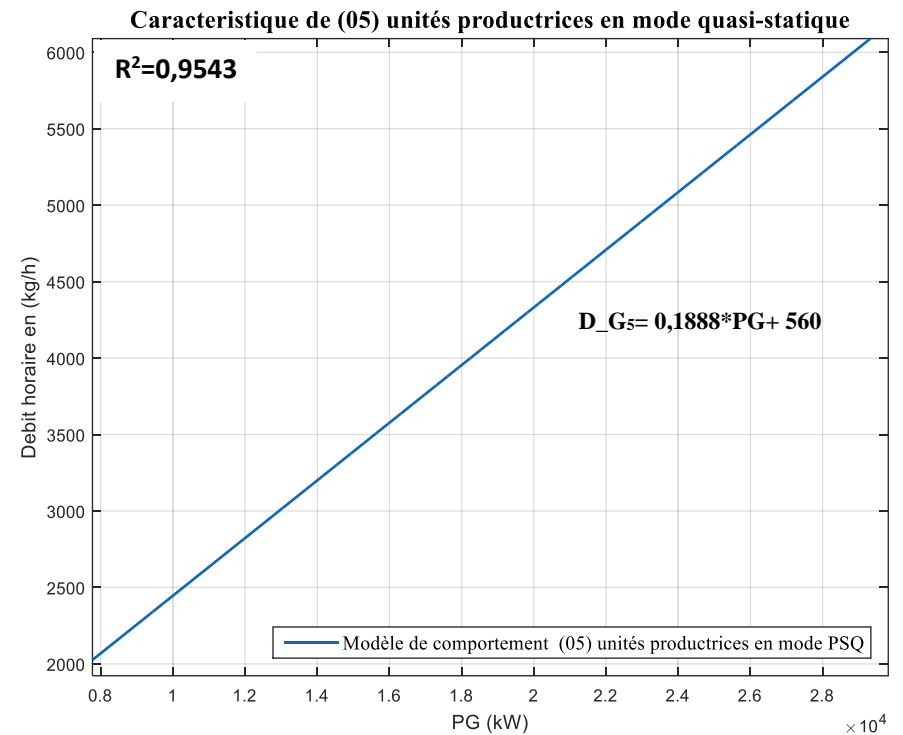


Figure II-25. Comportement global de 05 unités simultanément productrices en mode PSQ

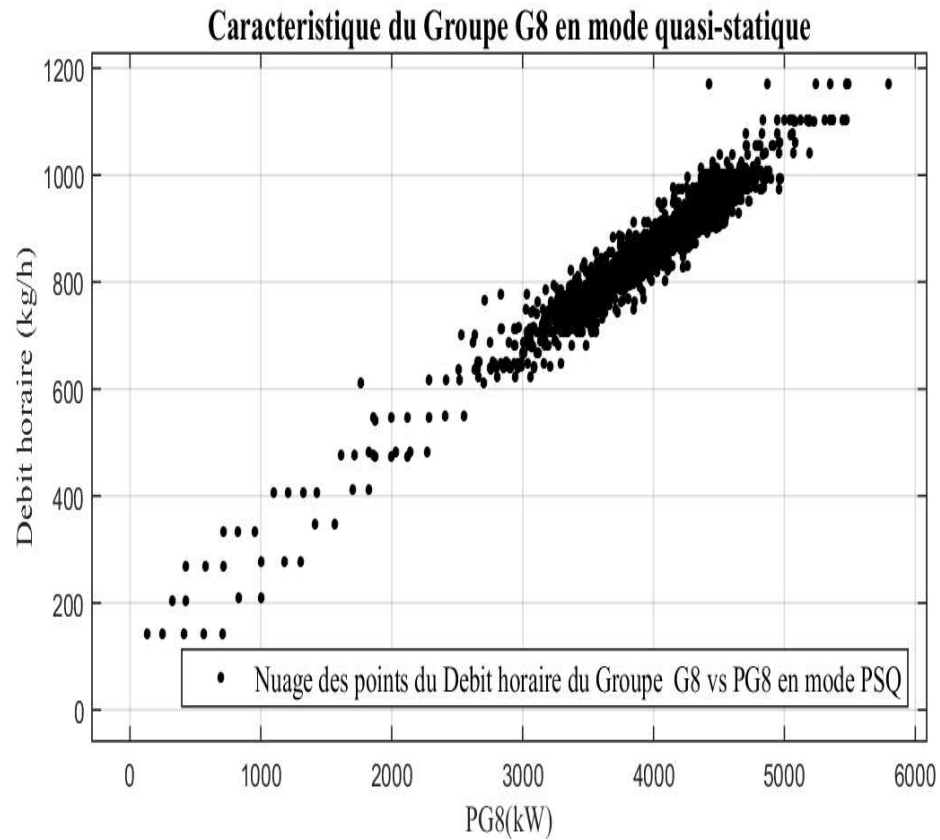


Figure II-27. Nuage des points du débit horaire du groupe G8 vs PG8 en mode (PSQ)

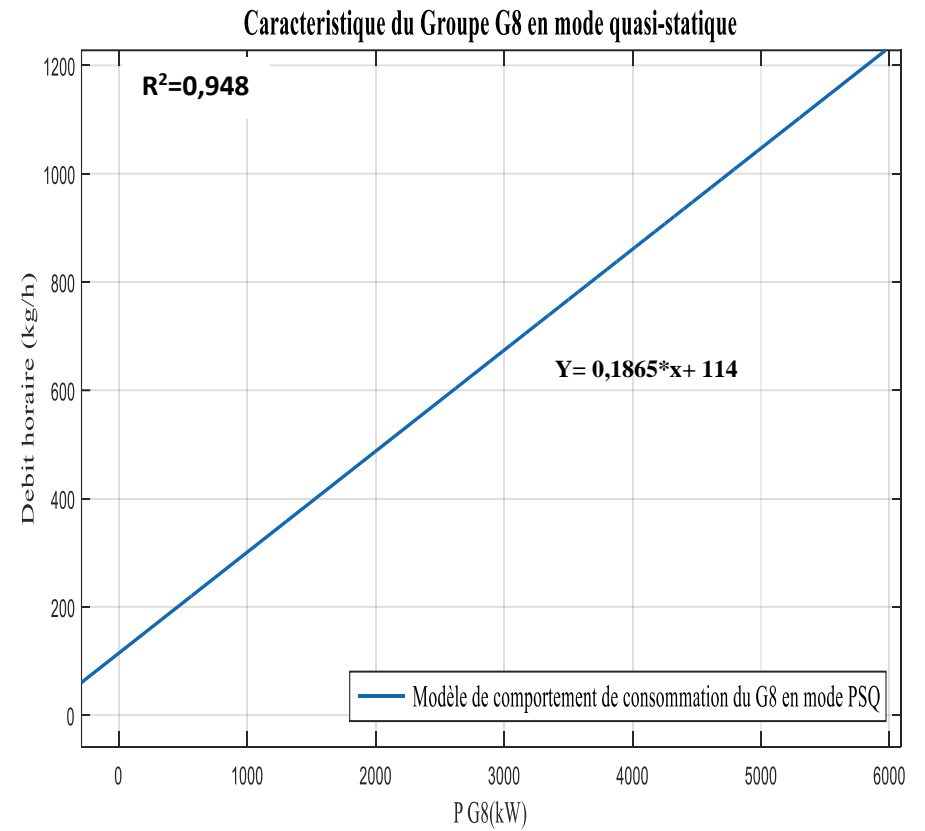


Figure II-26. Modèle de comportement de consommation du G8 en mode PSQ

L'observation du comportement global et individuel de consommation de carburant des unités productrices pour les différentes configurations montre que :

- Les unités productrices adoptent un comportement linéaire pour l'évolution de leur débit horaire en fonction de la puissance électrique produite, sous la forme d'une loi affine $Y = ax + b$; avec Y : débit horaire en kg/h par unité productrice et x = puissance électrique fournie par unité productrice **Tableau II-12** ;
- Dans chaque configuration le comportement global de la consommation (de N unités simultanément productrices) est aussi linéaire sous la forme affine $D_{G_N} = A * P_G + B$; avec D_{G_N} : débit horaire global de N unités et P_G = puissance électrique fournie par N unités ;
- Les unités productrices ont des comportements assez similaires même si on remarque quelques disparités dont la cause serait potentiellement due aux réglages des correcteurs de la boucle d'asservissement, qui ne seraient pas rigoureusement identiques ;
- Les coefficients directeurs « a » des modèles de consommation de différentes unités productrices sont sensiblement égaux au coefficient directeur du modèle de comportement globale « A ». Pour l'exemple de la configuration à 5, une erreur maximale de 1,3% a été évaluée entre ces différents coefficients ;
- Par contre, la constante B du modèle de comportement global représente la somme des constantes (b) des unités simultanément productrices.

Ainsi, au regard de ces observations, la relation linéaire entre le débit et la puissance électrique générée du comportement global de consommation peut se mettre sous la forme de :

$$D_{G_N} = 0,1888 * P_G + N * 112 \quad \text{Équation II-2}$$

avec N=5 pour l'exemple du **Tableau II-12**. Ce modèle spécifique permet d'extrapoler le modèle de consommation PSQ de la centrale thermique selon le nombre de groupe en fonctionnement comme illustré dans le

Tableau II-13. Formulations de la consommation du carburant en fonction de la puissance électrique en mode PS

Modèle unitaire de référence (MUR_PSQ) : $D_{G_N} = 0,1888 * P_G + N * 112$	
Nombre N d'unités en fonctionnement (Configuration)	Caractéristiques de fonctionnement PSQ
3	$D_{G_3} = 0,1888 * P_G + 336$
4	$D_{G_4} = 0,1888 * P_G + 448$
5	$D_{G_5} = 0,1888 * P_G + 560$
6	$D_{G_6} = 0,1888 * P_G + 672$
7	$D_{G_7} = 0,1888 * P_G + 784$
8	$D_{G_8} = 0,1888 * P_G + 896$
9	$D_{G_9} = 0,1888 * P_G + 1008$

Tableau II-13. Formulations de la consommation du carburant en fonction de la puissance électrique en mode PSQ

II.3.3.2 Élaboration de modèle de consommation en mode profil-solaire-dynamique (PSD)

La recherche du modèle de consommation en mode PSD a été conduite de la même manière que précédemment, mais en utilisant cette fois ci des journées ayant un profil solaire dynamique.

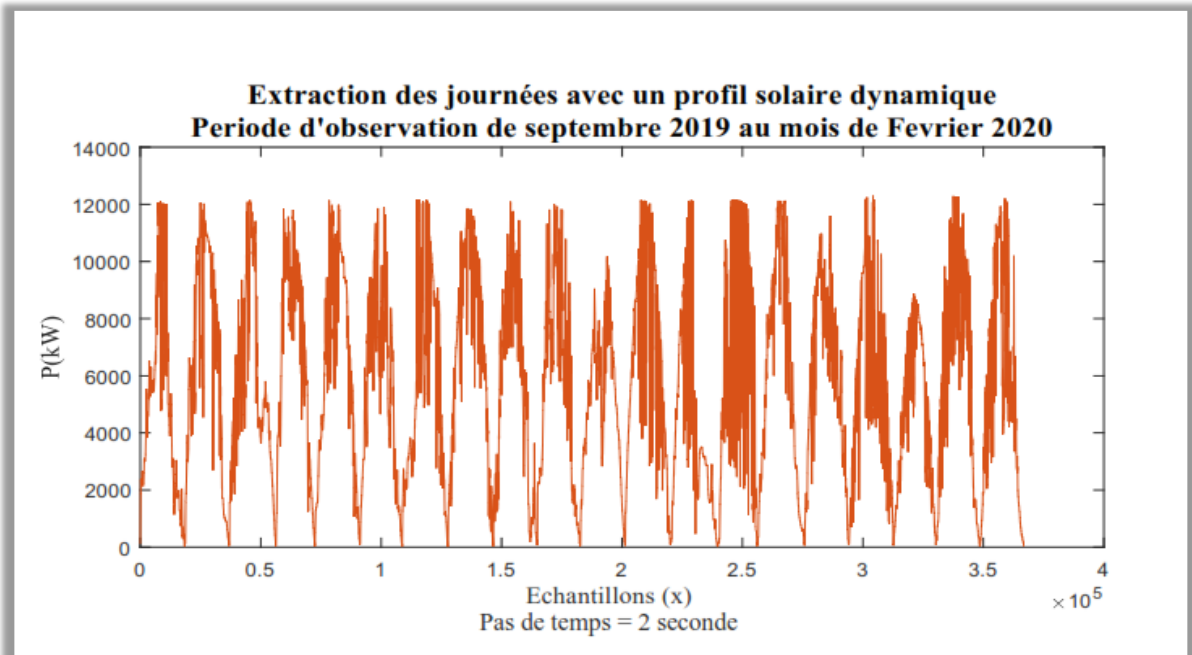


Figure II-28. Extraction de 20 Journées types répondant au PSD (septembre 2019 à février 2020)

Dans la même période saisonnière (septembre 2019 à février 2020) un ensemble de journées (20) PSD a été extrait et illustré par la *Figure II-28*. Un modèle unitaire de référence PSD a été élaboré. Ce dernier permet d'extrapoler le modèle de consommation PSD de la centrale thermique selon le nombre de groupes en fonctionnement comme le montre le *Tableau II-14*.

Tableau. II-14. Formulations de consommation du carburant en fonction de la puissance électrique en mode PSD

Modèle unitaire de référence (MUR_PSD) : $D_{G_N} = 0,187 * P_G + N * 135$	
Nombre N d'unités en fonctionnement	Caractéristiques de fonctionnement PSD
3	$D_{G_3} = 0,187 * P_G + 405$
4	$D_{G_4} = 0,187 * P_G + 540$
5	$D_{G_5} = 0,187 * P_G + 675$
6	$D_{G_6} = 0,187 * P_G + 810$
7	$D_{G_7} = 0,187 * P_G + 945$
8	$D_{G_8} = 0,187 * P_G + 1080$
9	$D_{G_9} = 0,187 * P_G + 1215$

Une illustration des modèles de comportement en mode PSD pour une configuration à 4 unités en fonctionnement est donnée par la *Figure II-29* et la *Figure II-30*, tandis que la *Figure II-32* et la *Figure II-31* donnent le modèle de comportement du groupe G8 en mode PSD. Le *Tableau II-15* synthétise les équations de consommation dans la configuration à 4 unités en mode PSD.

Tableau II-15. Exemple d'analyse de comportement global et individuel des unités productrices en mode PSD

Comportement global de la configuration à 4 unités de production simultanée	Caractéristique du Groupe G7	Caractéristique du groupe G8	Caractéristique du groupe G9	Caractéristique du groupe G10	Caractéristique du groupe G11	Caractéristique du groupe G12
$D_{G4} = 0,187 \cdot PG + 540$	$Y = 0,185 \cdot x + 148$	$Y = 0,185 \cdot x + 135$	$Y = 0,1933 \cdot x + 94$	$Y = 0,1866 \cdot x + 144$	$Y = 0,1875 \cdot x + 122$	$Y = 0,1853 \cdot x + 142$

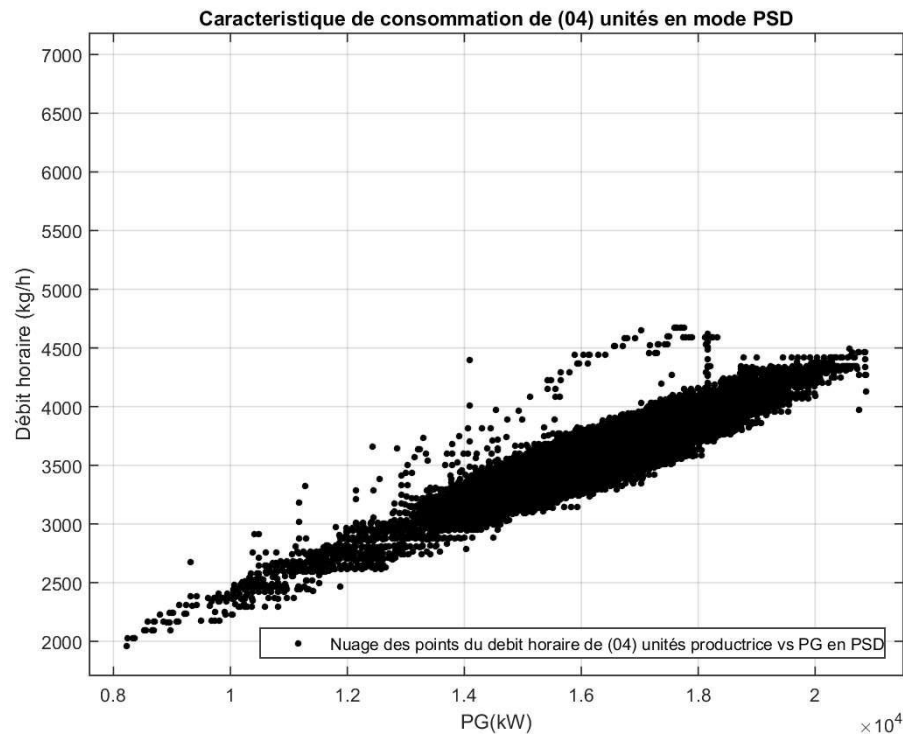


Figure II-29. Nuage des points du débit horaire de (04) unités productrices vs PG en mode (PSD)

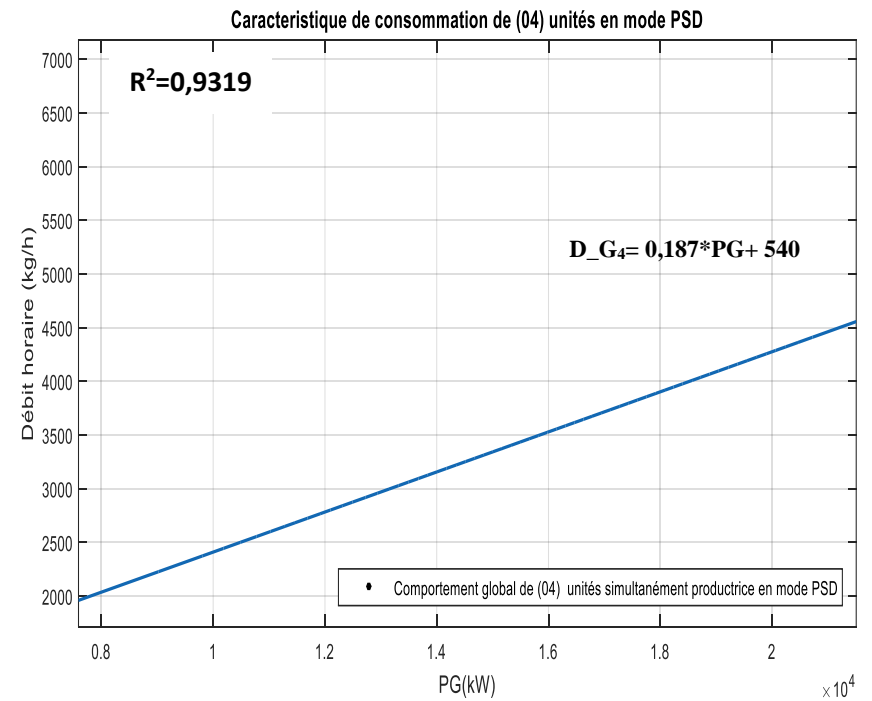


Figure II-30. Comportement global de (04) unités simultanément productrices en mode PSD

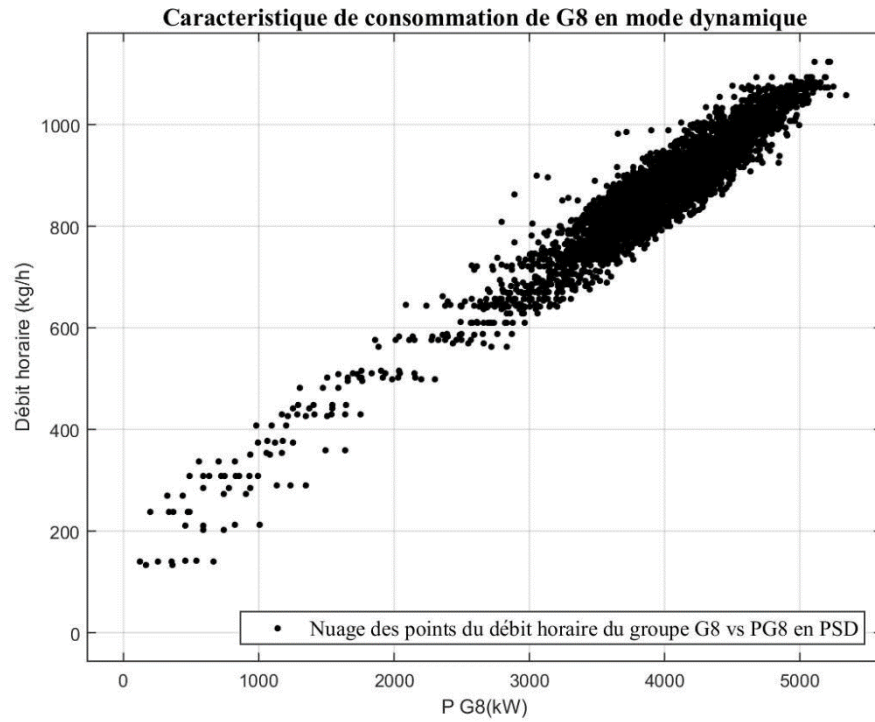


Figure II-32. Nuage des points du débit horaire du groupe G8 vs PG8 en mode (PSD)

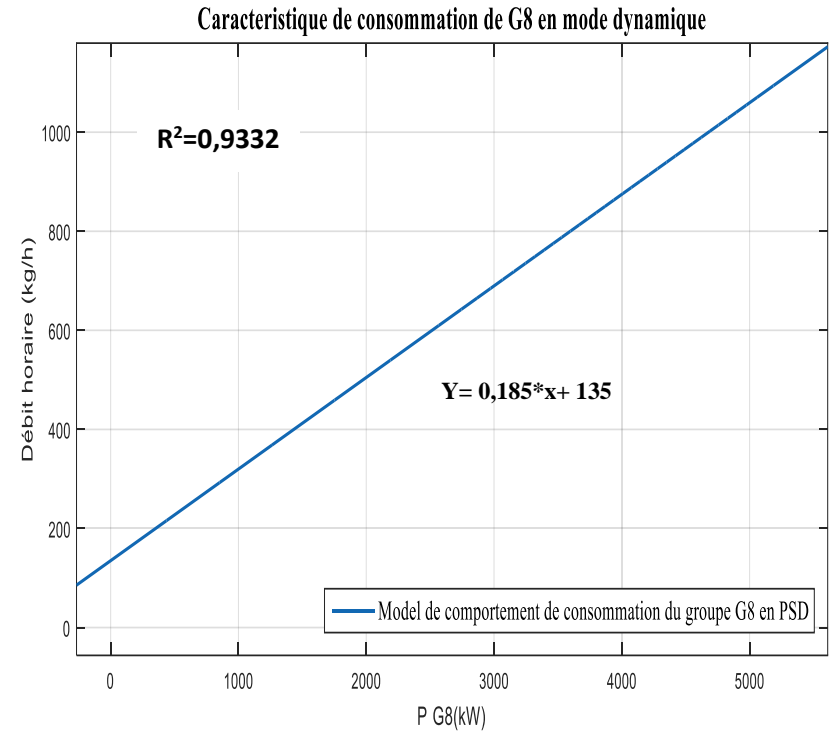


Figure II-31. Modèle de comportement de consommation du G8 en mode PSD

II.4 Évaluation des modèles de consommation

Il est possible d'évaluer la pertinence des modèles obtenus selon des scénarios types en post-traitement. Pour une journée type PSQ, comme par exemple le 02/03/2019 les comparaisons entre estimation et mesures de consommation suscitent des remarques. La courbe en bleu de la **Figure II-33** montre la réponse du modèle de consommation instantanée de fuel comparée aux données de mesures issues des débitmètres de la courbe en rouge. On observe donc un biais introduit par les débitmètres dont l'étalonnage et le comportement dynamique seraient potentiellement les causes.

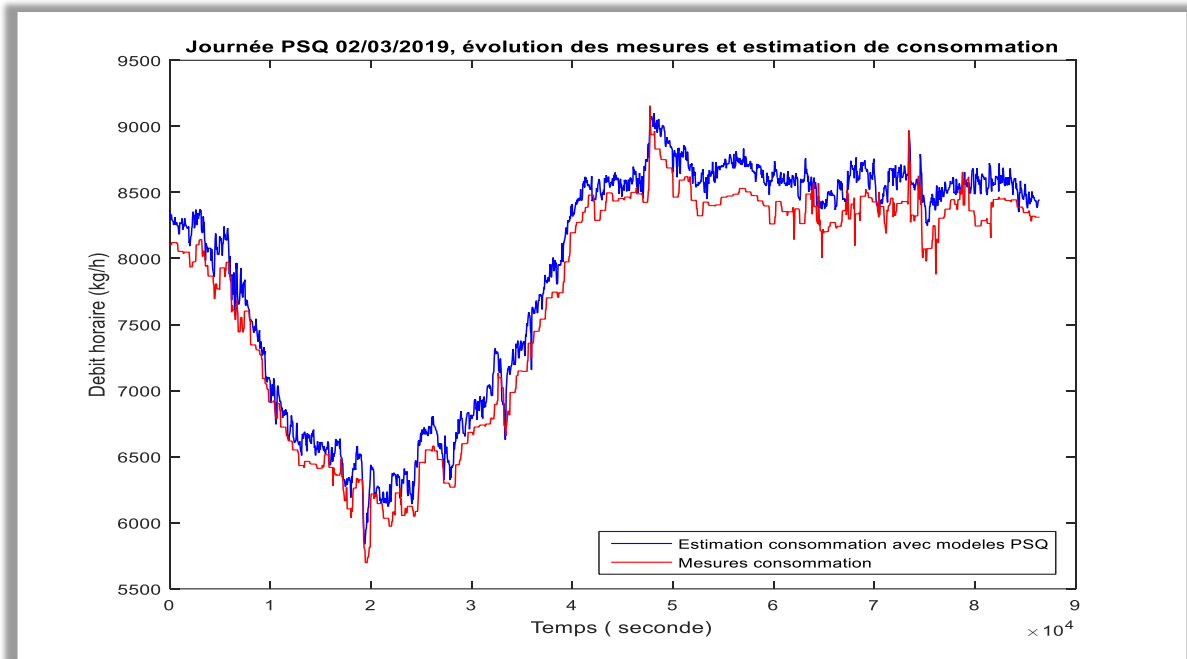


Figure II-33. Journée PSQ, évolution des mesures et estimation de consommation.

Le modèle MUR_PSQ donne un résultat plus proche de celui du compteur totaliseur avec un écart de de 0,1%, tandis que les débitmètres conduisent à un écart de 2,2%. Le **Tableau II-16** donne un bilan de consommation de fuel pour un scénario PSQ.

Tableau II-16. Bilan synthétique de consommation de fuel scénario PSQ

Journée : 02/03/2019 avec des profils statiques de la charge et du PV	Ecart [%]	Consommation totale de fuel en [kg]	Périodes de mesures
Valeur à l'index compteur (rapport journalier)	0%	189 581	Du 02/03/2019 à 6h du matin au 03/03/2019 à 6h du matin
Valeurs calculées par indicateurs débitmètres	2,2%.	185 400	Du 02/03/2019 à 6h du matin au 03/03/2019 à 6h du matin
Valeur estimée de consommation MUR_PSQ	0,1%	189 760	Du 02/03/2019 à 6h du matin au 03/03/2019 à 6h du matin

La **Figure II-34** correspond au scénario dans lequel le MUR_PSD est pris en compte. Sur une journée complète, il conviendrait de distinguer la succession de deux comportements. Du lever du soleil au coucher du soleil en présence de perturbations (passage nuageux) donc une condition PSD et après le coucher du soleil et avant son levé qui invoque une condition PSQ. Pour respecter les causalités, la mise en œuvre à bon escient des deux modèles s'avère nécessaire.

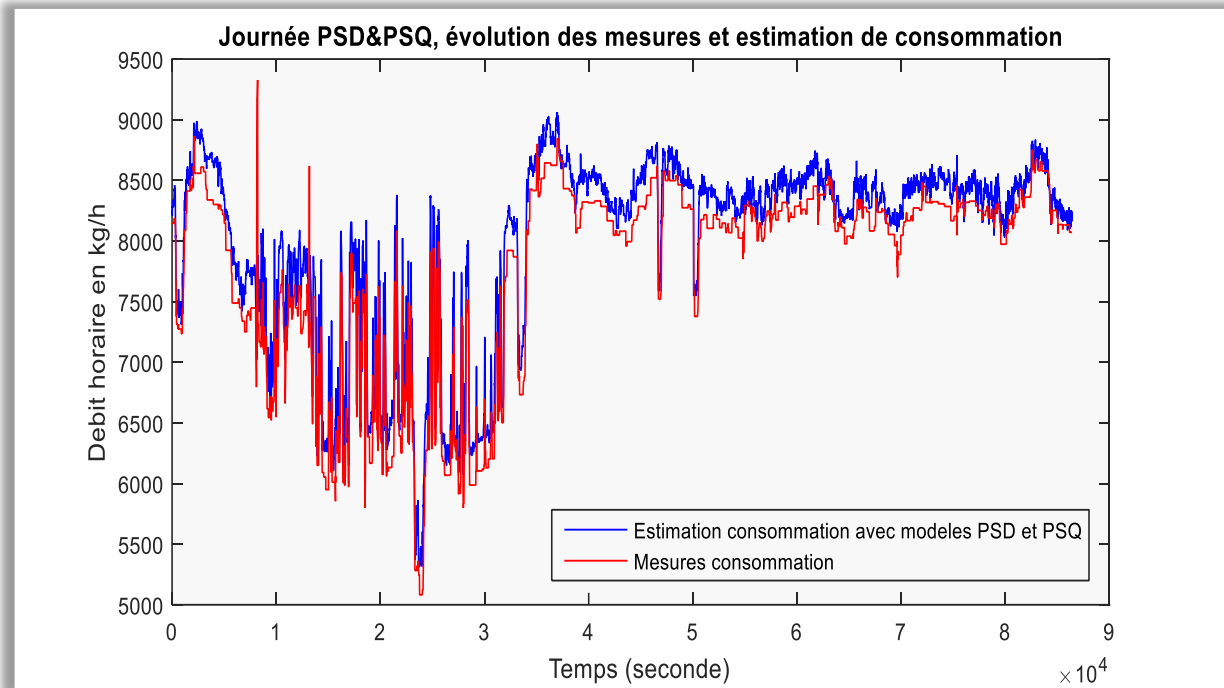


Figure II-34. Journée PSD&PSQ, évolution des mesures et estimation de consommation.

Le **Tableau II-17** donne un bilan de consommation de fuel pour un scénario PSQ et PSD.

Tableau II-17 Bilan synthétique de consommation de fuel scénario mixte PSQ&PSD

Journée : 11/10/2019 avec profil de charge statique et profil dynamique de PV	Écart [%]	Consommation fuel en [kg]	Périodes de mesures
Valeur à l'index compteur (rapport journalier)	0	192 593	Du 11/10/2019 à 6h du matin au 12/10/2019 à 6h du matin
Valeurs calculées par indicateurs débitmètres	3%	186 680	Du 11/10/2019 à 6h du matin au 12/10/2019 à 6h du matin
Valeur estimée de consommation MUR_PSQ&PSD	0,4%	191 730	Du 11/10/2019 à 6h du matin au 12/10/2019 à 6h du matin

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons examiné d'abord les éléments constitutifs de la centrale hybride PV/Diesel d'Essakane à savoir la configuration de la partie thermique et la partie solaire. Afin d'analyser les interactions entre les différentes sources et la charge, nous avons d'une part analysé le fonctionnement des groupes électrogènes thermiques et leur mode de pilotage et nous avons d'autre part caractérisé les interactions au point de couplage avec les générateurs photovoltaïques. Du fait de la permanence de la commande d'extraction de la puissance maximale nous avons mis en évidence et corréler les perturbations induites avec celles de la ressource solaire sur le site. Une caractérisation plus adéquate du gisement solaire a été effectuée. Sur la base des observations, nous avons recherché et proposé des modèles de consommation de la centrale thermique en lien avec la qualité des interactions au point de couplage PCC. Deux modes de consommation de la centrale thermique ont été clairement identifiés. Le modèle de consommation pour un profil de l'irradiance solaire est quasi-statique (PSQ) (évolution au fil du soleil) et le modèle de consommation lorsque le profil de l'irradiance solaire est plus dynamique (PSD) (évolution avec des passages nuageux). Une évaluation de la pertinence de ces modèles a été proposée sur la base des comparaisons avec les données d'exploitation correspondant à des conditions réelles de fonctionnement de la centrale.

Ces modèles de comportement étant validés nous proposons dans le chapitre suivant d'en faire un usage afin de proposer des indicateurs de performance et d'énoncer des options d'amélioration pour le système existant.

Chapitre III : Résultats d'analyse de comportement et élaboration des options d'amélioration

Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons nos résultats d'analyse de comportement et les options d'amélioration de l'efficacité énergétique du système hybride. Dans un premier temps, nous avons évalué l'impact des régimes transitoires dus à une variation rapide de la charge et/ou de l'ensoleillement sur la consommation du carburant en utilisant les modèles de consommation établis. Dans un second temps, nous proposons une quantification de la contribution du PV au bilan énergétique sur la base d'indicateurs de performance qui caractérisent l'efficacité du service rendu. Finalement, des options d'amélioration de performance énergétique en termes de gain en fuel sont proposées.

III.1 Impact des régimes transitoires dus à une variation rapide de la charge ou de l'ensoleillement sur la performance des groupes thermiques

III.1.1 Analyse paramétrique des modèles de consommation du carburant

L'élaboration des modèles de consommation de la centrale hybride a conduit à mettre en évidence la consommation de fuel suivant le régime d'interaction des sources au point de couplage. Si nous désignons D_{GN} le Débit de consommation de fuel de N unités simultanément productrice et P_G la puissance électrique délivrée par les N unités, il en résulte deux modèles de comportement unifiés.

- Pour un ensoleillement régulier par ciel clair, le profil de production est non perturbé et les interactions sont qualifiées de quasi-statiques. Le modèle unitaire le plus représentatif de consommation de la centrale est obtenu par une régression polynomiale d'ordre 1 (*Équation III-1*) :

$$\text{Modèle unitaire de référence (MUR_PSQ) : } D_{GN} = 0,1888 * P_G + N * 112 \quad \text{Équation III-1}$$

- Lorsque nous agrégeons les journées à fortes perturbations fréquentes dues principalement à des passages nuageux, le profil de production conduit à des interactions « plus dynamique ». Le modèle unitaire de consommation par kWh électrique produit est reflété par l'*Équation III-2* :

$$\text{Modèle unitaire de référence (MUR_PSD) : } D_{GN} = 0,187 * P_G + N * 135 \quad \text{Équation III-2}$$

L'analyse paramétrique de ces modèles de consommation montre que le coefficient directeur des droites représentatives des deux modèles est pratiquement le même, contrairement à l'autre paramètre de la fonction affine. Ce dernier agirait comme un facteur de pénalité et de dégradation de performance en présence de perturbation. Il est donc évident que ce phénomène pourrait être pondéré par l'intensité, la fréquence, et la durée des perturbations, mais à ce stade nous avons retenu une prise en compte globale par une simple agrégation des périodes perturbées observées dans la banque de données pluriannuelles. Il en résulte que un kilowatt-heure électrique produit dans les conditions PSQ requiert moins de fuel que le même kilowatt-heure produit en condition PSD. Si l'on extrapole ce constat on peut chiffrer à

une vingtaine de kilogramme supplémentaire en moyenne par groupe électrogène et par kilowatt-heure électrique en phase de production PSD. Cette surconsommation reflète ici un effet cumulatif des perturbations . Il faut noter que cette approche permet de rendre compte de manière globalisée de la surconsommation de fuel par les groupes électrogènes dont l'efficacité se trouve amoindrie par les fluctuations de puissance.

III.1.2 Évaluation d'un manque à gagner en termes d'économie de carburant à cause des régimes transitoires provenant du solaire

Afin d'estimer un manque à gagner (MAG), nous utilisons les deux modèles de consommation de la manière suivante et exclusivement dans la période d'ensoleillement perturbé notamment en saison pluvieuse (Mai -à-Septembre) comme indiquer sur la **Figure II-15**.

- Le mode direct permet de calculer la consommation à partir du model d'adéquation PSD, il en résulte une quantité effective de carburant consommé (FED).
- Ensuite, nous appliquerons le modèle moyen d'ensoleillement qui conduit à une même quantité d'énergie d'origine solaire E_{pv} (même quote-part dans le service à rendre SAR)
- Supposant un SAR sans les impacts des perturbations, on estime la consommation de carburant qui en résulterait en appliquant le modèle PSQ (FEQ).
- Le manque à gagner qui traduit donc une surconsommation se calcule par :

$$MAG = FED - FEQ \quad \text{Équation III-3}$$

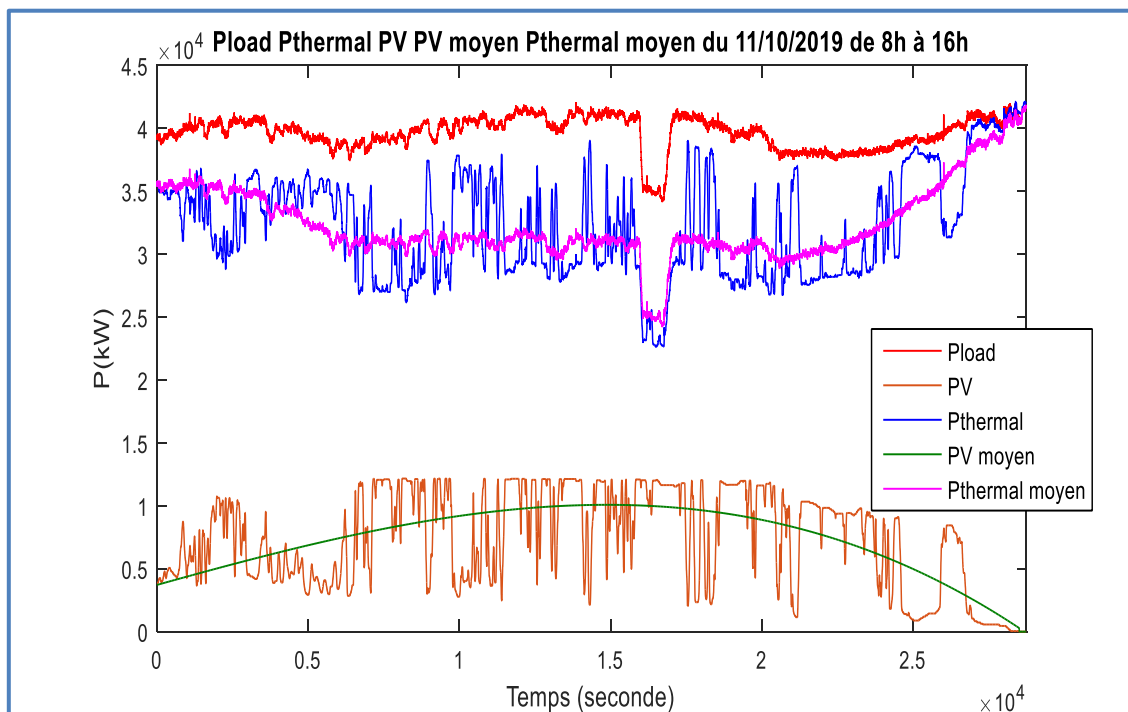


Figure III-1. Illustration de l'effet global de surconsommation

L'estimation d'un manque à gagner en combustible est alors possible comme il est montré ici sur le cas de la journée du 11/10/2019 entre 8h et 16h (**Figure III-1**). Pour cette journée la puissance électrique

PV délivrée par l'installation photovoltaïque indique clairement l'effet de passages nuageux fréquents. Nous sommes en fin de saison des pluies. Le modèle applicable PSD, conduit à la consommation réelle des groupes électrogènes. Selon la procédure précédente, il en résulte une courbe « PV moyen » produisant la même énergie. Si telle était l'allure réelle de la production de cette journée, le fonctionnement des groupes se ferait selon le modèle PSQ. La **Figure III-2** illustre le débit horaire du combustible nécessaire. Il s'en suit un calcul de la quantité de fuel relative au fonctionnement réel (FED) et relative au fonctionnement équivalent idéalisé selon une évolution quasi statique (FEQ) Le **Tableau III-1** permet une validation en prenant les indexes de compteurs comme base.

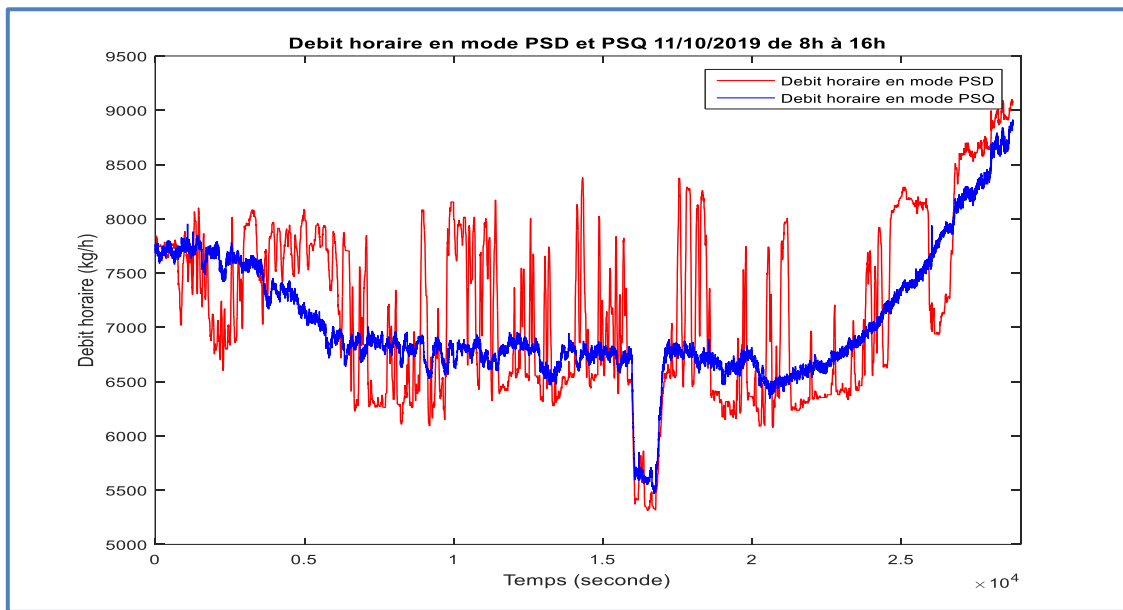


Figure III-2. Débit horaire estimé en mode PSD et PSQ du 11/10/2019 de 8h-10h

Le **Tableau III-1** permet une comparaison en prenant les indexes de compteurs comme base d'un calcul du (MAG).

Tableau III-1. Synthèse comparaison consommation carburant en mode PSD et PSQ

Journée : 11/10/2019 avec profil de charge statique et profil : dynamique de PV	Demande électrique en [kWh]	Production PV [kWh]	Production thermique en [kWh]	Consommation fuel en [kg]	Écart % (Consommation spécifique compteur et modèle)	Manque à gagner en fuel (MAG) entre mode PSD et PSQ en [kg] (surconsommation)	CS moyenne g/kWh
Valeurs aux compteurs de 8h à 16h			258 400	56 867	0%	1009 kg	220,07
Valeurs calculées à partir du modèle PSD de 8h à 16h	316 550	58 743	257 850	57 192	0,8%		221,80
Valeurs calculées à partir du modèle PSQ-E de 8h à 16h	316 550	58 408	258 140	56 183	NaN		217,64

- On observe que la consommation spécifique fournit par le modèle entre 8h et 16h du 11/10/2019 est légèrement supérieure à la valeur fournie par les compteurs (0,8%). Le faible écart valide le modèle.
- En faisant le bilan de la production solaire pour cette journée du 11/10/2019, la contribution solaire est légèrement sous-estimée de l'ordre de 0,5 % en mode PSQ-E à 58408 kWh par rapport au PSD. L'évaluation sur cette base du (MAG) en fuel donne **1009 kg**. Cette méthode est ainsi généralisable à toutes périodes de fortes perturbations observées sur le site.

III.2 Contribution énergétique espérée, atteinte et atteignable du PV

Nous proposons ici une analyse de la contribution du PV au bilan énergétique sur la base des indicateurs de performance qui caractérisent l'efficacité du service rendu par la centrale hybride. Afin de construire et argumenter ces indicateurs, il s'agit de répondre aux questions suivantes :

- Quels sont les indicateurs de performance de la centrale thermique ?
- Quel est l'impact du solaire sur la consommation spécifique des groupes thermiques ?
- Quelle est la part du fuel épargné par la production solaire ?
- Quel est le manque à gagner par le pilotage inadéquat ?
- Quels sont les scénarios d'optimisation possible et comment évaluer les pertinences technico-économiques des solutions proposées ?

III.2.1 Définition des indicateurs de performance de la centrale thermique

Pour une meilleure exploitation de la centrale thermique plusieurs indicateurs de performance de fonctionnement sont mis en place, on peut noter ainsi la consommation du fuel, la consommation spécifique, le coût de production, l'émission du CO₂.

Tableau III-2. Liste des indicateurs de performance de fonctionnement de la centrale thermique

Indicateurs	Définitions	Pertinence
Consommation du fuel (kg)	Elle représente la quantité fuel consommé pour une période donnée (Journalière, Mensuelle et Annuelle)	Facture de la consommation de fuel à honorer
Consommation spécifique (g/kWh)	Elle représente la quantité du fuel consomme par kWh produit	Mode de réglage et incidence sur le mode de production
Le coût de production	Il représente le coût de reviens d'un kWh électrique produit par la centrale hybride	Rentabilité économique du projet
Émission du CO ₂	Il représente la quantité de CO ₂ émis pour une période de fonctionnement donnée	Emprunte carbone

III.2.2 Éléments de base de l'analyse de la contribution énergétique

III.2.2.1 Notion du service à rendre (SAR)

Étant donné qu'il s'agit de produire l'électricité pour tout le site, nous allons considérer le profil de charge électrique comme le service à rendre (SAR). Il est variable en fonction de la demande des équipements électriques.

- 1) Deux entités y contribuent de manière rigoureusement complémentaire et en « temps réel » à la production d'électricité. Il s'agit des groupes électrogènes thermiques d'une part et des générateurs PV d'autre part. Un jeu de barres et trois transformateurs permettent de créer les bonnes conditions de couplage. Le profil de charge est peu évolutif en pleine puissance, il est modifié en basse fréquence et évolue peu autour de 40MW.
- 2) Les groupes électrogènes sont pilotés de manière classique en opérant par le statisme qui synchronise et assure la répartition de la charge.
- 3) Le générateur PV fonctionne sous le contrôle d'algorithme (MPPT) imposant en temps réel une injection de la puissance en lien avec les variations l'ensoleillement.
- 4) Les interactions sont alors sous influences du profil de la charge, des variations de l'ensoleillement, les commandes opérationnelles et les règles de pilotage multicritère. Au point de couplage, on observe un effet de compensation exact entre les puissances générées (P_G et P_{PV}) et totalisées (P_{SAR}) aux niveaux du jeu des barres :

$$P_{SAR}(t) = P_G(t) + P_{PV}(t) \rightarrow \int P_{SAR}(t) = \int P_G(t) + \int P_{PV}(t) \quad \text{Équation III-4}$$

La part de PV sur le service rendu SAR pour une période T donnée s'écrit :

$$E_{PV} = \int_0^T P_{PV}(t) \quad \text{et} \quad E_G = \int P_{SAR}(t) - \int_0^T P_{PV}(t) \quad \text{Équation III-5}$$

$$E_{SAR} = E_G + E_{PV} \quad \text{Équation III-6}$$

L'énergie réactive développée au sein du dispositif est supposée bien gérée par les capacités installées des groupes (systèmes d'excitation) et des éléments réactifs (inductances et condensateurs). Seule un équilibrage en puissance active est pris en compte dans les stratégies de gestion exposées par la suite.

III.2.2.2 Évaluation de la consommation spécifique sur site et selon la norme ISO 15550

La détermination de la consommation spécifique (CS) dans les conditions de références (ISO) à partir d'autres conditions (test) de fonctionnement est définie par la norme ISO 15550 suivant une méthode de calcul décrite ci-après. Cette méthode consiste à effectuer une correction de puissance et un ajustement du PCI de carburant utilisé selon les formules suivantes :

$$Be = \frac{1000 * (M - S * \frac{MLS}{3600})}{P} * \frac{3600}{S} \rightarrow [g/kWh] \quad \text{Équation III-7}$$

$$Biso = \frac{\alpha}{K} * \frac{LHV_{test}}{LHV_{ISO}} * Be - EDP \rightarrow [g/kWh] \quad \text{Équation III-8}$$

$$K = \left(\frac{P_x}{P_{ra}} \right)^m * \left(\frac{T_{ra}}{T_x} \right)^n * \left(\frac{T_{cr}}{T_{cx}} \right)^s \quad \text{Équation III-9}$$

$$\alpha = K - 0,7 * (1 - K) * \left(\frac{1}{\eta_{mek}} - 1 \right) \quad \text{Équation III-10}$$

Avec

K	= ratio of indicated power	Be	= fuel oil consumption on test bed [g/kWh]
α	= power adjustment factor	Biso	= fuel oil consumption according to ISO [g/kWh]
P_x	= barometric pressure during test [hPa]	M	= measure fuel quantity [kg]
P_{ra}	= standard reference barometric pressure [1000 hPa]	S	= time [s]
m	= 0,7 exponent	MLS	= flow of clean leak fuel [kg/h]
T_{ra}	= reference air temperature [298 K]	P	= engine power [kW]
T_x	= air temperature during test [K]	LHV_{test}	= lower heating value of the fuel oil during test [MJ/kg]
n	= 1,2 exponent	LHV_{ISO}	= lower heating value of the fuel oil ISO [MJ/kg]
T_{cr}	= reference charge air coolant temperature [298 K]	EDP	= engine driven pumps [g/kWh]
T_{cx}	= charge air coolant temperature during test [K]		
s	= 1 exponent		
η_{mek}	= mechanical efficiency		

Afin d'avoir des valeurs de références de la consommation spécifique des groupes thermiques, nous sommes référés aux résultats obtenus lors des tests de la mise en service sur site de la mine. Le **Tableau III-3** montre les conditions de test et les résultats pour le groupe G8.

Tableau III-3. Conditions et résultats du test sur site pour le groupe thermique G8

Test N°	Load [%]	Speed	Fuel	Power [kW]	Air Press [hPa]	Air Temp [°C]	Coolant Temp [°C]	Meas.fuel Amount [kg]	Mean Time [s]	Meas.con sumption [kg/h]	Clean leak fuel [kg/h]	Eng.driven pumps [g/kWh]	Be [g/kWh]	Biso [g/kWh]
1	100	750	HFO	5447	998,2	29	35	60	197,9	1091,5	4,320	0	199,6	190,5
Lower heating value during test [MJ/kg]: 41,120 Lower heating value (ISO) [MJ/kg]: 42,700 Mechanical efficiency: 0,80														

Ces résultats montrent une consommation spécifique de 199,6 g/kWh pour les conditions de tests sur site, ce qui correspond à une consommation de 190,5 dans les conditions ISO. Outre la consommation spécifique durant le test, nous avons aussi élaboré le modèle comportemental de la consommation spécifique en phase d'exploitation. Ainsi, on peut voir sur la **Figure III-3** et la **Figure III-4** le model de comportement de la consommation spécifique du groupe G8 sur la base des données d'exploitation de l'année 2019 et 2020. Sur la base de ces modèles nous avons déterminé les valeurs de la consommation spécifique pour différents taux de charge du groupe G8, illustrées dans les **Tableau III-4** et **Tableau III-5** pour un PCI du fuel en moyenne de l'ordre 39 700 kJ/kg en 2019 et 40 700 kJ/kg en 2022. On remarque aussi une amélioration de l'efficacité du groupe G8 en 2020 en comparaison de son efficacité en 2019 en raison d'un PCI meilleur en 2020.

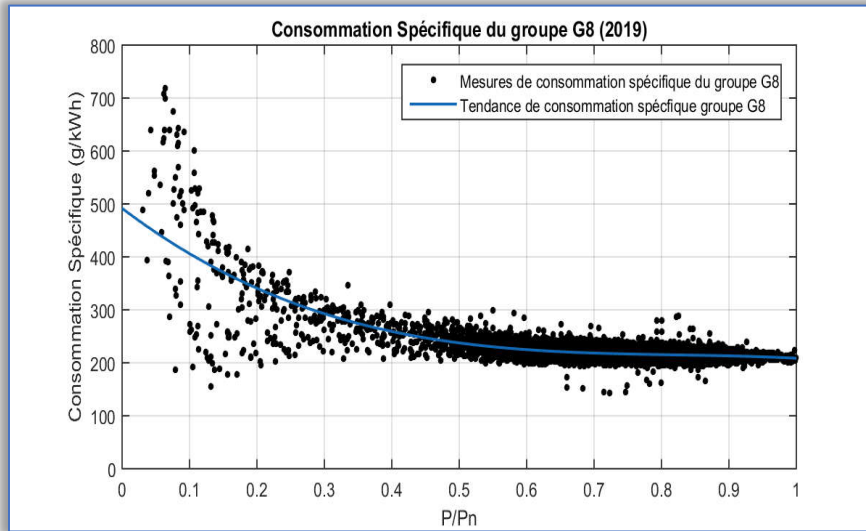


Figure III-3. Modèle de comportement de CS du groupe G8 en 2019

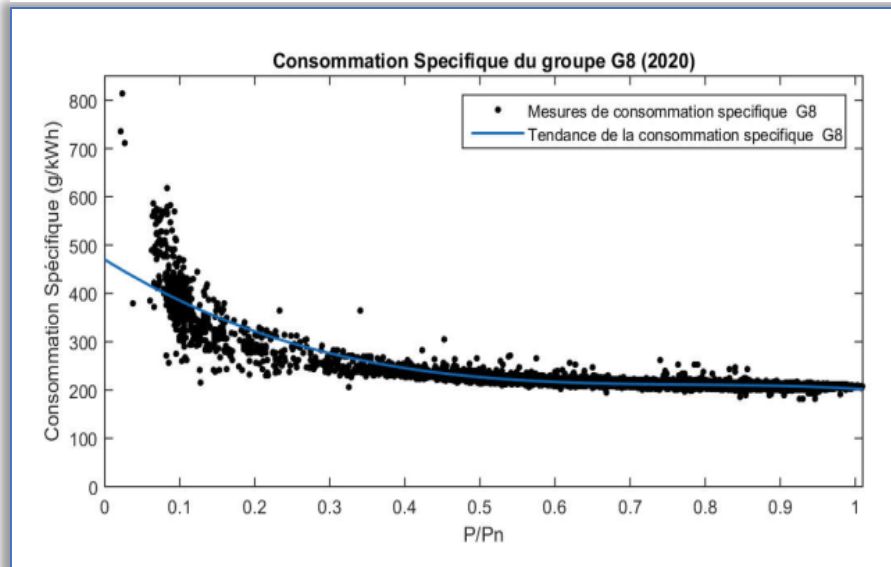


Figure III-4. Modèle de comportement de CS du groupe G8 en 2020

Tableau III-4. Consommation spécifique du G8 en fonction du taux de charge en 2019

Moteur G8 12V32, HFO (PCI en 2019) = 39 700kJ/kg	Données d'exploitation (2019)
CS à 100% de la charge	208,9 g/kWh
CS à 95% de la charge	211,52 g/kWh
CS à 90% de la charge	213,27 g/kWh
CS à 85% de la charge	214,49 g/kWh
CS à 80% de la charge	215,54 g/kWh
CS à 75% de la charge	216,75 g/kWh
CS à 50% de la charge	237,51 g/kWh

Tableau III-5. Consommation spécifique du G8 en fonction du taux de charge en 2020

Moteur G8 12V32, HFO (PCI en 2020) = 40700kJ/kg	Données d'exploitation (2020)
CS à 100% de la charge	202,5 g/kWh
CS à 95% de la charge	206,2 g/kWh
CS à 90% de la charge	208,4 g/kWh
CS à 85% de la charge	209,8 g/kWh
CS à 80% de la charge	210,6 g/kWh
CS à 75% de la charge	211,4 g/kWh
CS à 50% de la charge	226,6 g/kWh

III.2.3 Impact de la production solaire sur la performance de la centrale thermique

Afin d'illustrer l'impact de la production solaire sur la performance de la centrale thermique (quel que soit le profil d'ensoleillement), nous considérons une fenêtre d'observation de 4h00 à 20h00 pour la journée du 17/07/2020. Cette journée se caractérise par un profil de charge typique (évolutif basse fréquence) et un profil de production solaire PV fluctuant comme indiqué sur la **Figure III-5**.

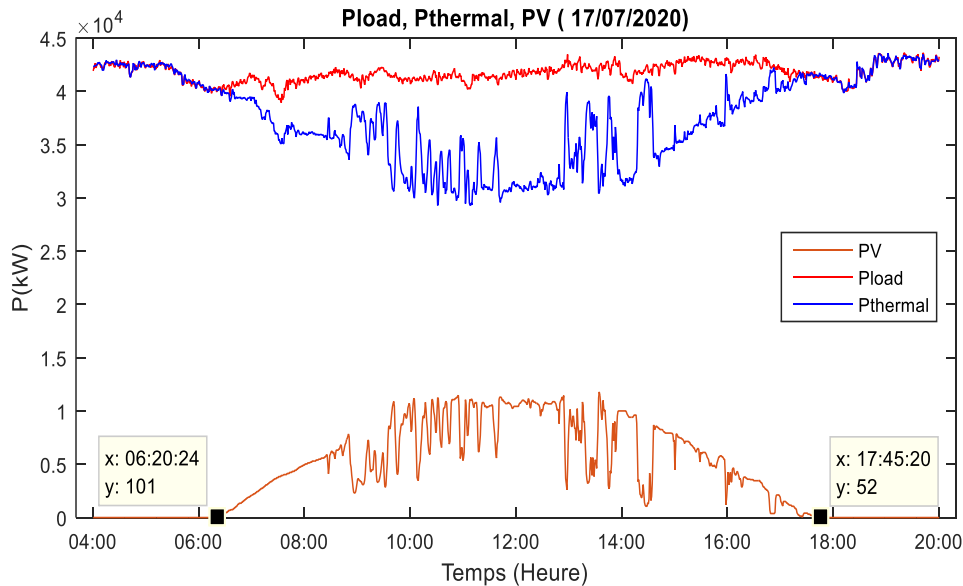


Figure III-5. Fenêtre d'observation d'impact du solaire sur le service à rendre (SAR)

Le nombre de groupe en fonctionnement durant cette période de fonctionnement est illustré par la **Figure III-6**.

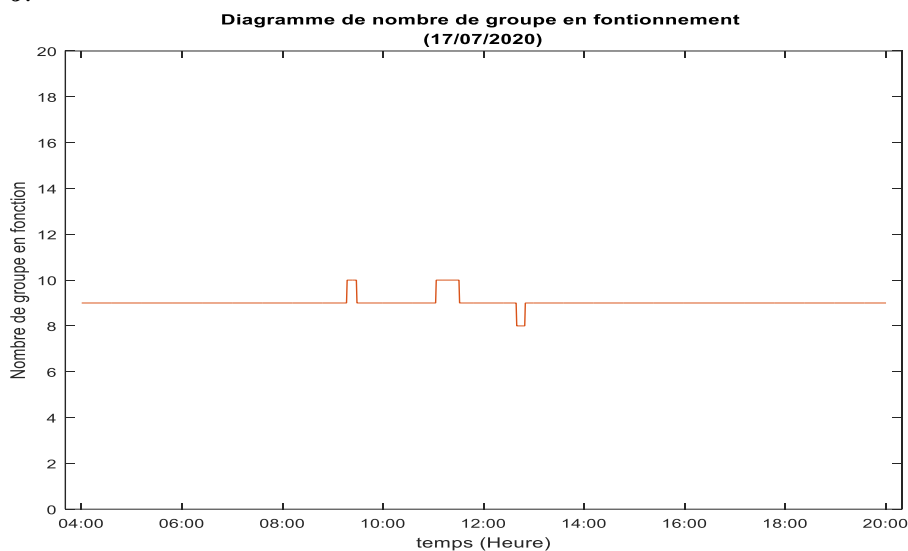


Figure III-6. Diagramme de nombre de groupe pour la fenêtre d'observation

C'est le reflet des commandes opérationnelles qui indiquent que majoritairement 9 groupes sont en fonctionnement en dehors de quelques modifications à ∓ 1 groupe en lien avec des règles d'exploitation de la centrale. Ceci est considéré est donc considérée sans incidence majeur. Pour cette période d'observation, nous avons examiné l'évolution de la consommation de fuel et de la consommation spécifique de la centrale thermique sur la **Figure III-7**.

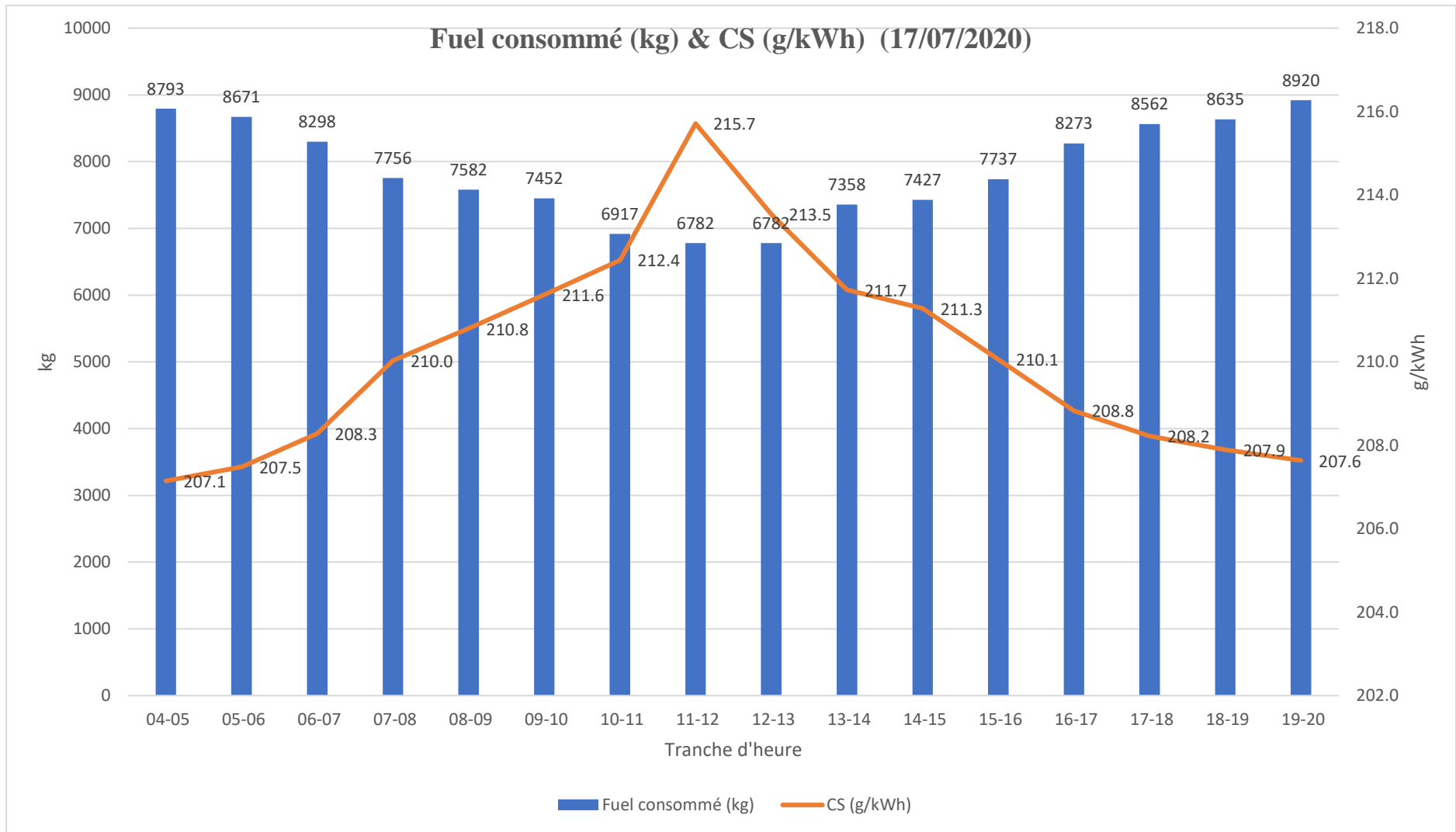


Figure III-7. Fuel consommé (kg) & CS (g/kWh) de la centrale thermique (17/07/2020)

Sur ce graphique, on observe pour les tranches horaires de 04h-05h et 19h-20h, pour 9 groupes en fonctionnement sans injection de puissance solaire, une consommation de fuel respectivement de l'ordre de 8793 kg et 8920 kg avec de consommation spécifique respective de 207g/kWh et 208g/kWh. Par contre, pour les tranches horaires en présence solaire, de 09h-10h et 14h-15h par exemple, on observe une consommation du fuel respectivement de l'ordre de 7452 kg et 7427 kg avec de consommation spécifique respective de 212g/kWh et 211g/kWh.

Ces résultats montrent une baisse substantielle de la consommation de fuel en présence du solaire pour le même nombre de groupe en fonctionnement, mais aussi une dégradation de l'efficacité des groupes à travers une augmentation de la consommation spécifique par rapport aux horaires sans solaire. Il en résulte le constat suivant : en l'absence de la contribution solaire, les groupes thermiques ont une meilleure efficacité traduite par une faible consommation spécifique. En revanche, en présence du solaire, le SAR étant toujours le même, la consommation spécifique augmente signifiant une dégradation de performance pour les groupes thermiques. En effet, cette tendance que nous appelons le déclassement est augmentée d'une pénalité en présence de perturbations fréquentes.

III.2.4 Définition des indicateurs de performances de la centrale hybride PV/Diesel

L'analyse de la *Figure III-7* nous a conduit à considérer trois scénarios de référence qui nous fournissent trois indicateurs de base (adaptable à des fenêtres d'observation), ainsi, nous avons :

- **Le scénario TSS** (Thermique Sans Solaire) : Dans ce scénario, le SAR est accompli par les groupes thermiques seuls. Il permet de calculer le fuel maximum (FM) virtuellement nécessaire et la consommation spécifique (CS) correspondante.
- **Le scénario TSM** (Thermique Solaire Moyen) : Dans ce scénario, le SAR est accompli par les groupes thermiques et le solaire dit « Moyen ». Il permet d'évaluer le fuel gagné (FG) par injection de puissance au « fil du soleil » sans perturbation d'ensoleillement noté (PSQ) ou par simulation d'un ensoleillement moyen « équivalent » (PSQ-E).
- **Le scénario TSP** (Thermique Solaire Perturbé) : Dans ce scénario, le SAR est accompli par les groupes thermiques et le solaire dit « Perturbé » (PSD). Il permet de calculer le manque à gagner (MAG) par comparaison du mode (PSD) au mode PSQ-E simulé pour une fenêtre d'observation donnée.

Ainsi le FM est la consommation de fuel maximal sans hybridation de la centrale, le FG est le fuel économisé dans les conditions d'ensoleillement les moins sévères et le MAG indique la marge potentielle d'économie de fuel. En l'absence d'effets induit des perturbations sur les groupes thermiques en fonctionnement, il va sans dire que dans ces scénarios nous ne prenons en compte l'effet des commandes opérationnelles que le nombre de groupe thermiques actifs le cas échéant.

Par exemple, pour évaluer du fuel gagné (FG) pour la fenêtre d'observation du 17/07/2020 de 4h à 20h, nous avons évalué le FM en considérant le scénario TSS. Ce dernier doit respecter le critère opérationnel de sécurité définis par le principe de conduite de la centrale en l'absence de l'injection de la puissance solaire.

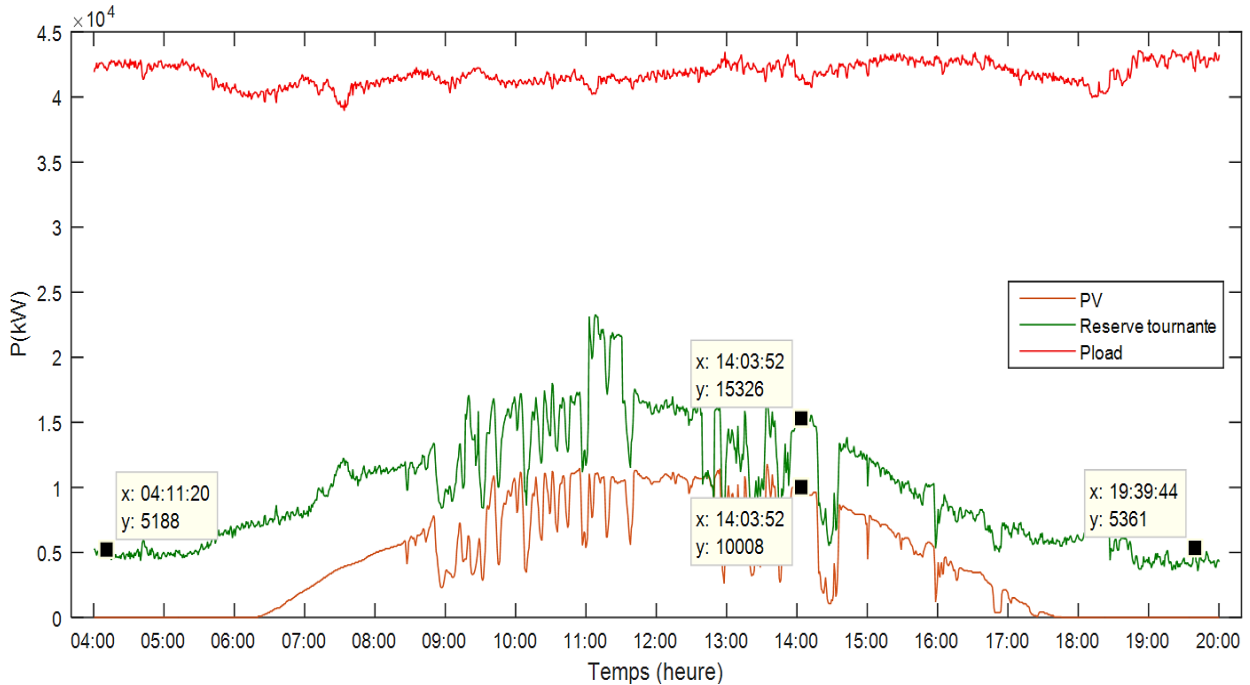


Figure III-8. Évolution de la réserve tournante, demande et PV pour la fenêtre d'observation de 4h00 à 20h00

En se référant au principe de conduite de la centrale, selon lequel « *la réserve tournante doit rester supérieur à 80% de la puissance active fournie par la centrale solaire ou la puissance active fournie par le « genset¹⁰» en charge partielle la plus élevée* ». Le nombre de groupe en fonctionnement dans le scénario TSS doit respecter la condition ci-dessous :

$$\text{Nombre de groupe actif pour le scénario TSS} = \frac{\text{Moyenne}(P_{load})}{P_N} + 1$$

Avec P_N : Puissance nominale d'un groupe thermique (en kW)

P_{load} : Profil de la demande électrique pour la fenetre d'observation(en kW)

Pour la journée du 17/07/2020 dans l'intervalle de 4h-20h :

$$\text{Nombre groupe en fonction} = \frac{41780}{5180} + 1 = 9,06 \text{ soit } \mathbf{9 \text{ groupes}}$$

¹⁰ Terme désignant aussi groupe thermique au niveau de l'exploitation de la centrale

Ce résultat montre que, pour cette tranche horaire de 4h00 à 20h00 de la journée du 17/07/2020, nous pouvons tout simplement considérer le même diagramme de fonctionnement des groupes thermiques de la **Figure III-6**.

Partant de ce résultat, nous avons simulé une consommation du fuel maximal (FM) virtuellement nécessaire pour l'accomplissement du scénario (TSS) en utilisant les modèles de consommation de la centrale thermique en mode PSQ. Il faut rappeler que dans le scénario TSS, le SAR (profil de charge-courbe de couleur rouge sur la **Figure III-5**) est accompli par les groupes thermiques seuls. Nous avons ainsi calculé une consommation du fuel (FM) de 137 780 kg pour une production électrique de groupes thermiques de 668 631 kWh, soit une consommation spécifique estimée de l'ordre de 206g/kWh.

Pour le scénario (TSP) correspondant au fonctionnement réel de centrale hybride, les données issues des relevés compteurs d'exploitation de la centrale hybride indiquent une consommation de fuel réelle de 125 945 kg pour une production électrique de groupe thermique de 600 020 kWh soit une consommation spécifique 209,9g/kWh.

Nous avons ensuite élaboré un scénario TSM sur la base de la démarche développée en (**III.1.2 Évaluation d'un manque à gagner en termes d'économie de carburant à cause des régimes transitoires provenant du solaire**). Avec ce scénario, nous avons estimé une consommation de 125 220 kg. En comparant la consommation de fuel dans le scénario TSP et la consommation fuel dans le scénario TSM avec un PSQ-E, on calcule un manque à gagner (MAG) de 725 kg.

Sur la base de la synthèse des résultats de différents scénarios (**Tableau III-6**), nous considérons que la valeur du fuel gagné (FG), le manque à gagner (MAG) et la consommation spécifique (CS) comme des indicateurs de performance pour la centrale hybride. Ce faisant, l'une des voies d'optimisation du fonctionnement de la centrale hybride consiste à augmenter la valeur du fuel gagné (FG) tout en minimisant le cas échéant la valeur du manque à gagner (MAG) ainsi que la valeur de la consommation spécifique (CS).

Tableau III-6. Synthèse des indicateurs de performance de la centrale hybride d'Essakane

Journée : 17/07/2020 de 4h à 20h Profil charge : Statique Profil PV : Dynamique	Désignation-Production et consommation				Indicateurs de performance		
	SAR (kWh)	Prod PV (kWh)	Prod_therm (kWh)	Conso_fuel (kg)	Fuel gagné (FG) (kg)	Manque à gagner (MAG) (kg)	CS (g/kWh)
Scénario TSS : Fonctionnement sans solaire PV	668 631	0	668 631	137 780			206
Scénario TSP : Valeurs aux compteurs	668 631	68 711	600 020	125 945	11 835		209, 9
Scénario TSM : valeurs à partir des modèles de comportement PSQ-E	668 631	68 630	599 800	125 220	12 560	725 kg	

III.3 Écarts et marges de performance de la configuration actuelle de la centrale PV/Diesel

III.3.1 Identification des contraintes à l'optimisation

L'étude d'impact des régimes transitoires dus à une variation rapide de la charge ou de l'ensoleillement et celle de la contribution énergétique réelle du PV, nous ont permis de relever deux contraintes majeures pour l'optimisation de la centrale hybride. Il s'agit de :

- **Fluctuation de la production PV** : En effet, pour les fonctionnements impactés par des perturbations fréquentes de l'ensoleillement (passages nuageux), nous avons établi que le modèle de consommation est pénalisé par une surconsommation. La causalité est bien évidemment associée au régime dynamique d'accélération-décélération des groupes électrogènes à combustion interne au sein desquels les conditions de combustion lors de ces régimes transitoires sont mauvaises.
 - Une perte d'énergie supplémentaire due à une mauvaise combustion
 - Une augmentation de la pollution due aux émissions de gaz et particules nocifs.
 - Encrassement des organes de la chambre de combustion conduisant à une maintenance plus coûteuse

- **Déclassement des groupes thermiques :** Cette contrainte est causée par les éléments suivants. D'une part, la stratégie actuelle de fonctionnement de la centrale hybride repose sur le fait que la réserve tournante doit rester supérieure à 80% de la puissance active fournie par la centrale solaire. Ceci entraîne de maintenir en fonctionnement un nombre de groupe en fonctionnement plus élevé que nécessaire. D'autre part, on observe un éloignement des points de fonctionnement des groupes actifs, évoluant à la baisse ou à la hausse dans les phases ascendantes ou descendantes de la course du soleil par rapport à une référence actualisée. Ce phénomène connu sous le nom du facteur de déclassement des groupes, pénalise l'efficacité des groupes actifs en présence de la production solaire PV, sachant que le plus haut rendement (donc plus grande efficacité) des groupes thermiques est obtenu si leurs points de fonctionnement sont proches de ceux nominaux

III.3.2 Options d'amélioration de la configuration actuelle

Au regard des contraintes identifiées, les options d'amélioration de la configuration actuelle consistent à la mise en place des mesures correctives. Ces mesures sont élaborées suivant trois options, que nous développerons dans les paragraphes suivants.

▪ **Option 1 : Compenser les fluctuations**

Cette option consiste à simuler l'effet d'une compensation des fluctuations de la production PV sur la performance de la centrale hybride en termes de minimisation du manque à gagner et l'amélioration de l'efficacité énergétique des groupes thermiques. Nous avons considéré la journée du 17/07/2020 pour la tranche horaire de 4h-20h. La production PV est caractérisée par une variation dynamique de la production PV illustrée par la *Figure III-9*. Le profil de charge en couleur rouge varie très peu. La réponse des groupes thermiques s'oppose instantanément à la production PV avec une dynamique inverse. La simulation de la compensation de fluctuation de la production PV est proposée à travers un lissage de la production PV représenté par la courbe « PV moyen » en couleur verte. La réponse simulée des groupes thermiques est donnée par la courbe en couleur mauve. Le *Tableau III-7* donne le bilan synthétique du point de vue énergétique pour l'option 1.

Tableau III-7. Bilan synthétique de l'option 1

Journée : 17/07/2020 de 4h à 20h Profil charge : Statique Profil PV : Dynamique	SAR (kWh)	Prod_PV (kWh)	Prod_therm (kWh)	Conso_fuel (kg)	Gain en Fuel (kg)
Scénario TSP : Valeurs aux compteurs	668 631	68 711	600 020	125 945	725
Scénario TSM : valeurs à partir des modèles de comportement PSQ-E	668 631	68 630	599 800	125 220	

Dans ce tableau, le gain potentiel en fuel est calculé en faisant la différence entre la consommation du fuel fourni par les compteurs dans le scénario TSP et la consommation du fuel dans le scénario TSM fourni par les modèles de consommation en mode PSQ-E. À l'issue de ce bilan, il ressort un gain en fuel de l'ordre de **725 kg**

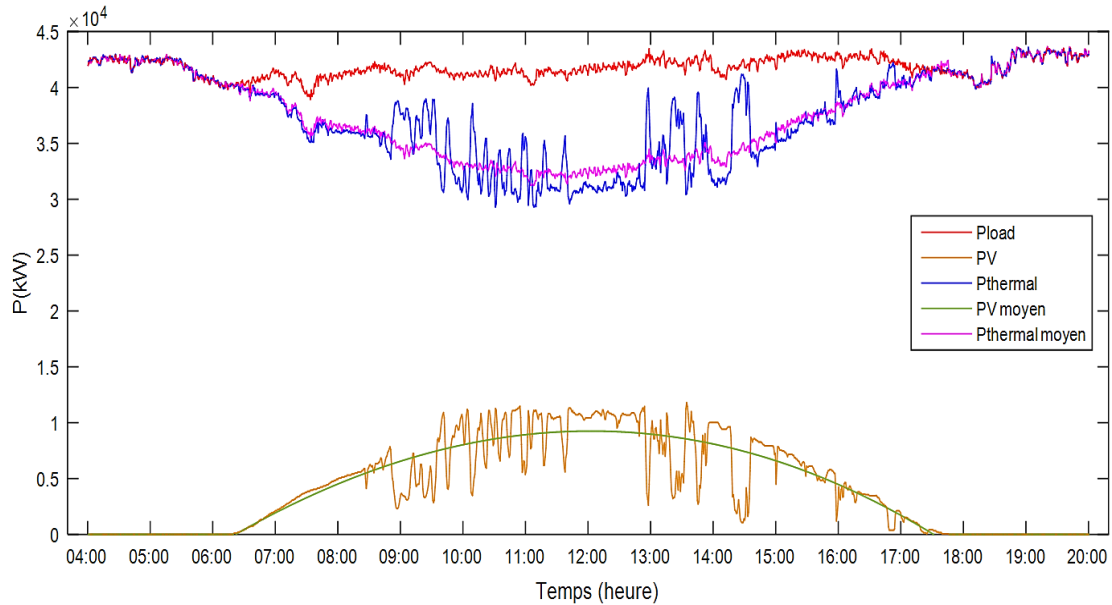


Figure III-9. Option 1 : compensation des fluctuations

- **Option 2 : Compenser les fluctuations et gérer le déclassement par adaptation de la stratégie de fonctionnement**

Cette option consiste à simuler l'effet d'une compensation des fluctuations de la production PV et une gestion du déclassement des groupes thermiques par adaptation de la stratégie de fonctionnement en vue d'améliorer de l'efficacité énergétique des groupes thermiques et optimiser l'économie du carburant. L'adaptation de la stratégie de fonctionnement consiste ici à revoir la contrainte sur la réserve tournante, qui est de 80% de la puissance active de la production solaire, en réduisant le nombre des groupe actifs en présence de la production PV. À supposer que les fluctuations de la production PV soient compensées (courbe verte sur la **Figure III-10**) il est tout à fait plausible de fonctionner avec un nombre des groupes actifs moins élevé que celui utilisé sur la base de la stratégie actuelle. Pour la journée 17/07/2020, l'analyse du profil de la réserve tournante **Figure III-8**, montre que la centrale hybride pourra fonctionner avec un groupe en moins une fois que le mécanisme de compensation de fluctuation est mis en place. Le risque de franchir les limites de la réserve tournante devient moindres. Pour un même SAR avec un groupe en moins, le facteur de charge des groupes restés actifs augmente ainsi que le rendement.

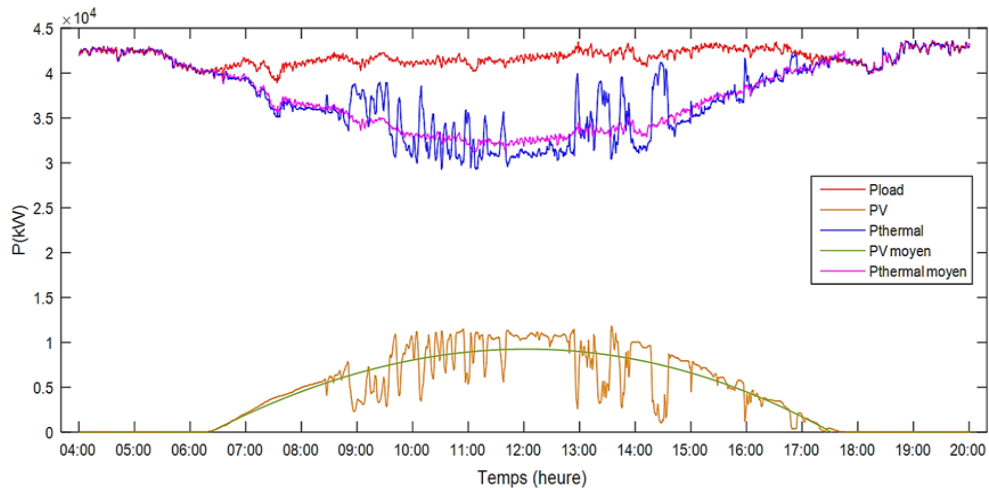


Figure III-10. Option2 : Compensation des fluctuations et gestion du déclassement par adaptation de la stratégie de fonctionnement

Tableau III-8. Bilan synthétique pour l'option 2

Journée : 17/07/2020 de 4h à 20h Profil charge : Statique Profil PV : Dynamique	SAR (kWh)	Prod_PV (kWh)	Prod_therm (kWh)	Conso_fuel (kg)	Gain de fuel (kg)
Scénario TSP : Valeurs aux compteurs	668 631	68 711	600 020	125 945	1 995
Scénario TSM : valeurs à partir des modèles de comportement PSQ-E	668 631	68 630	599 800	123 950	

Tableau III-8 donne le bilan synthétique du point de vue énergétique pour l'option 2. Le bilan indique un gain substantiel de carburant de l'ordre de 1995 kg. Ce résultat montre qu'en assignant sur le phénomène de déclassement, les économies en carburant seraient plus conséquentes.

▪ **Option 3 : Gestion du déclassement à travers un étalement de la production PV**

Ce scénario consiste à simuler l'effet d'un étalement de la production PV d'une journée donnée sur la performance de la centrale hybride à la recherche de minimisation du manque à gagner et l'amélioration de l'efficacité énergétique des groupes thermiques. A la différence de deux options précédentes, qui consisteraient à mettre en place un système de stockage et gestion d'énergie en temps réel, ce scénario consisterait par un écrêtage et une sollicitation « longue durée » et moyenne aux faibles amplitudes de la pénétration de l'impact solaire. Sur la *Figure III-11* qui montre le principe, nous avons fait coïncider le plateau avec la période d'ensoleillement mais ne s'opposerait à un étalement sur 24 h. il faut alors envisager un stockage dimensionner sur la moyenne d'énergie journalière. Les deux dernières options conduisent à un procédé de dimensionnement du stockage et des technologies qui peuvent très différentes. Cela fera l'objet d'une discussion au chapitre IV suivant.

Le **Tableau III-9** donne le bilan synthétique du point de vue énergétique pour l'option 3. Le bilan indique un gain de carburant de l'ordre de 3 225 kg.

Tableau III-9. Bilan synthétique pour l'option 3

Journée : 17/07/2020 de 4h à 20h Profil charge : Statique Profil PV : Dynamique	SAR (kWh)	Prod_PV (kWh)	Prod_therm (kWh)	Conso_fuel (kg)	Gain de fuel (kg)
Scénario TSP : Valeurs aux compteurs	668 631	68 711	600 020	125 945	3 225
Scénario TSM : valeurs à partir des modèles de comportement PSQ-E	668 631	68 630	599 800	122 720	

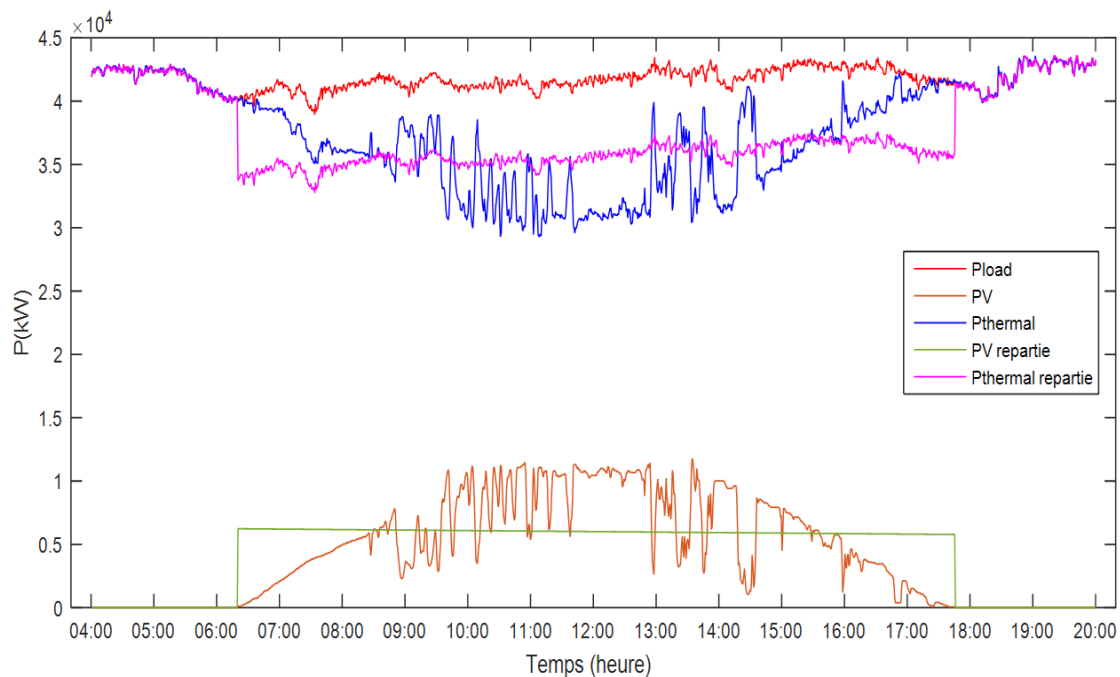


Figure III-11. Option 3 : Gestion du déclassement à travers un étalement de la production PV

III.4 Analyse techno-économique des solutions d'améliorations proposées

III.4.1 Démarche d'analyse technico-économique

Dans cette section, nous proposons une analyse technico-économique des options d'amélioration élaborées précédemment. Cependant, les bases des données constituées sont incomplètes pour faire un calcul sur un horizon annuel. Ceci, nous a amené à proposer une démarche d'analyse fondée sur les données disponibles. Cette démarche est illustrée par la **Figure III-12**. L'hybridation de la centrale d'Essakane avec du solaire a été réalisée en juin 2018. Ce faisant, nous proposons d'appliquer cette démarche analyse technico-économique des solutions proposées pour les périodes de fonctionnement de la centrale hybride. C'est ainsi que nous avons retenu l'année 2020 comme année de référence pour nos analyses.

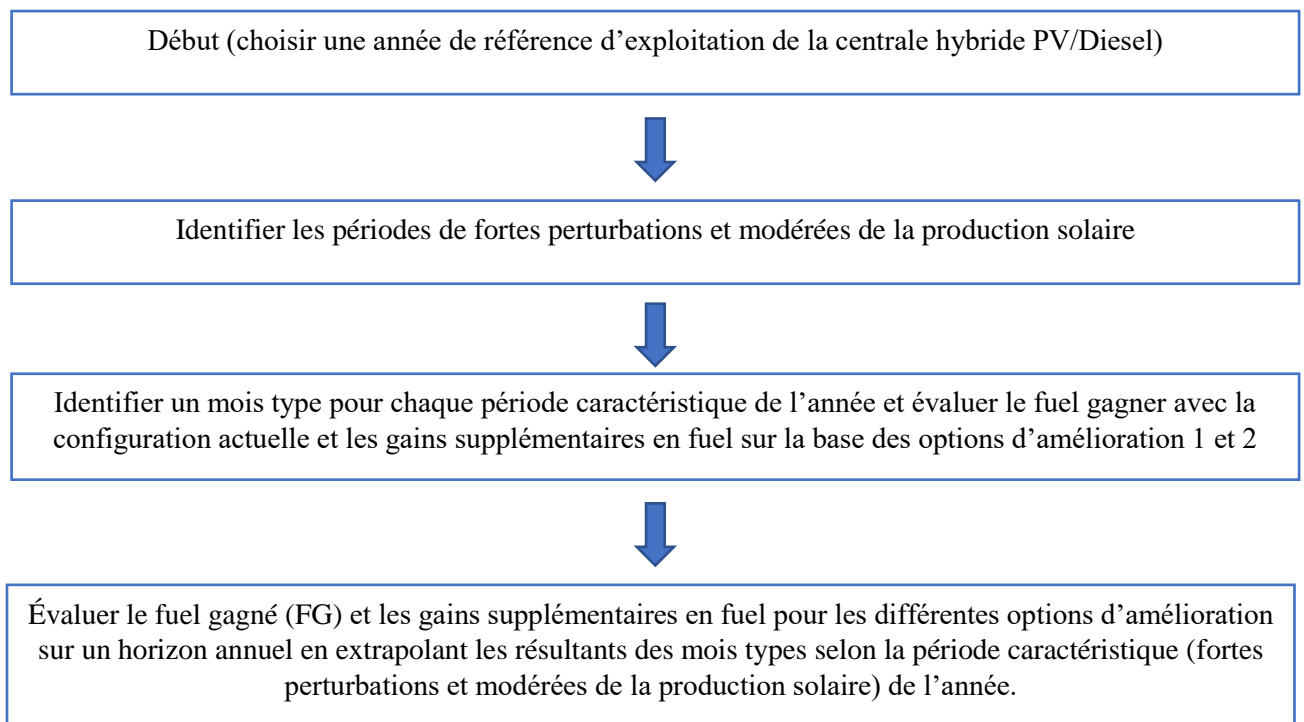


Figure III-12. Démarche d'analyse technico-économique des options d'amélioration 1 et 2

III.4.2 Application de la démarche pour l'année 2020

L'observation du comportement du rayonnement solaire sur le site de la centrale hybride (*Figure II-15*) pour la période de 2019 à 2020, a montré que :

- **Une période de fortes perturbations** : c'est la période allant du mois de Mai à la fin du mois de septembre ;
- **Une Période des perturbations modérées** : c'est la période allant du mois octobre au mois avril.

Ainsi, nous avons identifié le mois d'août pour la **Période de fortes perturbations** et le mois d'octobre pour la **Période des perturbations modérées** comme mois type référence à partir desquels nous allons mener notre évaluation annuelle du fuel gagné et les marges potentielles d'économie de fuel. Pour cela nous avons appliqué les options d'amélioration (option 1 et option 2) aux différents mois types identifiés. Par exemple, la *Figure III-13* illustre l'application des options d'amélioration 1 et 2 pour le mois d'Août 2020. La même démarche a été appliquée pour le mois d'octobre 2020.

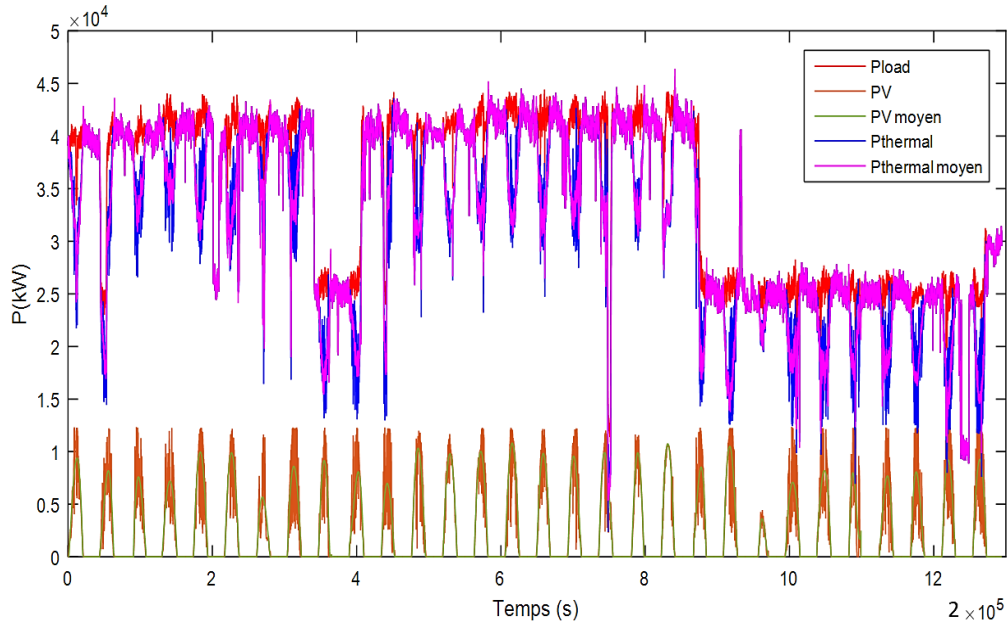


Figure III-13. Application des options d'amélioration 1 et 2 pour le mois d'Août 2020

Le **Tableau III-10** fait la synthèse des résultats obtenus en 2020.

Tableau III-10. Analyse technique des gains en fuel sur la base des options d'amélioration 1 et 2 de l'année 2020

Année 2020							
Fuel de (PCI en 2020) = 40 700kJ/kg							
Fenêtres d'observation	(Scenario TSS) FM	Scénario TSP (Valeurs aux compteurs) (kg)	Fuel gagné (FG) (kg)	Scénario TSM (Valeurs simulées-PSQ-E) (kg)	MAG en (kg)	Gain en fuel Option 1 (kg)	Gain en fuel Option 2 (kg)
Août (30 jours)	5 137 400	4 859 013	314 387	4 812 600	46 413	46 413	87 813
Octobre (30 jours)	5 891 346	5 529 301	362 045	5 500 080	29 221	29 221	65 535
Extrapolation annuelle (2020)			4 106 250		436 612	436 612	897 810

Pour évaluer économiquement les gains économiques des différentes options d'optimisation pour l'année 2020, nous nous sommes basés sur les hypothèses suivantes :

- La densité du fuel utilisé est 0,970 kg/l. Cette donnée est issue des rapports journaliers d'exploitation de la centrale hybride.
- Le coût du HFO est de 0,75 USD/ Litre en 2020. Cette valeur est issue des données d'exploitation de la centrale hybride.

Partant de ces hypothèses et données d'exploitation, le **Tableau III-11** fait la synthèse de nos résultats d'analyse économique pour l'année 2020.

Tableau III-11. Évaluation économique des gains en fuel pour les options d'amélioration 1 et 2 pour l'année 2020

Année 2020	Gain fuel en (kg)	Densité du fuel en kg/L	Gain fuel en (L)	Coût du fuel en USD/L	Gain en USD
Option 1	436 612	0,970 kg/L	450 115	0,75	337 586
Option 2	897 810	0,970 kg/L	925 577	0,75	694 182

III.4.2 Analyse du coût de production annuel et du LCOE de la centrale thermique seule et la centrale hybride PV/Diesel

Dans cette section nous nous proposons d'analyser la rentabilité de la centrale hybride PV/Diesel dans sa configuration actuelle en comparaison de sa rentabilité sans hybridation. Cette analyse sera complétée par une analyse de la rentabilité économique de la configuration améliorée au chapitre IV après avoir identifié la technologie et la capacité de stockage nécessaire pour rendre effectif les marges potentiels d'économie en fuel. Pour cela nous avons retenu le coût de production annuel et le LCOE comme indicateurs d'analyse de rentabilité.

La détermination de coût de production de la centrale thermique consiste à déterminer le coût de revient de l'énergie sur un horizon annuel. Tandis que le LCOE (Levelized Cost Of Electricity) représente le coût actualisé de l'énergie sur la durée de vie du projet. C'est un bon indicateur pour évaluer la rentabilité des différentes configurations de système hybride sur leur durée de vie. Il correspond au rapport entre la somme des différents coûts annuels actualisés du système ramené à l'année 0 par rapport à l'énergie électrique produite au cours de la durée de vie du système [42], [57]–[59]. La démarche du calcul de LCOE adoptée se trouve dans [42]. Les expressions de ces indicateurs sont données par :

$$\text{Coût de production annuel} = \frac{\text{OPEX}}{E_a} \quad \text{Équation III-11}$$

OPEX = Coût de la consommation annuelle du fuel + Coût des opérations et de maintenance + coût d'achat de l'électricité

E_a = Production annuelle de l'énergie en kWh

$$\text{LCOE} = \frac{\text{LCC}}{\text{US}_f(i, e, d) * E_a} \quad \text{Équation III-12}$$

LCC = le coût total du système pendant la durée de vie du système actualisé à l'année 0. Le coût total du système intègre les différents coûts engagés depuis l'année 0 de l'investissement jusqu'à la fin du projet

$$\text{LCC} = C_I + \text{US}_f(i, e, d)(C_M + C_O) + \sum_j \text{US}_f(i, e'_j, d) * C_{R_j} - \text{PW}_f(i, e, d) * S \quad \text{Équation III-13}$$

C_I, C_M, C_O, C_R sont respectivement les coûts d'investissement, de maintenance, d'opération, de remplacement totaux et S est la valeur résiduelle des différents composants en fin de vie du système. Tous ces coûts sont actualisés à l'année 0 sauf l'investissement qui est fait uniquement en début la première année.

Les coûts d'opération et de maintenance des différents composants supposés constants chaque année sont actualisés à partir du facteur économique noté US_f . Il correspond au facteur global d'actualisation des coûts annuels. Ce facteur dont l'expression est présentée à **Équation III 14** tient compte du taux d'inflation i , du taux d'actualisation e et de la durée de vie totale d du système.

$$US_f(i, e, d) = \sum_{k=1}^d \left(\frac{1+i}{1+e}\right)^k = \left(\frac{1+i}{1+e}\right) * \frac{\left[\left(\frac{1+i}{1+e}\right)^d - 1\right]}{\left(\frac{1+i}{1+e} - 1\right)} \quad \text{Équation III-14}$$

Les coûts de remplacement de chaque composant sont des coûts périodiques (en principe non annuels) qui dépendent de la durée de vie de chaque composant du système. Pour l'actualisation de ces coûts périodiques, le facteur d'actualisation est ajusté. Ce taux d'actualisation ajusté est noté e'_j ; il tient compte de la durée de vie d_j du composant j comme présenté dans **l'équations III 15 et l'équations III 16**.

$$US_f(i, e'_j, d) = \left(\frac{1+i}{1+e'_j}\right)^d \quad \text{Équation III-15}$$

$$e'_j = \frac{[(1+e)^{d_j}]}{(1+e)^{d_j-1}} \quad \text{Équation III-16}$$

III.4.2.1 Coût de production et le LCOE de la centrale thermique seule

Pour évaluer le coût de production et le LCOE lorsque la centrale thermique fonctionne seule, nous avons considéré les données d'exploitation de la centrale thermique de 2016 (**Tableau II-5**) et le coût d'achat d'électricité est supposé nul. Ensuite nous avons posé hypothèses de calcul économique dans **Tableau III-12**. Le **Tableau III-13** donne la synthèse de nos résultats de calcul.

Tableau III-12 Hypothèses de calcul économique pour la centrale thermique seule [32], [34], [58], [60]

Hypothèses	
Désignation	Valeur
Coût en USD/kW (Diesel)	582
Coût O&M en USD/kWh (Diesel)	0,05
Coût de fuel en USD/litre	0,75
Densité de HFO	0,970 kg/l
Taux d'actualisation e	8%
Taux d'inflation i	2%
Durée de vie du projet (an)	25
Consommation fuel en (L) (<i>données d'exploitation 2016</i>)	69 163 786
Production électrique annuelle (kWh) (<i>données d'exploitation 2016</i>)	322 543 141

Tableau III-13. Résultat du calcul économique pour la centrale thermique seule

Coût de production et LCOE de la centrale thermique seule	
Désignation	Valeur
Coût de production annuel (USD/kWh)	0,211
LCOE (USD/kWh)	0,219

III.4.2.2 Coût de production et le LCOE de la centrale hybride PV/Diesel sans stockage

Pour évaluer le coût de production de la centrale hybride PV/Diesel, un coût d'achat de l'énergie électrique provenant de la centrale solaire PV est considéré. Nous avons aussi considéré les données d'exploitation de la centrale hybride de l'année 2020. Le **Tableau III-14** résume nos hypothèses de calcul de calcul économique et le **Tableau III-15** donnent les résultats de calcul économique de la centrale hybride pour l'année 2020.

Tableau III-14. Hypothèses de calcul économique pour la centrale hybride sans stockage [32], [34], [58]–[60]

Hypothèses	
Désignation	Valeur
Coût en USD/kW (Diesel)	582
Coût en USD/kW (PV)	883
Coût O&M en USD/kWh (Diesel)	0,05
Coût O&M en USD/kW (PV)	40
Coût d'achat de l'électricité en USD/kWh	0,16507
Densité de HFO	0,970 kg/l
Coût de fuel en USD/litre	0,75
Taux d'actualisation e	8%
Taux d'inflation	2%
Durée de vie du projet	25
Durée de vie centrale thermique	25
Durée de vie centrale solaire	25
Production solaire en 2020 en kWh	23 593 388
Production thermique en 2020 en kWh	312 468 274
Consommation fuel en 2020 en Litre	67 196 785

Tableau III-15. Résultat du calcul économique pour la centrale hybride PV/Diesel

Coût de production et LCOE de la centrale hybride PV/Diesel dans la configuration actuelle	
Désignation	Valeur
Coût de production annuel en USD/kWh	0,207
LCOE en USD/kWh	0,209

À l'issue de ces analyses économiques, on peut retenir que l'hybridation de la centrale thermique est rentable avec des indicateurs de performance économique meilleurs que ceux de la centrale thermique seule. En effet, on peut constater que le coût de production de la centrale hybride dans sa configuration actuelle a diminué de 2% par rapport à la configuration thermique seule. Cela représente un gain économique de 0,004 USD par kWh produit, soit un gain annuel de 1 344 247 USD en considérant les données d'exploitation de l'année 2020. Cependant, ce gain peut être amélioré en changeant de la

configuration actuelle par une configuration permettant la compensation les fluctuations de la production solaire et la gestion de déclassement des groupes thermiques. Ce point sera traité dans le chapitre IV.

III.5 Conclusion

Nous avons introduit des indicateurs d'analyse de fonctionnement de la centrale hybride PV/Diesel d'Essakane. Ces indicateurs portent essentiellement sur la prise en compte des impacts négatifs de la commande et des perturbations solaires sur la consommation des groupes électrogènes thermiques. Nous avons ainsi été amenés à caractériser l'impact des régimes transitoires de l'ensoleillement sur la performance énergétique de la centrale hybride notamment en termes de consommation de carburant. Cette analyse a permis de mettre en évidence sur différentes fenêtres d'observation, l'effet global des situations opérationnelles particulières sur l'efficacité énergétique de la centrale hybride. Nous avons pu évaluer la contribution énergétique réelle de la centrale solaire et ce quel que soit le régime d'ensoleillement (quasi-statique ou dynamique) à travers trois scénarios de fonctionnement (TSS, TSP et TSM). Sur la base de ces scénarios, nous avons synthétisé trois indicateurs de performance dont : le fuel gagné (FG), le manque à gagner (MAG) et la consommation spécifique (CS). Et enfin, nous avons proposé des options d'optimisation de la configuration actuelle afin d'améliorer le rendement énergétique de la centrale hybride

*Chapitre IV :Nouvelles démarches de
conception et dimensionnement de centrale
hybride PV/Diesel*

Introduction

Dans cette partie, nous développerons notre méthodologie pour la constitution et le dimensionnement des centrales hybrides PV/Diesel. Cette méthodologie s'appuie sur les analyses de fonctionnement de notre Benchmark, la centrale hybride PV/Diesel de la mine Essakane. Les analyses effectuées ont montré que la centrale dans sa configuration actuelle **Figure IV-1** peut être améliorée. Un manque à gagner en termes de carburant par année a été évalué sur la base des modèles de consommation de la centrale thermique. Le lien de causalité pour ce manque à gagner est bien évidemment les fluctuations de la production PV et le déclassement des groupes actifs en fonctionnement, lié à l'évolution de la production PV de la levée au coucher du soleil. Différentes options d'optimisation sont proposées afin de minimiser ce manque à gagner, dont un lissage de la production et une stratégie fondée sur la gestion du déclassement des groupes thermiques. La mise en œuvre de ces options d'amélioration de performance passe par une proposition de modification structurelle introduisant des unités de stockage complété par la mise en place d'une nouvelle stratégie de contrôle et de gestion d'énergie.

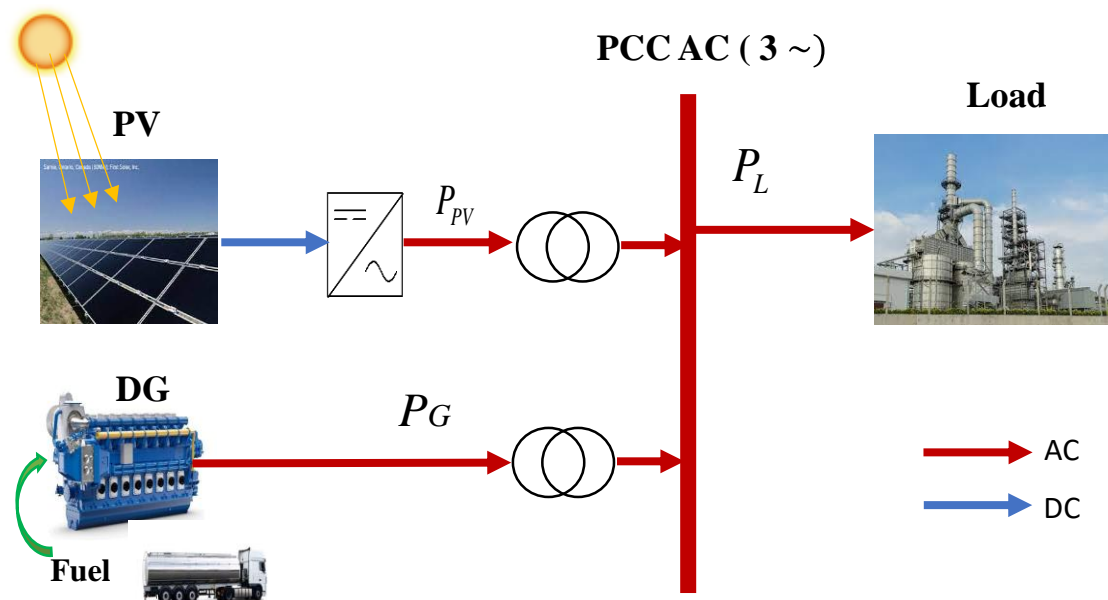


Figure IV-1. Schéma synoptique de la configuration actuelle de la centrale hybride d'Essakane

La mise en œuvre d'une nouvelle configuration nécessite le développement des points suivants :

- le modèle de comportement de la production solaire PV au point de couplage ;
- le modèle de comportement de statisme des groupes thermiques ;
- la caractérisation des fluctuations de la production PV et la préconisation de moyen de stockage ;
- la mise en place d'une nouvelle stratégie de contrôle et de gestion d'énergie en rapport avec les nouveaux composants du système.

Dans les paragraphes qui suivent, nous développerons ces différents points qui concourent à la mise en place de la nouvelle configuration.

IV.1 Modèle de comportement de la centrale solaire PV

La gestion des interactions et de l'équilibre énergétique en temps réel entre la production PV, la production thermoélectrique et la demande électrique pose un réel problème de l'efficacité énergétique du système hybride et de la fiabilité opérationnelle [35], [43]. Afin de proposer de nouvelles approches de stratégies de contrôle des systèmes PV/Diesel, la modélisation comportementale des différentes sources de production s'avère être une étape utile.

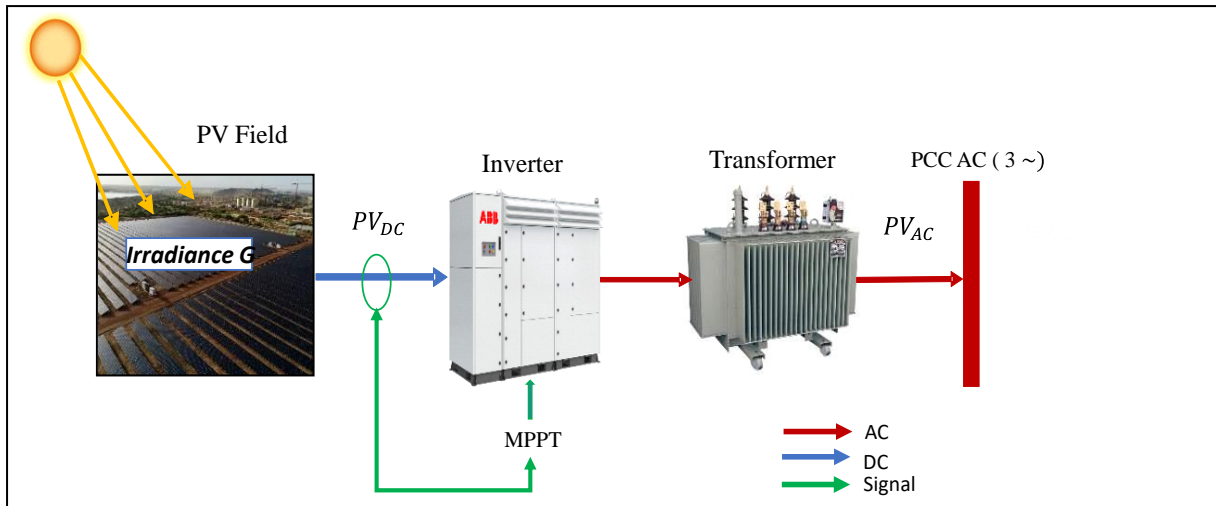


Figure IV-2. Chaîne de production et de transfert d'énergie pour la centrale solaire photovoltaïque

Dans cette section, nous proposons une approche de modélisation comportementale d'un générateur solaire PV à partir des données de fonctionnement de la centrale hybride PV/Diesel d'Essakane. Le générateur solaire est composé de 6 unités PV "identiques" (*Figure IV-2*), qui contribuent à satisfaire efficacement à une demande électrique du site. Le bus AC est le point de couplage commun (PCC) entre la production thermique et le solaire PV et la charge.

- *Méthodologie d'élaboration du modèle de comportement PV*

L'approche consiste à développer un modèle permettant de corréler la production PV au point de PCC en fonction de l'irradiance solaire (W/m^2), sur la base d'une analyse de données d'exploitation. Les trois étapes de construction du modèle sont présentées comme suit :

- **Étape 1 (Acquisition des données) :** Il s'agit de collecter les données horodatées relatives aux grandeurs suivantes : l'irradiance G (W/m^2), la production PV à l'entrée des onduleurs PV_{DC} , la production PV au point commun de couplage PV_{AC} .
- **Étape 2 (Analyse de la corrélation des données) :** Il s'agit ici d'observer la corrélation entre l'irradiance et la production PV aux différents endroits de la chaîne de production des unités PV (*Figure IV-2*)

- **Étape 3 (Formulation du modèle) :** Il s'agit ici de procéder à la formulation du modèle du comportement du PV au point de couplage sur la base des observations, des points de mesures de la production PV et des courbes de tendance en fonction de l'irradiance.
- *Formulation du modèle comportementale du PV au point de couplage pour la centrale solaire Essakane*

Nous avons appliqué la méthodologie précédente à la centrale solaire PV d'Essakane. Les données collectées concernent une période de deux ans (2019 et 2020). Plusieurs observations sont menées afin d'identifier un lien de corrélation entre la ressource solaire et la production PV au point de couplage.

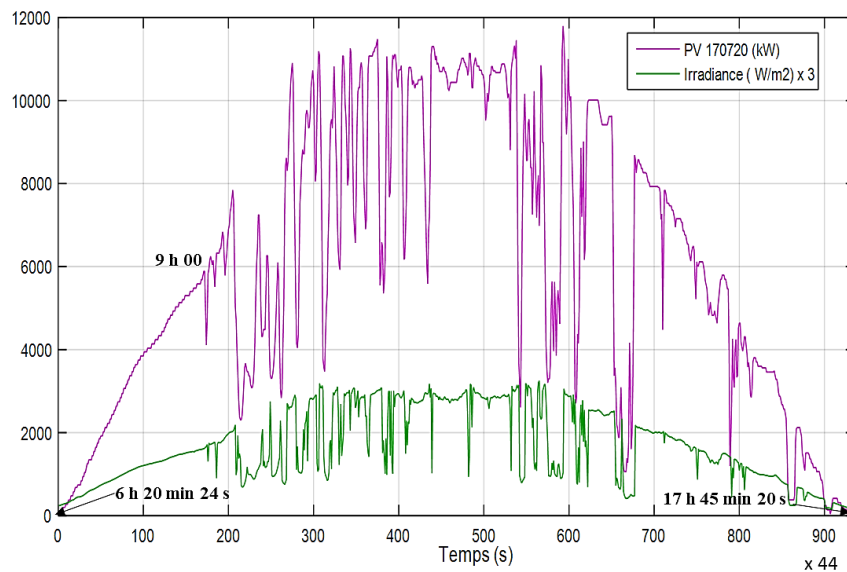
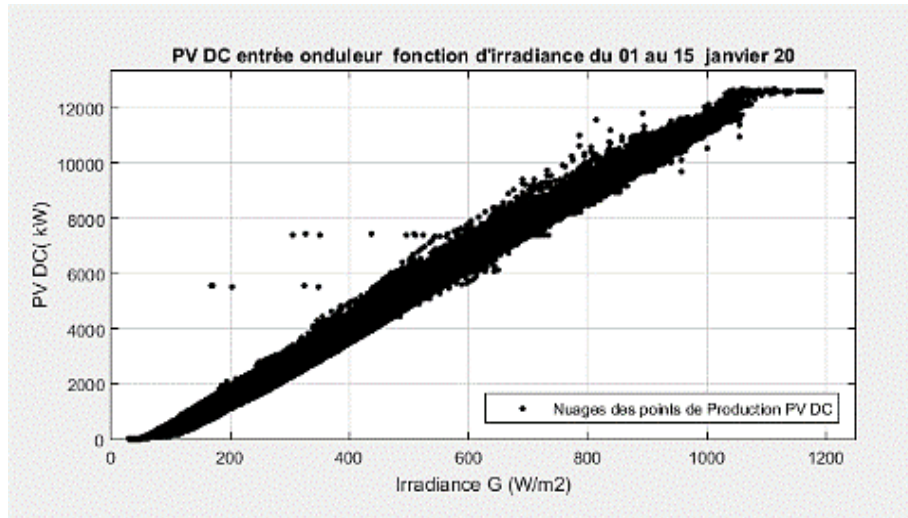
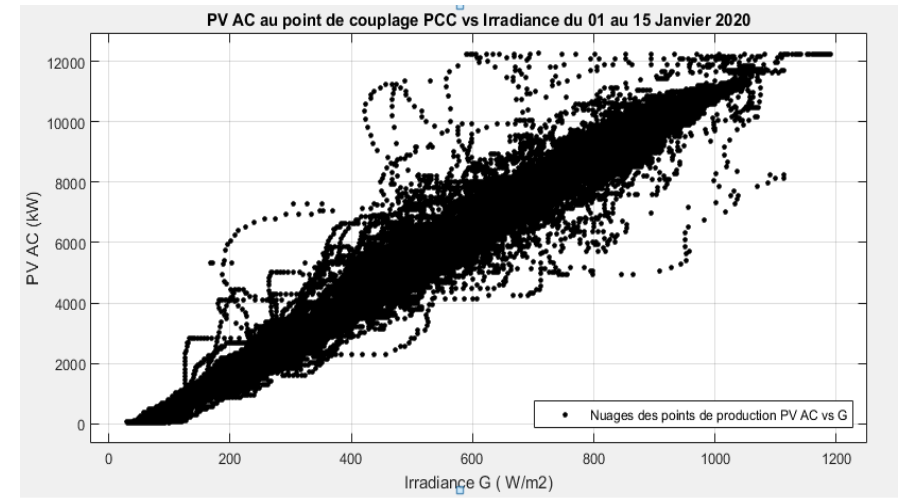


Figure IV-3. Irradiance et production PV de la journée du 17 juillet 2020

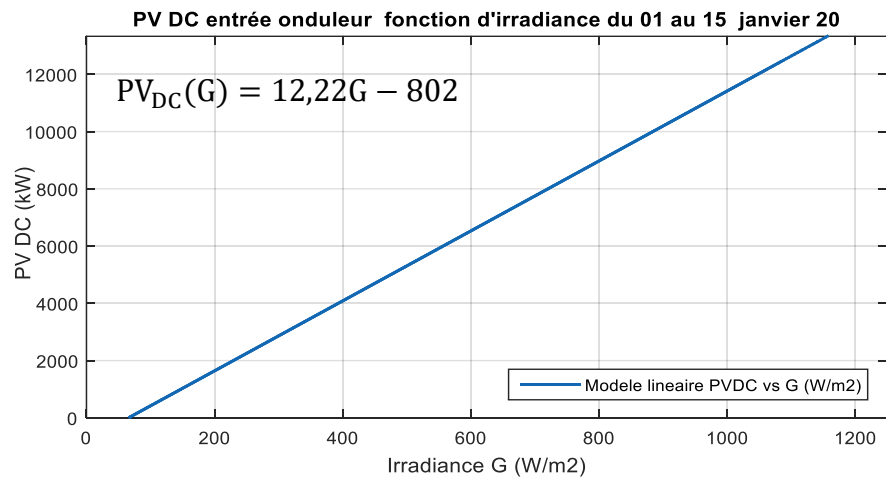
Sur la **Figure IV-3** par exemple, on peut observer les données d'irradiance et la production solaire PV correspondante pour la journée du 17 juillet 2020. La production solaire PV a commencé à 6 h 20 min 24 s et s'est terminée à 17 h 45 min 20 s avec un temps d'échantillonnage d'acquisition de 44s. Au cours d'une telle journée, les données d'irradiance G , la puissance instantanée à la sortie du générateur PV_{DC} , la puissance PV_{AC} injectée au Point de Couplage Commun (PCC) et la puissance thermoélectrique totale injectée au même point sont traitées. Comme on peut le voir, la **Figure IV-3** montre la forte corrélation entre la puissance délivrée par le générateur PV au point couplage et l'irradiance G . Au début du lever du soleil, il y a un ensoleillement régulier et donc une production PV régulière correspondante. Vers 9h00 jusqu'à la fin de l'ensoleillement vers 17h45, il y a un ensoleillement perturbé qui entraîne également une injection de puissance PV perturbée. Cette propriété est essentiellement liée à la fonction MPPT qui impose une injection totale et en temps réel la puissance de l'irradiation solaire convertie. Nous disons le seul degré de liberté pour régler la puissance photovoltaïque à injecté est aussi dévolu à la MPPT. Cela en fait deux fonctions dépendantes.



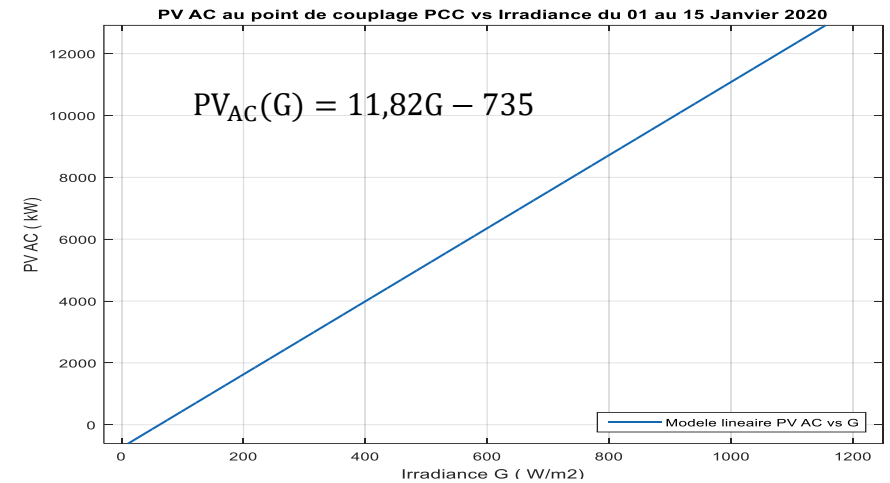
a. Production de PV_{DC} mesurée à l'entrée des onduleurs en fonction de l'irradiance G



c. Production de PV_{AC} au point de couplage PCC en fonction de l'irradiance

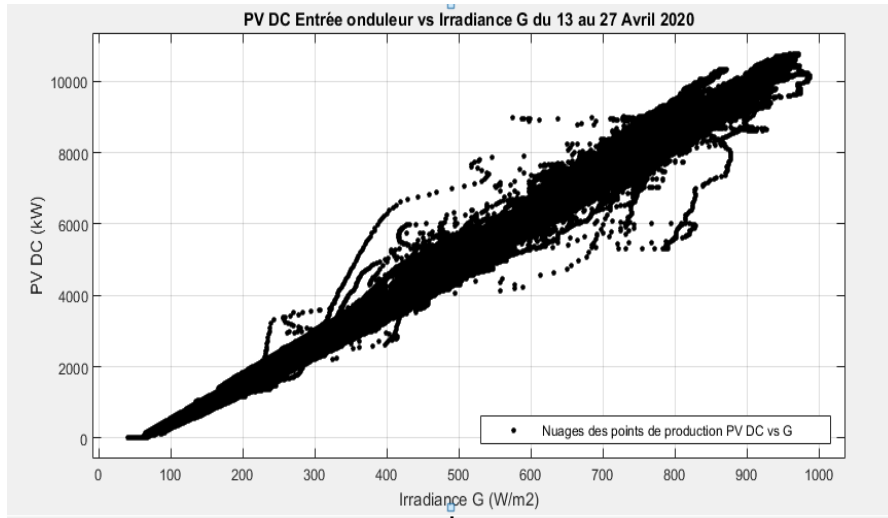


b. Modèle de production PV_{DC} à l'entrée des onduleurs en fonction de l'irradiance G

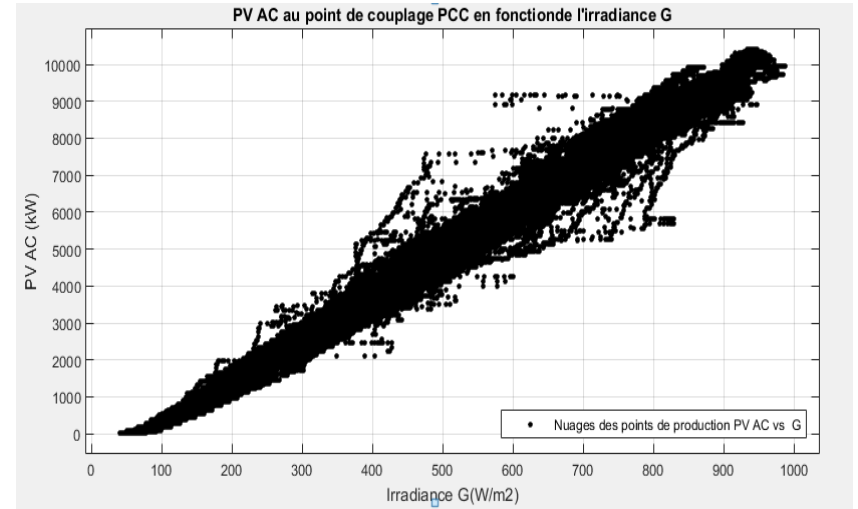


d. Modèle de production PV_{AC} au point de couplage PCC en fonction de l'irradiance G

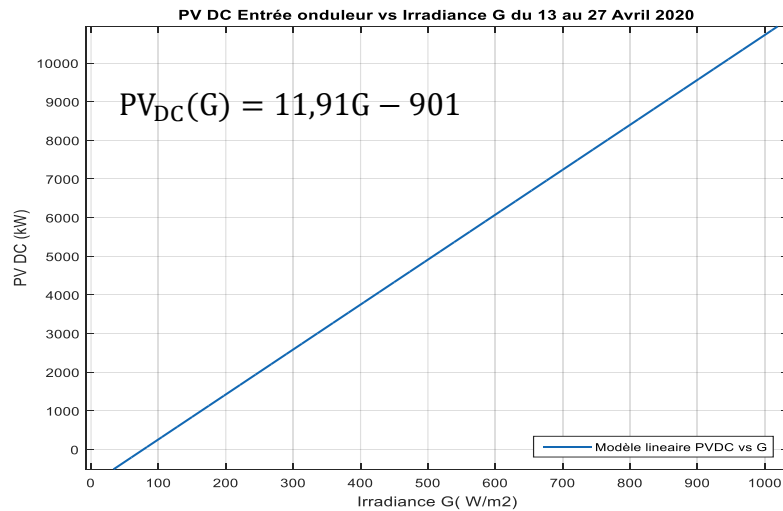
Figure IV-4. Production de PV en fonction de l'irradiance G (01 au 15 Janvier 2020)



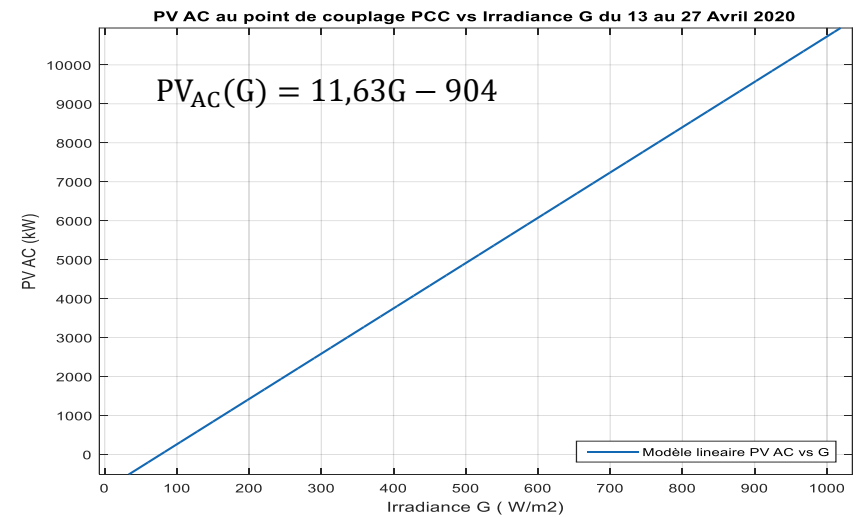
a. Production de PV_{DC} mesurée à l'entrée des onduleurs en fonction de l'irradiance G



c. Production de PV_{AC} au point de couplage PCC en fonction de l'irradiance G



b. Modèle de production PV_{DC} à l'entrée des onduleurs en fonction de l'irradiance G



d. Modèle de production PV_{AC} au point de couplage PCC en fonction de l'irradiance G

Figure IV-5. Production de PV en fonction de l'irradiance G (du 13 au 27 Avril 2020)

Malgré les dispersions des points de mesures plus ou moins marquées (sans tenir compte de leur fréquence d'apparition), la **Figure IV-4 a.c** (pour la fenêtre d'observation de janvier) et la **Figure IV-5 a.c** (pour la fenêtre d'observation d'Avril), montrent qu'une relation linéaire peut être établie entre la puissance PV et l'irradiance G. Ceci est la conséquence de l'algorithme de suivi du point de puissance maximale mis en œuvre confirmant ainsi que la puissance maximale extraite est proportionnelle à l'irradiance solaire. En prenant la fenêtre d'observation du 01 au 15 janvier 2020 par exemple, une première **Équation IV-1** est établie entre la puissance à l'entrée des onduleurs PV_{DC} et l'irradiance G. Bien évidemment l'incidence de la température et l'état de propriété des modules n'est pas prise en compte explicitement.

$$PV_{DC}(G) = 12,22G - 802 \quad \text{Équation IV-1}$$

Afin d'intégrer le comportement énergétique des interfaces de conditionnement. Nous avons caractérisé la puissance PV_{AC} au point de commun de couplage PCC en fonction de l'irradiance, il en résulte **Équation IV-2**. Avec les données correspondantes collectées via le PCC, la relation l'**Équation IV-2** diffère de la précédente par le coefficient directeur de la droite et la constante. Avec la même irradiance G, on observe que $PV_{AC} < PV_{DC}$.

$$PV_{AC}(G) = 11,82G - 735 \quad \text{Équation IV-2}$$

Cette différence est imputable aux pertes cumulées de l'onduleur et transformateur qui conditionnent l'énergie délivrée. Cette relation peut donc être acceptée comme un bon reflet du fonctionnement de la chaîne de transfert d'énergie. La distribution normale des résidus entre les nuages des points et le modèle comportemental donne une distribution normale d'espérance $\mu = 0$ et la loi normale standard résultante $N(0,1)$ donne un écart type de 4% (**Figure IV-6**). Cette loi décrit et modélise des situations statistiques aléatoires d'erreur commises par le modèle de comportement trouvé. Elle traduit le fait que le modèle retenu est globalement satisfaisant.

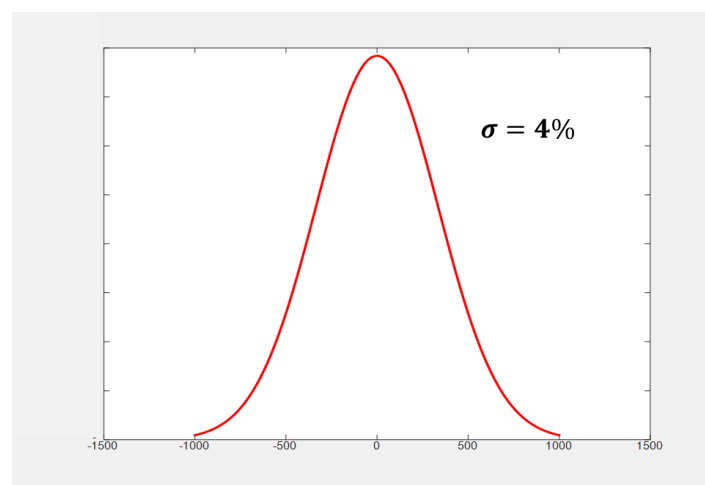


Figure IV-6. Loi normale de la puissance résiduelle PV_{AC} par rapport au modèle.

Compte tenu des analyses précédentes, nous avons formulé le modèle comportemental de la production PV au PCC par (*Équation IV-3*) dans laquelle P_{STC} et G_{STC} se réfèrent aux conditions de test standard (STC). Mais sachant que la performance en un point donné de cette chaîne se réfèrent aux points nominaux des éléments connectés. Ceci suggèrait d'observer comment évoluait en conséquence le ratio de performance global (R_{perf}) sur la base de (*Équation IV-5*).

$$PV_{AC}(t) = P_{STC} * \frac{G(t)}{G_{STC}} * R_{perf} \quad \text{Équation IV-3}$$

En considérant une puissance de référence dépendant du rapport de l'éclairement réel par rapport à la condition standard (STC) (*Équation IV-4*), le ratio de performance est obtenu *par l'Équation IV-5*.

$$PV_{ref}(t) = P_{STC} * \frac{G(t)}{G_{STC}} \quad \text{Équation IV-4}$$

$$R_{perf} = \frac{PV_{AC}}{PV_{ref}} \quad \text{Équation IV-5}$$

Ainsi, ce R_{perf} intègre tous les phénomènes de perte d'énergie depuis les panneaux photovoltaïques jusqu'au point d'injection AC.

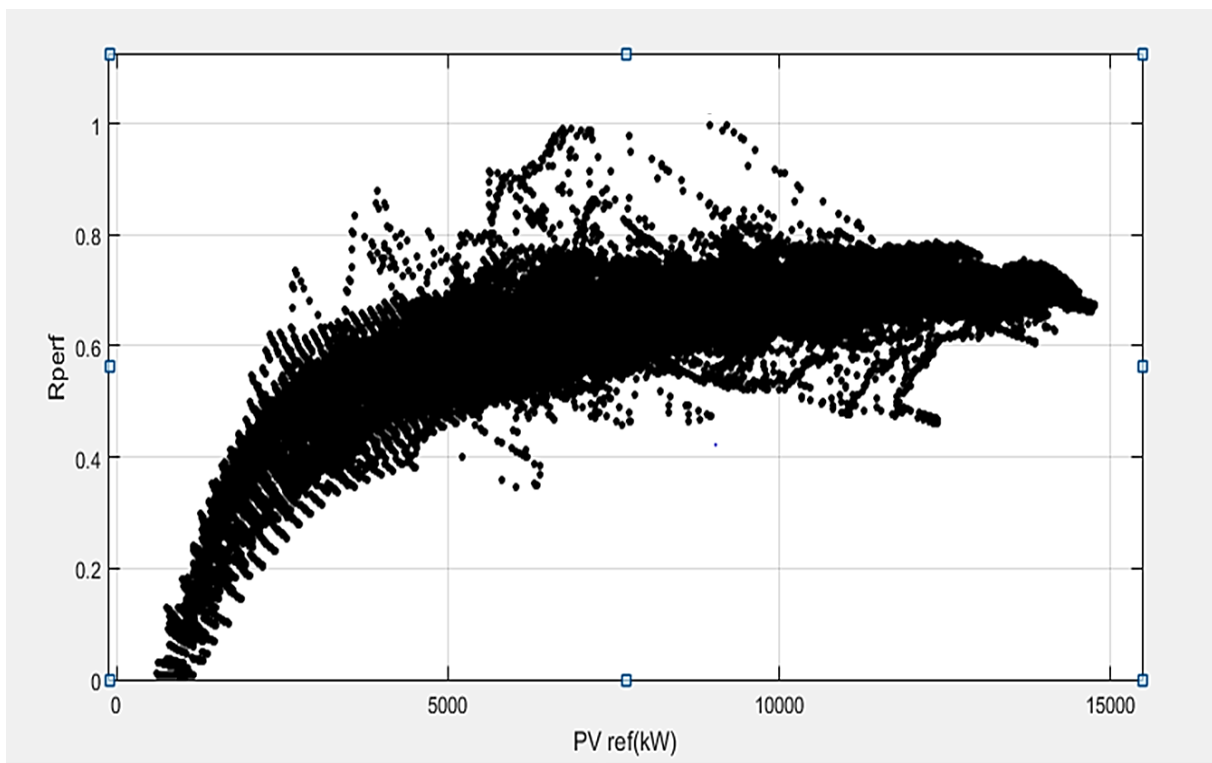


Figure IV-7. Nuages des points de ratio de performance en fonction de la puissance de référence PV

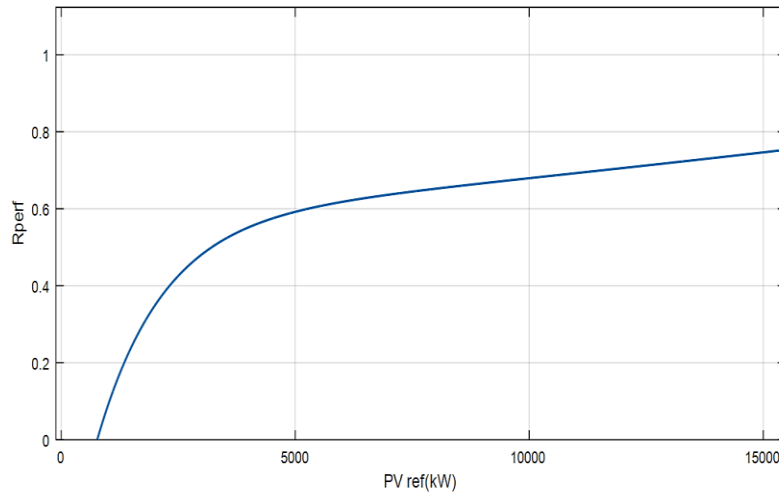


Figure IV-8. Courbe de tendance ratio de performance en fonction de la puissance de référence PV

Avec des données d'exploitation pour la période du 01/01/2020 au 15/01/2020, l'évolution de ce ratio en fonction de la puissance de référence a été tracée comme le montre les **Figure IV-7**, et à partir de cette courbe, le comportemental moyen a été extrait, illustré **Figure IV-8**. L'**Équation IV-6** exprime le ratio R_{perf} en fonction de la puissance de référence PV.

$$R_{perf} = 0,5651 * \exp(1,857e - 05 * PV_{ref}) - 0,9936 * \exp(-0,0007148 * PV_{ref}) \quad \text{Équation IV-6}$$

Comme on pouvait s'y attendre, la tendance exponentielle reflète l'amélioration des performances lorsque la puissance transitée tend vers la valeur nominale.

- *Évaluation de modèle de comportement*

Afin d'évaluer la pertinence des modèles comportementaux établis, une simulation a été réalisée pour la période du 01/01/2020 au 15/01/2020 (**Figure IV-9**) les résultats ont été comparés à des mesures sur site.

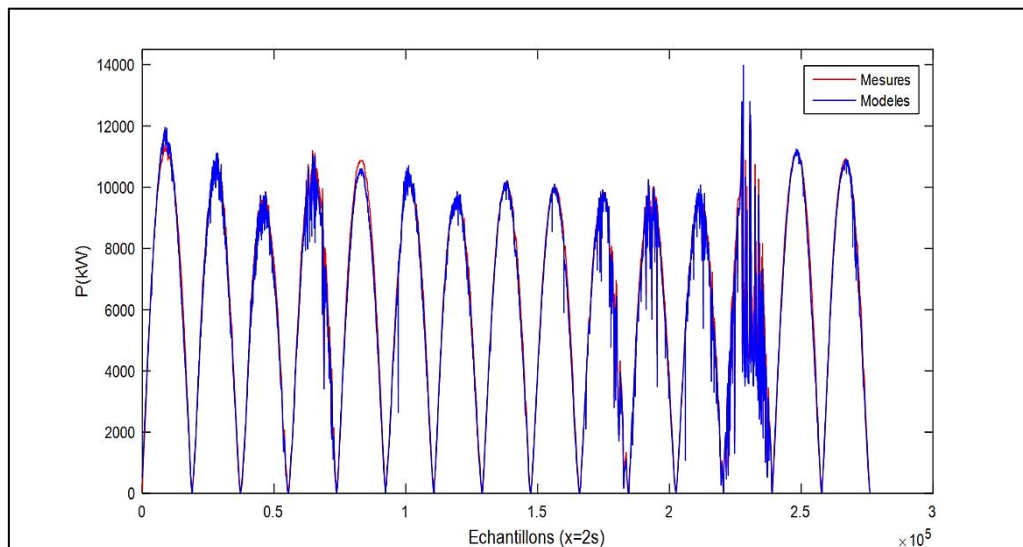


Figure IV-9. Mesures et estimation (modèle) de la production PV pour la période du 01 au 15 janvier 2020

Une autre période allant du 13/04/2020 au 27/04/2020 a été validée avec succès sur **Figure IV-10**.

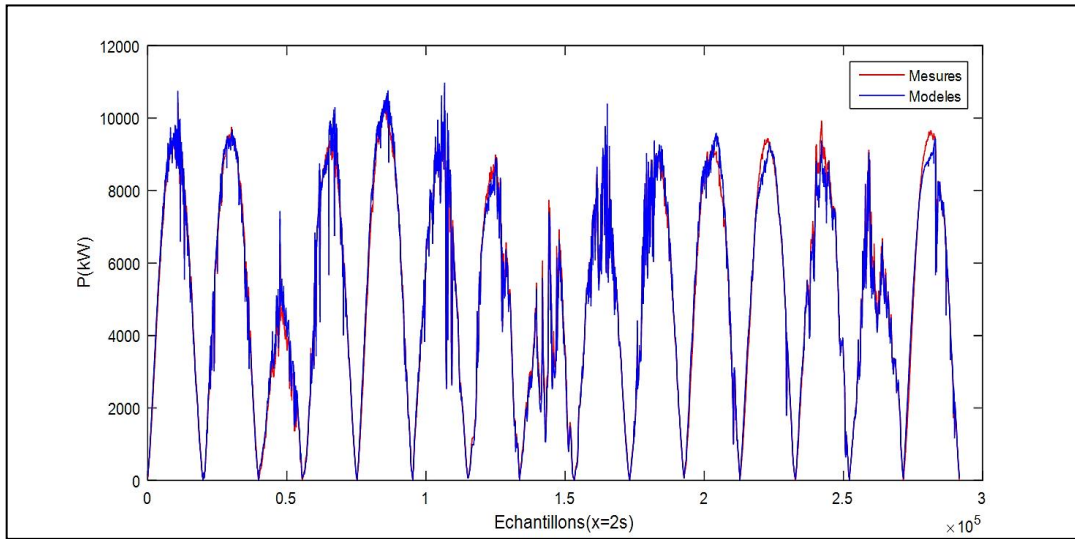


Figure IV-10. Mesures et estimation (modèle) de production PV pour la période du 13 au 27 Avril 2020

Ces comparaisons montrent une bonne concordance entre les résultats obtenus avec les modèles et les mesures pour différentes périodes de l'année.

IV.2 Modèle de comportement de statisme de groupes thermiques

Après la modélisation comportementale de la centrale solaire PV, nous abordons ici la modélisation comportementale des groupes thermique dotés d'un réglage par statisme. Il s'agit ici de proposer un modèle pour simuler le comportement des groupes thermiques de la centrale hybride au regard des interactions dynamiques au point de couplage entre les différentes sources et la charge. Selon la littérature [61]–[64], un groupe électrogène de production électrique injectant sur un réseau peut être représenté par la **Figure IV-11**. Cette représentation met en évidence deux boucles de régulation : la régulation de vitesse et la régulation de tension. Dans cette section, nous nous intéressons uniquement à la régulation de vitesse (statisme).

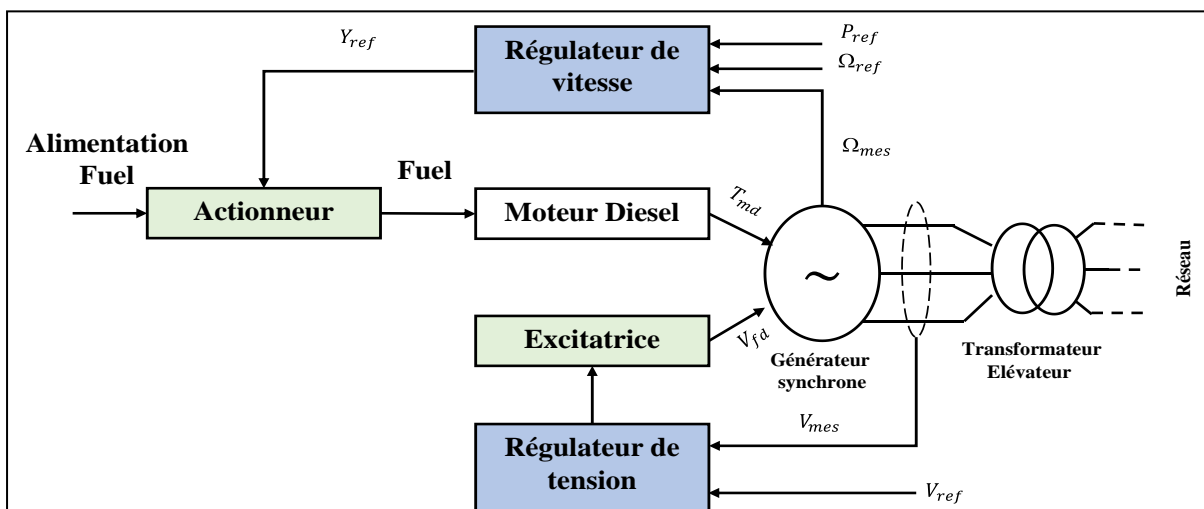


Figure IV-11 . Modèle d'un groupe thermique de production raccordé au réseau électrique [61]

Cette boucle a un lien de causalité avec le réglage de puissance car la variation de puissance se traduit par une variation vitesse. Charger un groupe « freine » ce dernier et délester « l'accélère » qualitativement. Pour un groupe donné ce régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance. Les écarts de vitesse (fréquence) sont causés par le déséquilibre production-consommation. En effet, lorsque la production excède la consommation, les groupes de productions accélèrent et cela se traduit par une augmentation de la fréquence. Dans le cas contraire, si la production est déficitaire par rapport à la consommation, les groupes de production ralentissent et cela se traduit par une baisse de fréquence.

Les groupes électrogènes utilisés pour la centrale hybride Essakane obéissent à un principe de modularité qui permet non seulement une adaptabilité mais aussi une opérationnalisation dans l'exploitation. C'est une garantie de flexibilité nécessaire à la décentralisation du système de production. Chaque groupe électrogène est doté de sa propre commande nécessairement coordonnée avec les autres **Figure IV-12** qui participent à la production de la puissance nécessaire. Les groupes étant de même puissance, la règle adoptée ici dans l'exploitation est de s'assurer que tous les groupes fournissent la même fraction puissance. Par conséquent, la réaction dynamique au changement de puissance doit être identique.

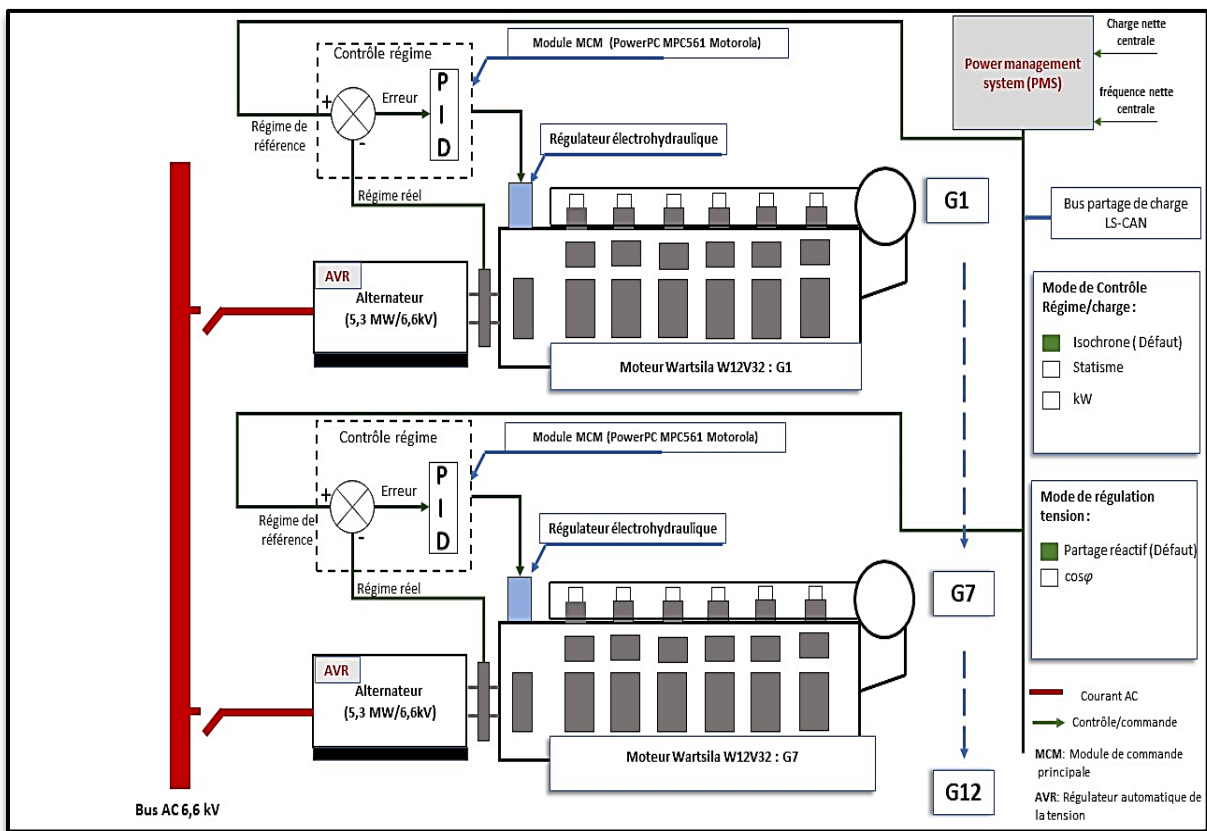


Figure IV-12. Schéma de régulation de la centrale thermique d'Essakane

Les groupes étant parallélisés au point de couplage, la variation de fréquence gouverne la variation de puissance et constitue le moyen d'ajuster celle-ci. Ayant défini le minimum et le maximum de la fréquence autorisée correspondant à la pleine charge et au fonctionnement à vide, un centrage est fait pour encadrer les excursions de fréquence (*Figure IV-13*). En tenant compte des limitations liées au matériel, la caractéristique statique de ce réglage est celle de la *Figure IV-14*.

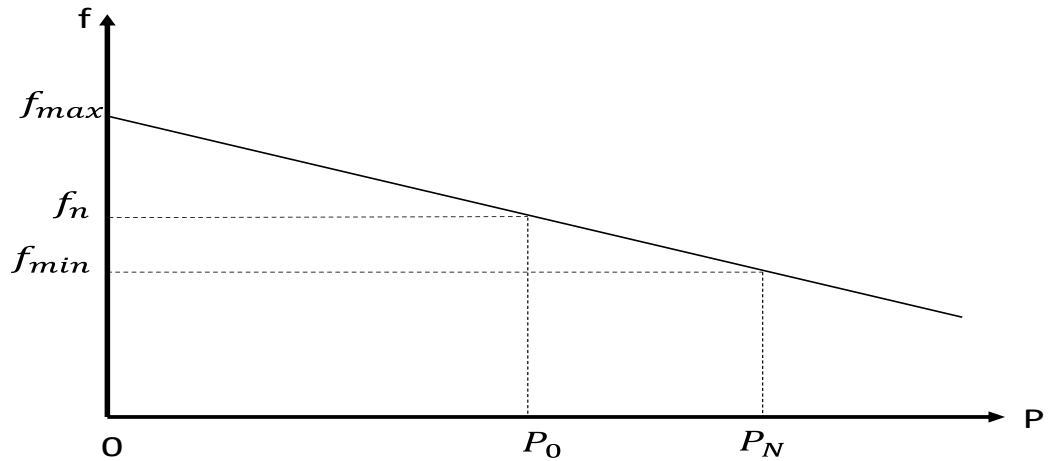


Figure IV-13. Principe de réglage du statisme

$$\frac{(P-P_0)}{P_N} = -\frac{1}{\delta} \frac{(f-f_0)}{f_N} \Rightarrow (P-P_0) = -\frac{1}{\delta} \frac{P_N}{f_N} (f-f_0) \Rightarrow (P-P_0) = -K(f-f_0) \quad \text{Équation IV-7}$$

P_0 : Puissance active fournie à la fréquence nominale en MW

P : Puissance active fournie par un groupe en mode quasi stationnaire en MW

P_N : Puissance Nominale du groupe MW

f : fréquence du réseau Pcc (micro-réseau) en Hz

f_N : fréquence nominale du réseau en Hz

K : énergie réglante en MW/Hz

δ : statisme du groupe %

s'assurer que l'ensemble des groupes électrogènes en interaction peut compenser en temps réel la variation de puissance. Un deuxième intérêt porte sur la répétition de ses variations et leur conséquence négative dans l'exploitation de la centrale et le cas échéant ceci oriente les solutions de correction envisageables. Il s'agit d'identifier pour des journées représentatives, un domaine fréquentiel caractéristique d'un profil de PV quasi-statique et idéalisé (PVMjjmmaa), et celui caractéristique d'un profil théorique « plus dynamique » (PVRjjmmaa) complémentaire du précédent pour modéliser la production réelle.

- **Fonctionnement quasi-statique.**

Une première référence concerne le fonctionnement type d'une journée sans perturbations que nous avons nommé « fonctionnement quasi-statique ». Il va sans dire que la course du soleil relativement lente de son levé au couché se traduit par une variation quasi-statique de l'irradiance. Nous pouvons calculer que les plus fortes pentes d'évolution se situent au début et à la fin du parcours soit (xxkW/s ou yykW/mn) évaluées pour la journée du jj/mm/aaaa. Nous avons appliqué cette démarche pour la journée sans perturbation du 01/01/2020 (*Figure IV-15*). Le *Tableau IV-1* montre des gradients très faibles au levé et pendant le coucher du soleil.

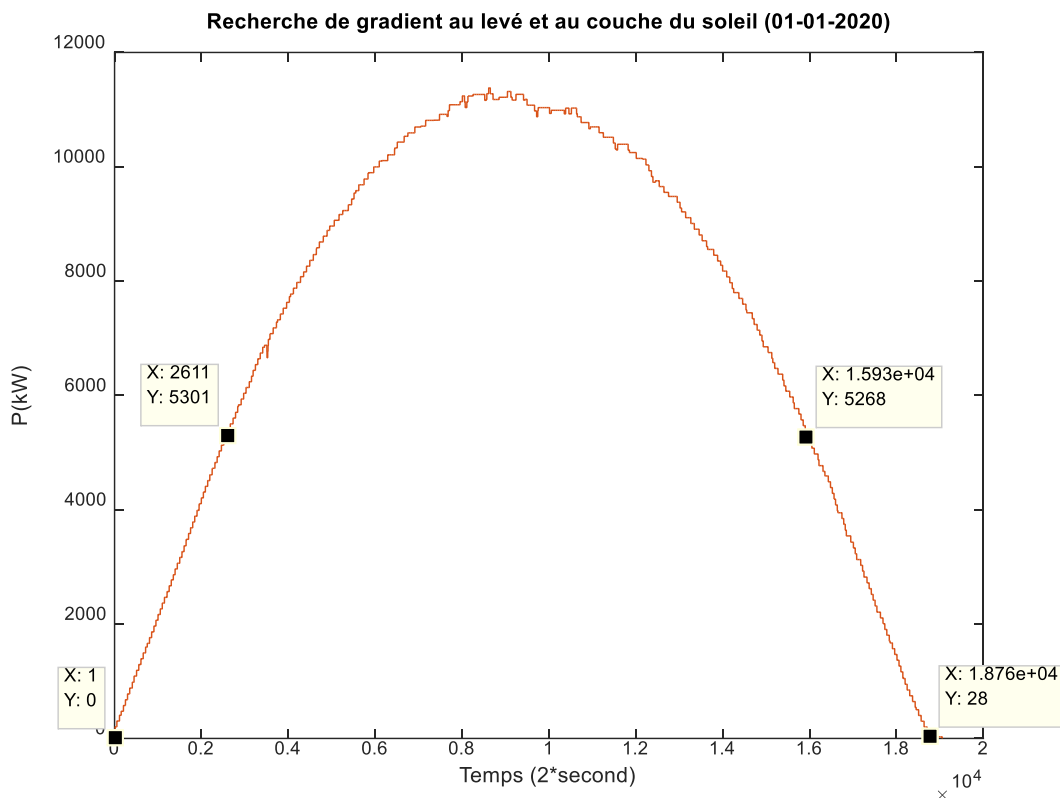


Figure IV-15. Recherche gradient pour une journée sans perturbation (01-01-2020)

Tableau IV-1. Synthèse de recherche de gradient maximal pour une journée sans perturbation

Journée type	Instants des mesures	Puissance solaire correspondante en kW	$\Delta T=(X2-X1) *2$ en seconde	$\Delta P=(P2-P1)$ en kW	Évaluation de la pente en kW/s et kW/min
01/01/2020	X1=1 X2=2611	P1= 0 P2= 5301	5220 s ou 87 min	5301	1,015 kW/s ou 60 kW/min
	X1= 15 930 X2= 18 760	P1= 5268 P2= 28	5660 s ou 94,33 min	-5632	(- 1 kW/s) ou (-59 kW/min)

Dans le domaine spectral, le signal de puissance produite traduit un spectre resserré relatif à la fréquence (diurne) fondamentale $1,157 \times 10^{-5}$ Hz (*Figure IV-17*) à laquelle il convient d'ajouter la puissance moyenne calculée sur la journée. Nous pouvons observer qu'il s'agit là certes d'une production évolutive, mais les contraintes dynamiques au point de couplage sont modérées voir faibles pour les capacités et performances des groupes électrogènes associés. La décomposition en valeur moyennisée (PVMjjmmaa) et résidus (PVRjjmmaa) de la production journalière (en exemple la journée du 01/01/2020, *Figure IV-16*) correspond à une discrimination de cette composante basse fréquence qui signe l'apport énergétique journalier. Le résidu est évidemment nul pour un fonctionnement quasi statique par définition.

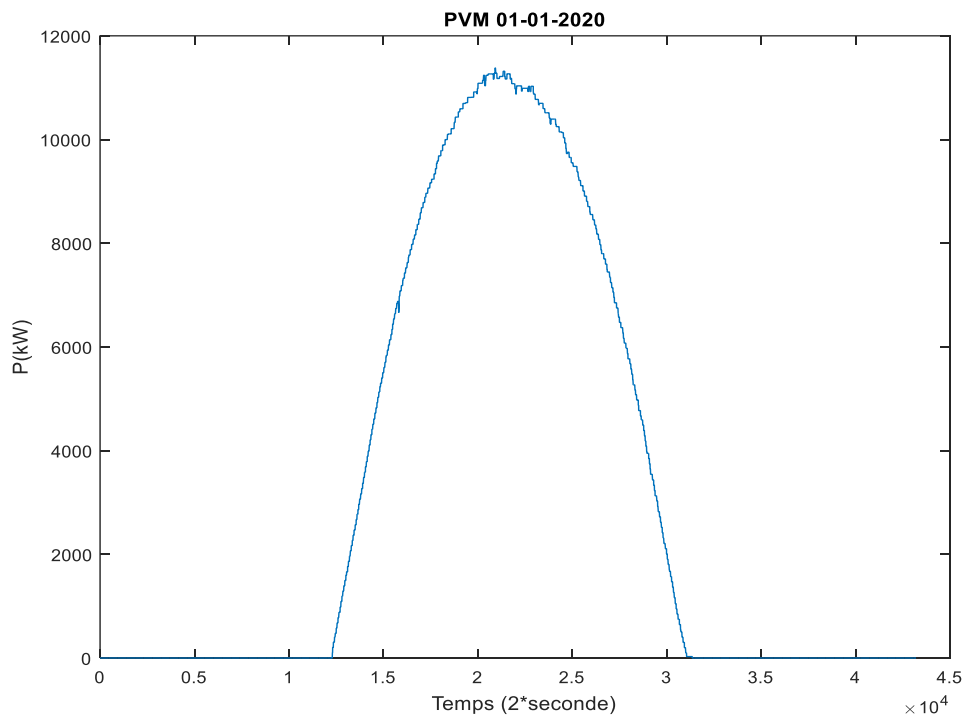


Figure IV-16. PVM 01-01-2020

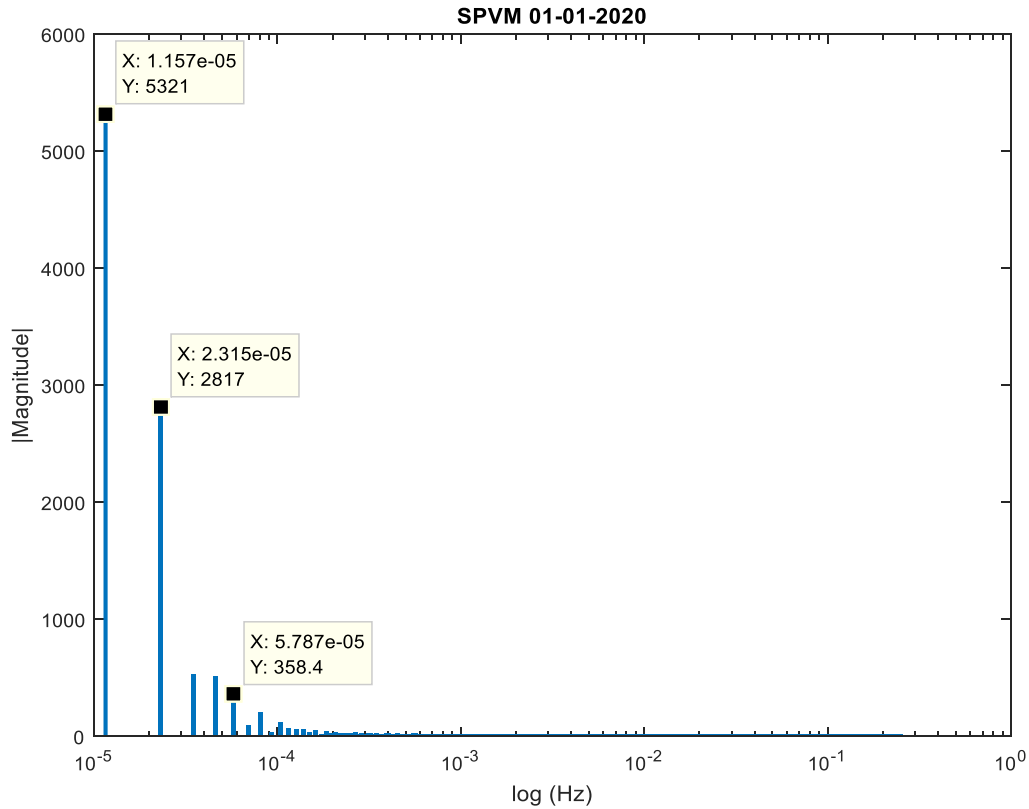


Figure IV-17. SPVM 01-01-2020

- Fonctionnement dynamique** Il s'agit ici d'opérer une double analyse tant dans le domaine temporel que fréquentiel sur un ensemble de journées à ensoleillement perturbé. Nous procédons par les analyses des gradients de puissance et du spectre fréquentiel de fluctuation de la production solaire au point de couplage (SPVMjjmmaa SPVRjjmmaa). Pour cela, nous avons extrait des données quelques journées pour établir les bases de la démarche d'analyse du spectre fréquentiel. Ceci nous amènera, à identifier les domaines de fréquences sollicités par le SPVMjjmmaa et le SPVRjjmmaa.

En guise d'illustration, nous avons appliqué la démarche complète aux journées, (i) du 09/10/2019 et (ii) du 11/10/2019. Sur l'aspect temporel, la recherche de gradient maximal de variation de puissance à travers la **Figure IV-18**, pour la journée 11/10/2019 et la **Figure IV-19** pour la journée du 09/10/2019, a permis de faire la synthèse au **Tableau IV-2**. Sur ce tableau, le gradient positif enregistré varie de 45kW/s soit (2712kW/min) à 119kW/s soit (7976 kW/min). De même, le gradient négatif maximal observé varie -74kW/s soit (-4493kW/min) à -109kW/s soit (-6509 kW/min).

Tableau IV-2. Synthèse de recherche de gradient maximal de variation de puissance

Journée type	Instants des mesures	Puissance solaire correspondante en kW	$\Delta T=(X2-X1) *2$ en seconde	$\Delta P=(P2-P1)$ en kW	Évaluation de la pente en kW/s et kW/min
11/10/2019	X1=5785 X2=5823	P1= 3075 P2= 12 143	76 s ou 1,26 min	9068	119kW/s ou 7976 kW/min
	X1= 10974 X2= 11019	P1= 11 803 P2= 2039	90s ou 1,5 min	9764	(-108kW/s) ou (-6509 kW/min)
09/10/2019	X1=11 133 X2=11 228	P1= 3149 P2= 11 719	190s ou 3,16 min	8570	45 kW/s ou 2712 kW/min
	X1= 8248 X2= 8298	P1= 11 820 P2= 4 360	100s ou 1,66 min	7460	-74 kW/s ou - 4493 kW/min

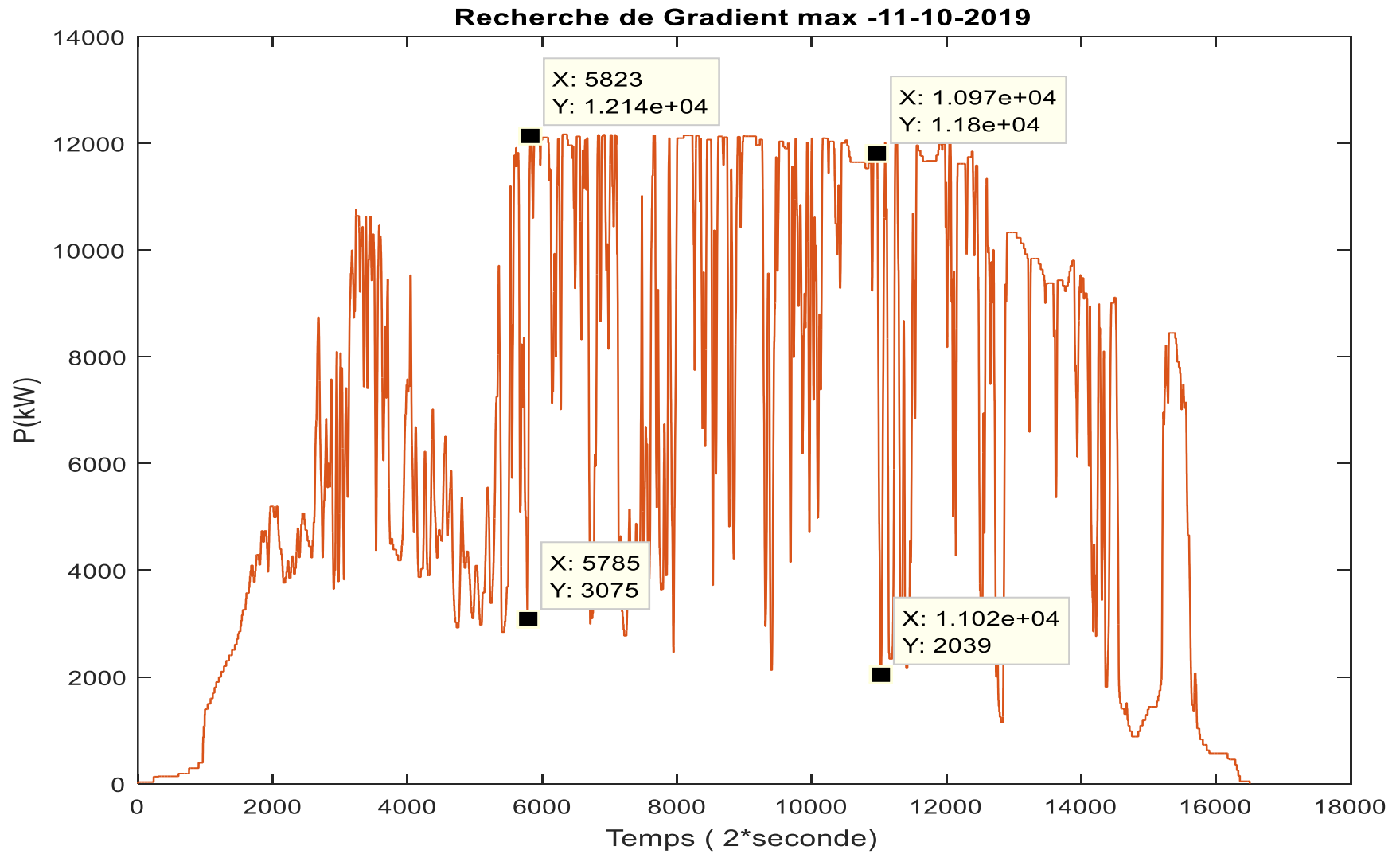


Figure IV-18. Recherche Gradient maximale pour la journée type du 11/10/2019

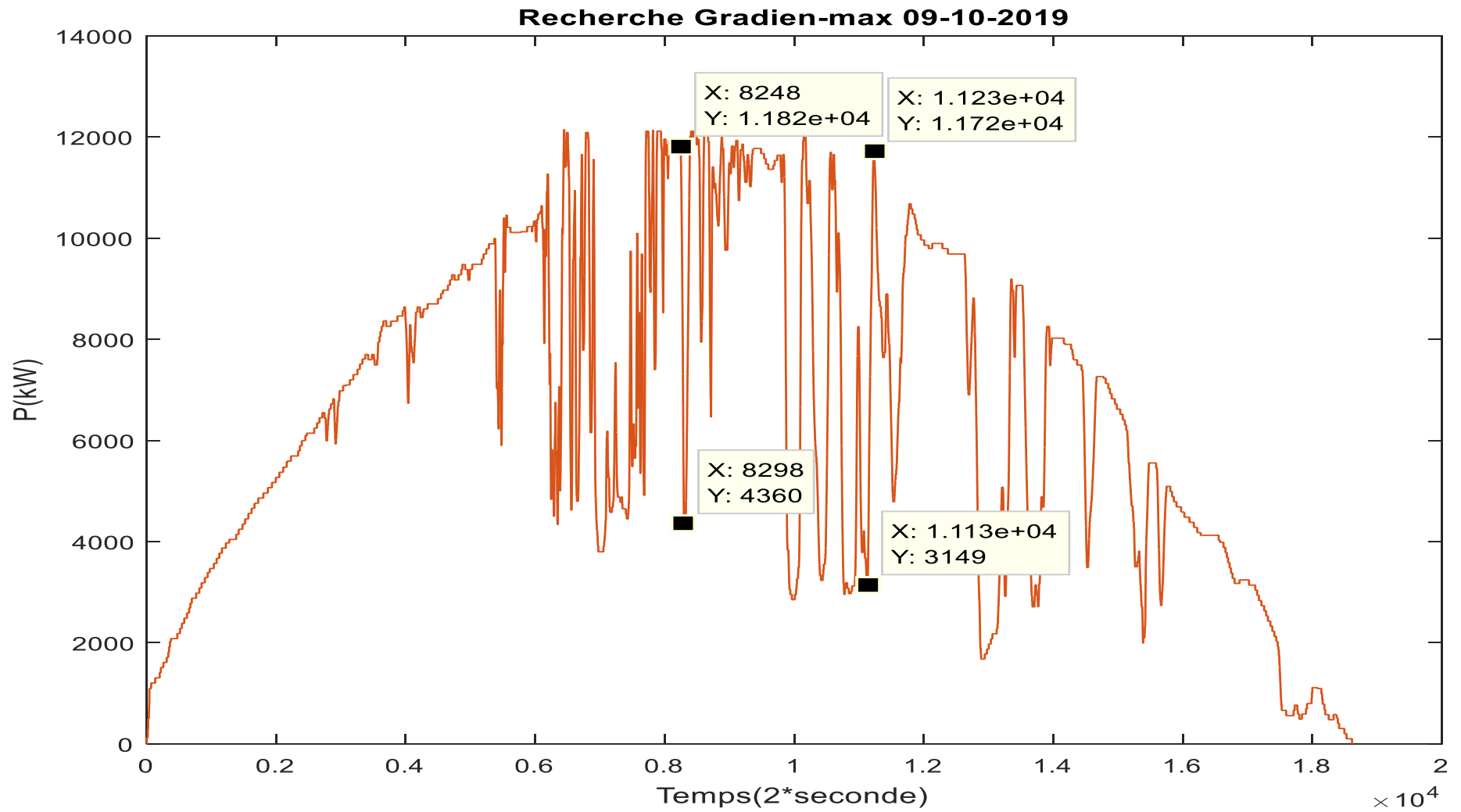


Figure IV-19. Recherche Gradient maximale pour la journée type du 09/10/2019

Sur l'aspect fréquentiel, nous avons pris toute la journée (24h) du 10/11/2019 et du 09/10/2019 comme fenêtre d'observation du signal de production solaire. Sur cette base, nous avons cherché un profil PVM et le résidu correspondant à la différence entre le PV et PVM à chacune des journées correspondantes (*Figure IV-20 et Figure IV-21*).

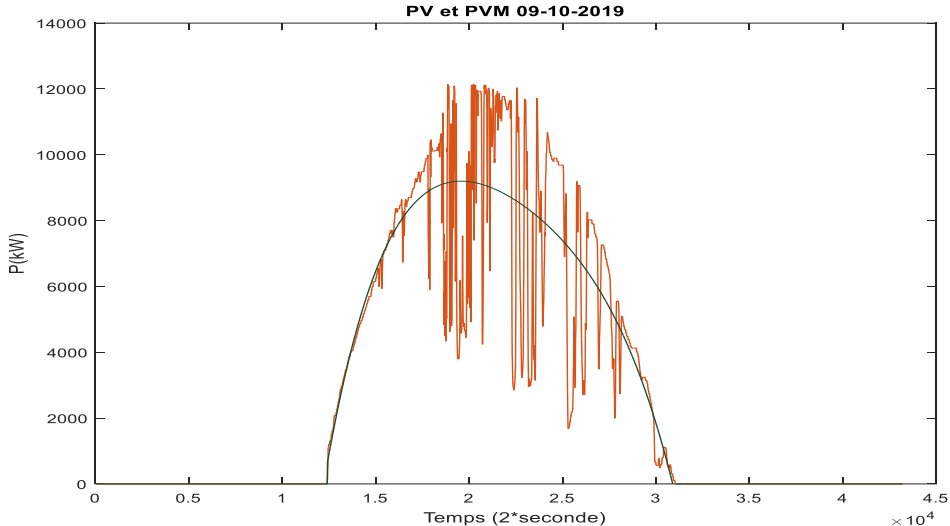


Figure IV-20. Évolution en mode quasi-statique de la production solaire de la journée type 09/10/2019

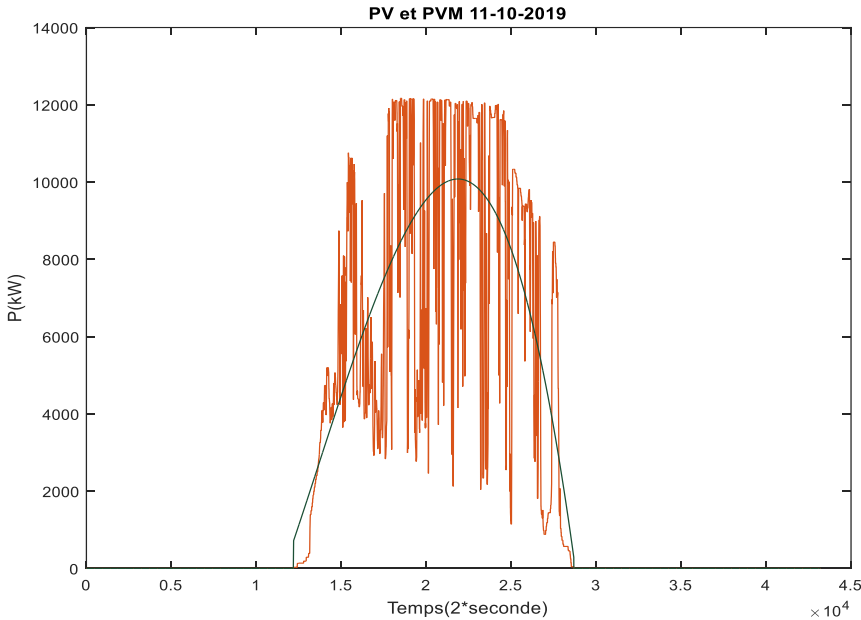


Figure IV-21. Évolution en mode quasi-statique de la production solaire de la journée type 11/10/2019

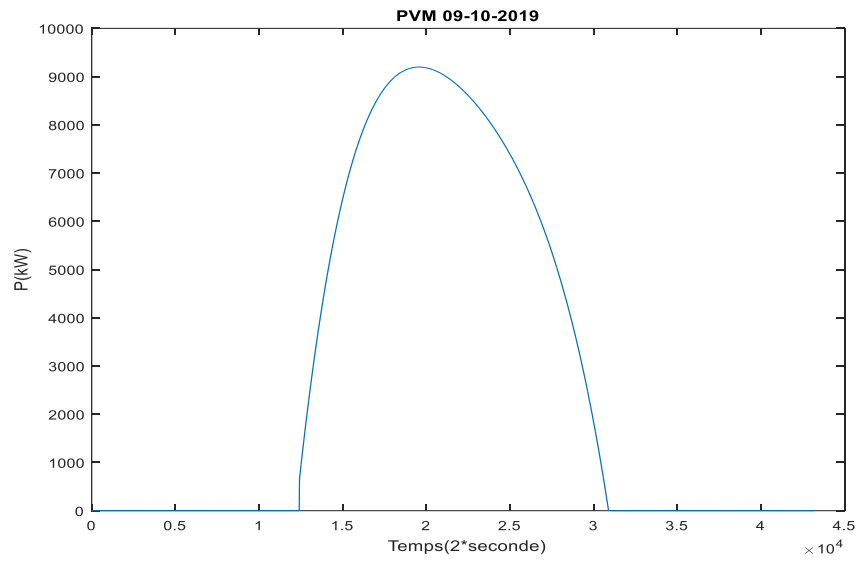


Figure IV-23. PVM du 09/10/2019

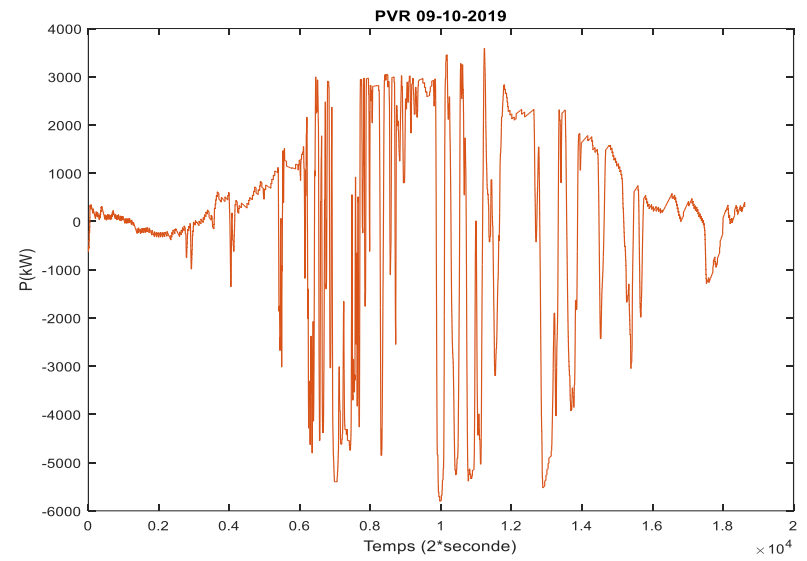


Figure IV-25. Résidu PVR du 09/10/2019

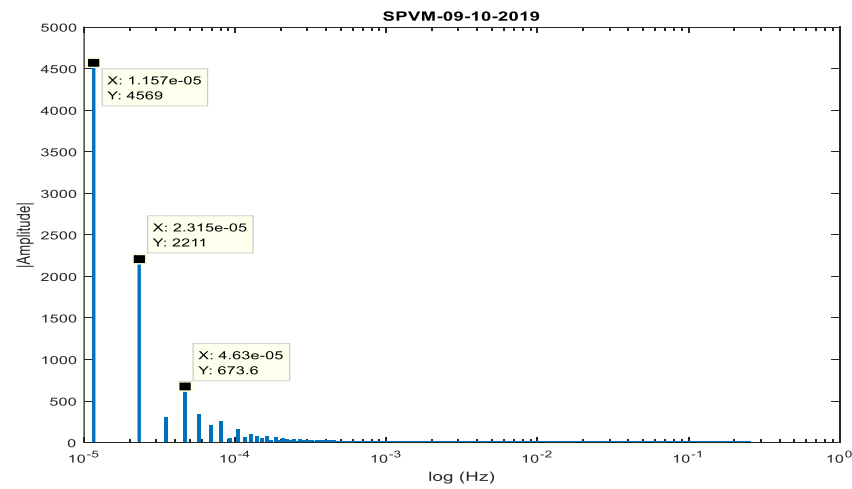


Figure IV-24. Spectre SPVM du 09/10/2019

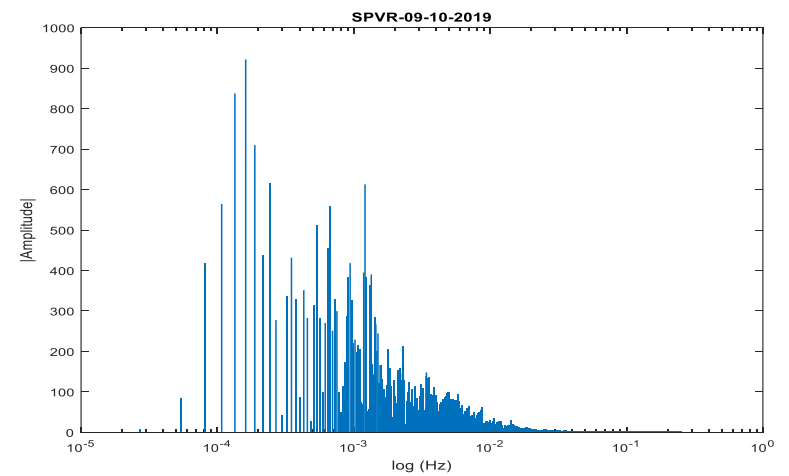


Figure IV-22. SPVR du 09/10/2019

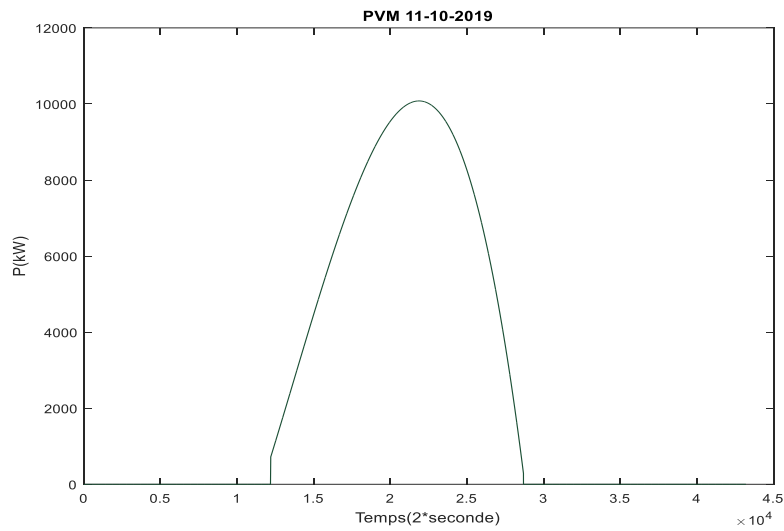


Figure IV-26. PVM du 11/10/2019

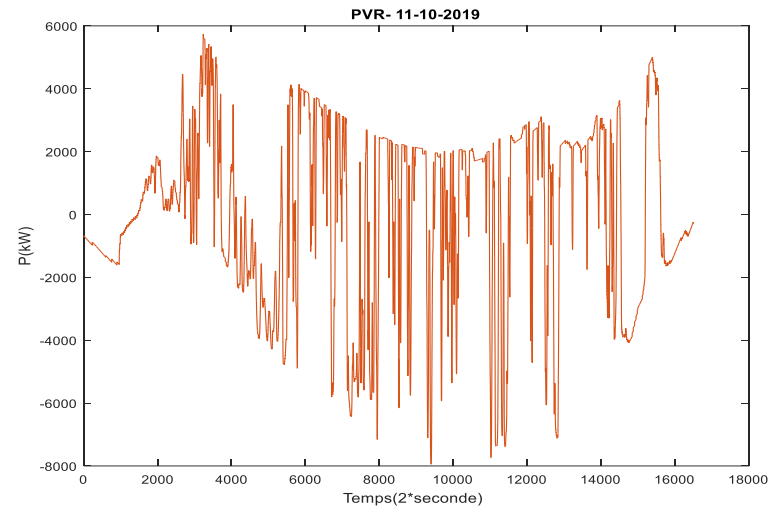


Figure IV-28. Résidu PVR du 11/10/2019

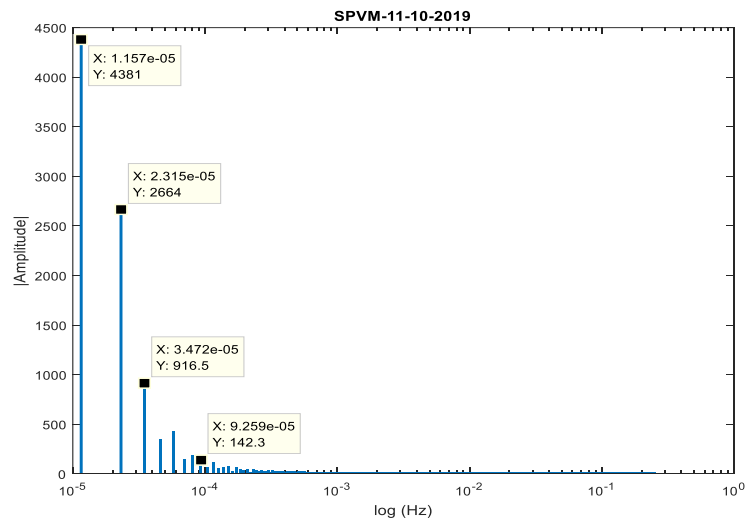


Figure IV-27. Spectre SPVM du 11/10/2019

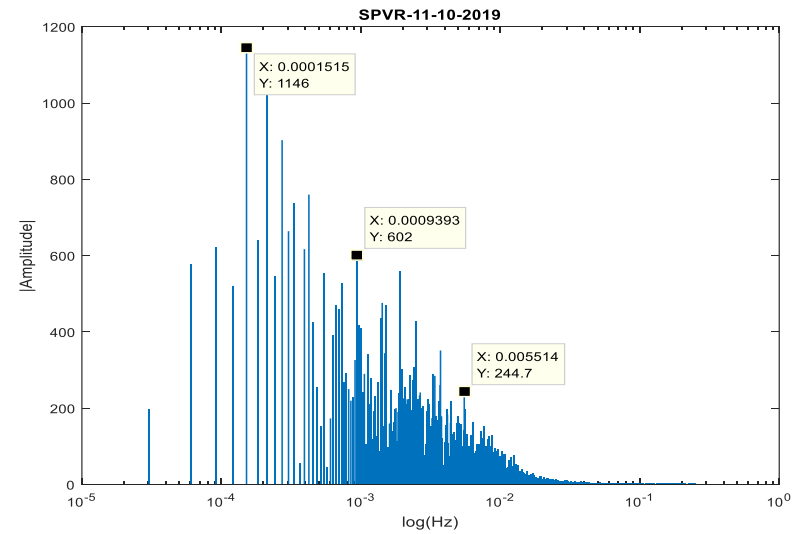


Figure IV-29. Spectre SPVR du 11/10/2019

Nous avons ensuite calculé le spectre par la FFT aux signaux suivants : PVM-09-10-2019 (*Figure IV-23*) , PVR-09-10-2019 (*Figure IV-25*) , PVM-11-10-2019 (*Figure IV-26*) et PVR-11-10-2019 (*Figure IV-28*).

Les résultats obtenus montrent que :

- Pour les signaux en mode quasi-statique et idéalisé (PVM-09-10-2019, PVM-11-10-2019), les spectres obtenus sont illustrés sur les *Figure IV-24* et *Figure IV-27*. Les deux spectres (SPVM-09-10-2019 et SPVM-11-10-2019) sont assez similaires en termes de contenu fréquentiel avec une fréquence fondamentale de $1,157 \text{ e-5 Hz}$.
- Pour les signaux des résidus (PVR-09-10-2019, PVR-11-10-2019), les spectres obtenus sont illustrés sur la *Figure IV-22* et la *Figure IV-29*. Les deux spectres (SPVR-09-10-2019 et SPVR-11-10-2019) sont assez similaires en termes de contenu fréquentiel avec un domaine de fréquence comprises entre $1,0 \text{ e-4 Hz}$ et $1,0 \text{ e-2 Hz}$.
- Ces domaines spectraux caractérisent la production du site mais aussi fortement corrélé avec les phénomènes météorologiques locaux (densité de nuages et leurs vitesses de déplacement)

IV.4 Choix de technologies de stockage candidates à l'hybridation

Pour le choix de technologies candidates pour le stockage, nous utiliserons l'approche de Ragone [41], [65] (*Figure IV-30*) qui classifie les technologies du stockage suivant leur de temps de réponse fréquentiel. À partir de l'identification du domaine spectral de sollicitation au point de couplage effectué précédemment, le domaine basse fréquence associé aux fluctuations des signaux quasi-statique PVM de l'ordre de $1,0 \text{ e-5 Hz}$ ne concerne pas les technologies représentées ici, mais ces basses fréquences sont dans le domaine de réactivité (sans surconsommation et mauvaise combustion) des groupes thermiques. Les fluctuations induites par les perturbations (résidus PVR), le domaine de fréquence compris entre $1,0 \text{ e-4 Hz}$ et $1,0 \text{ e-2 Hz}$ se trouve localisé entièrement dans le domaine spectral compatible avec les batteries dont il conviendra de définir la technologie appropriée. Le domaine de plus haute fréquence pouvant impliquer les volants d'inertie ou les supercondensateurs n'est pas objectivement concerné en raison des observations faites sur le site (analyse spectrale). Nous pouvons retenir que l'hybridation nécessaire à l'amélioration des

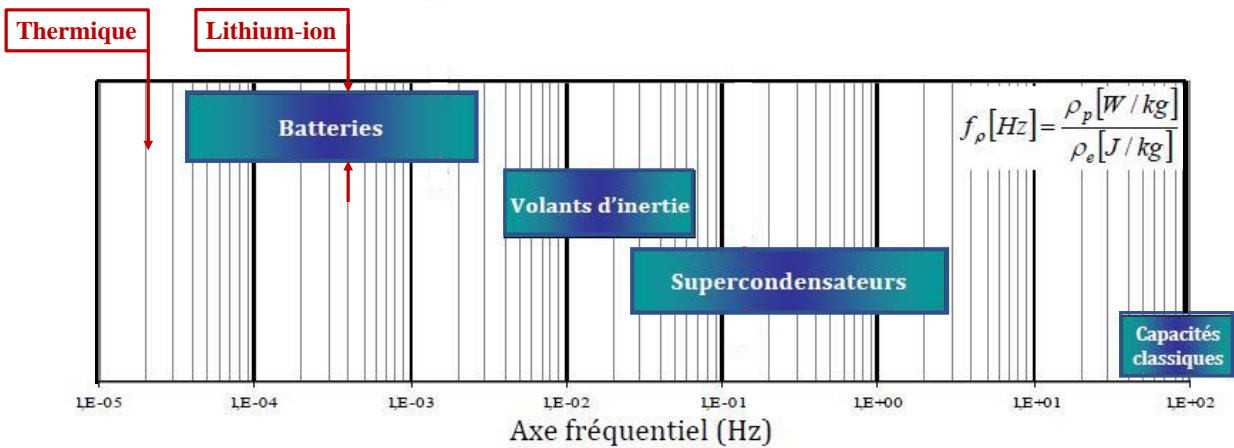


Figure IV-30 Diagramme de Ragone [38]

performances du micro-réseau serait d'utiliser un système de batterie de stockage ayant pour rôle principal l'atténuation des sollicitations dynamiques des groupes électrogènes.

IV.5 Dimensionnement du stockage

Pour le dimensionnement des batteries servant à compenser les fluctuations, nous proposons la démarche suivante :

- La première étape de cette démarche consiste à évaluer la capacité minimale d'énergie à stocker (ΔE_j) au cours d'une journée j quelconque, de durée correspondante à la durée d'ensoleillement. Le profil d'émission permettant d'évaluer E_{stock} est obtenu en faisant la différence entre la production solaire instantanée $PV(t)$ et un profil moyen $PV(t)_{moy}$ correspondant à un lissage de la production PV. Le profil d'évolution de E_{stock_j} et la capacité minimale d'énergie à stocker (ΔE_j) pour une journée j sont données les expressions suivantes :

$$E_{stock_j} = \int_0^{T_j} (PV_j(t) - PV_j(t)_{moy}) dt$$

$$\Delta E_j = \max(E_{stock_j}) - \min(E_{stock_j})$$

La capacité ΔE_j correspondante est définie par la différence entre les extrema globaux.

- La deuxième étape de notre démarche consiste, pour un site donné, à déterminer cette capacité à stocker pour la journée la plus contraignante « worst case ». Or la variabilité du rayonnement solaire d'une journée à une autre, d'une saison à une autre ou d'une année à une autre, nous pousse à poser les hypothèses suivantes :

Hypothèse 1 : les journées les plus contraignantes se trouvent dans la période de forte fluctuation du rayonnement solaire du site (notamment mois de Juillet-Août pour notre cas d'étude)

Hypothèse 2 : pour le site, on peut admettre statistiquement que le rayonnement solaire à même comportement d'une année à une autre.

- En partant de ces hypothèses, la troisième étape de notre démarche consiste à la mise en œuvre du diagramme de la **Figure IV-31** .

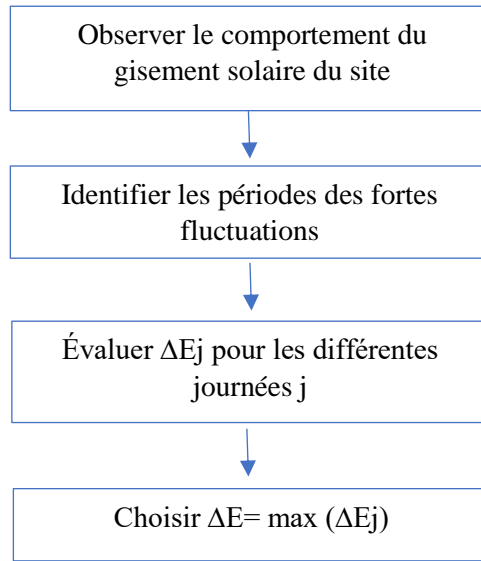


Figure IV-31. Démarche de dimensionnement du stockage de compensation pour un site donnée

En considérant une profondeur de décharge de $DM= 0,80 \%$, la capacité finale à retenir équivaut :

- **Application à la centrale hybride PV/Thermique Essakane**

Nous avons appliqué cette démarche à la centrale hybride d'Essakane. Tout d'abord, nous proposons l'application de cette méthode pour la journée du 29 Août 2020.

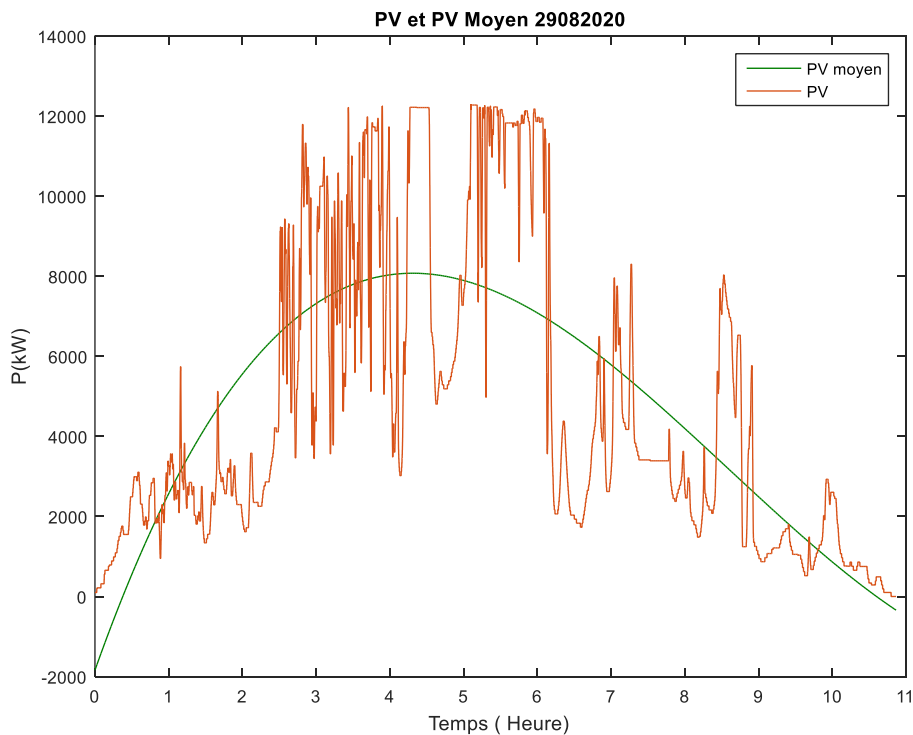


Figure IV-32 . PV et PV moyen du 29/08/20

Le profil du résidu de puissance (PVHF) en couleur bleue de la **Figure IV-33**, résulte de la différence entre le profil PV et le PV lissé de la **Figure IV-32** pour une durée d'ensoleillement d'environ 11h00.

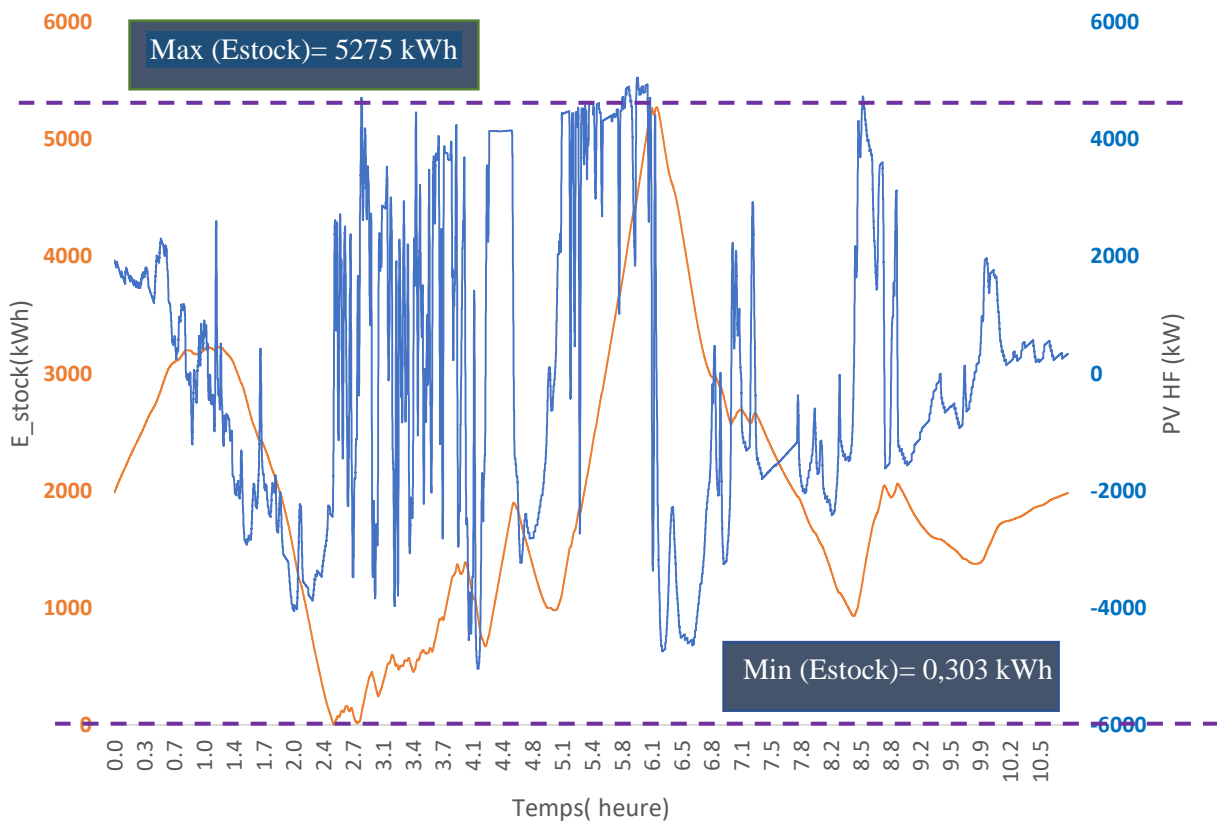


Figure IV-33. Évolution Estock et profil de résidu PVHF du 29/08/2020

En se basant sur ce profil de résidu de puissance de l'énergie, la capacité minimale de l'énergie à stocker pour cette journée de 29 Août 2020 est $\Delta E = 5275 \text{ kWh}$. En appliquant une profondeur de décharge de 80%, du stockage on déduit une capacité totale de 6 600 kWh pour le stockage

Les observations du comportement du rayonnement solaire pour l'année 2019 et 2020, nous ont permis de situer les mois de juillet, Août et Septembre comme les périodes de fortes perturbations pour le site de la centrale hybride. Pour l'année 2020, l'analyse des données d'exploitation, nous a conduit à considérer le mois d'Août comme ayant les plus fortes perturbations. Ainsi, une évaluation de la capacité minimale de l'énergie à stocker a été effectuée pour l'ensemble des journées du mois d'août 2020. Cette évaluation jour après jour est réalisée sur la base du profil de la **Figure IV-34**.

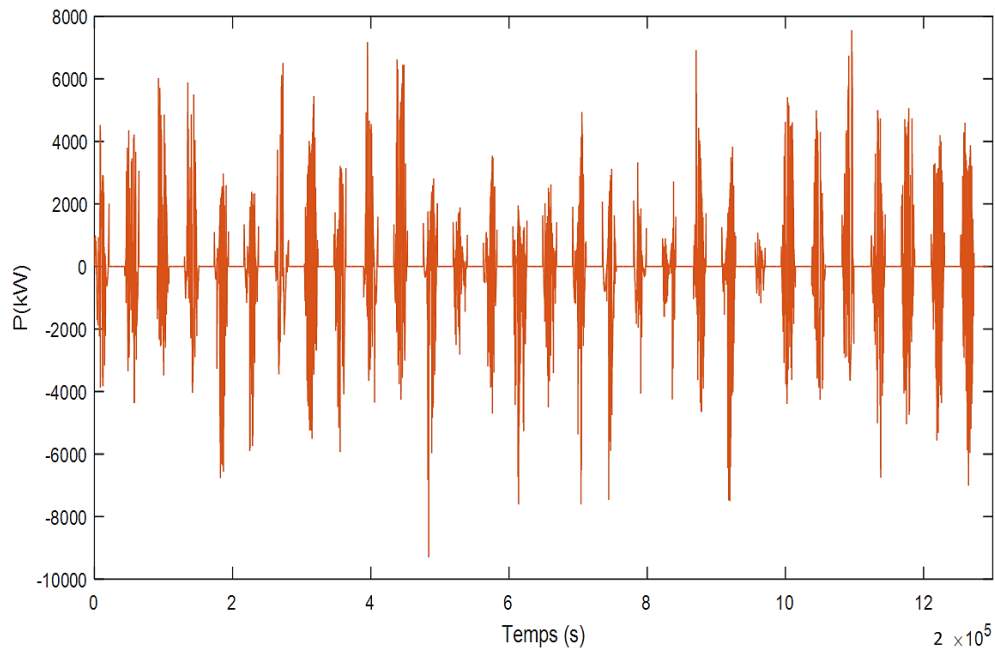


Figure IV-34. Fluctuation de PV autour de la moyenne pour le mois d'août 2020

Sur la **Figure IV-35** nous avons une synthèse des résultats obtenus pour les différentes journées du mois d'août 2020

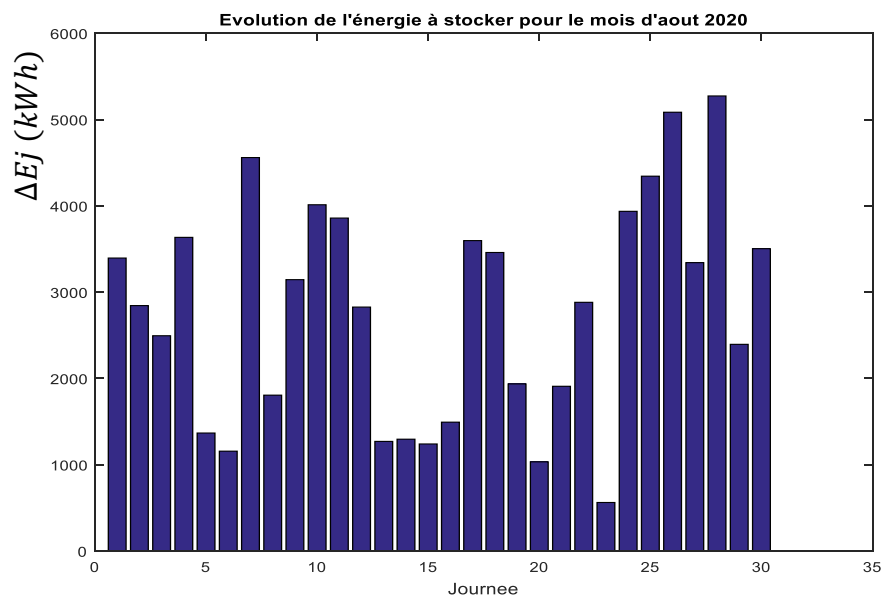


Figure IV-35. Évolution de l'énergie à stocker jour par jour pour le mois d'août 2020

L'analyse de la **Figure IV-35** montre que la capacité minimale est 536 kWh et intervient pour la journée du 24/08/2020, et la capacité maximale de 5274 kWh qui intervient pour la journée du 29/08/2020.

À l'issu de la mise en œuvre de notre démarche de dimensionnement du stockage, nous avons retenu la journée 29/08/2020 comme la journée la plus contraignante en termes de l'énergie à stocker. À supposer une profondeur de décharge de 80% il faut une capacité de batterie de 6600 kWh

- **Choix de la technologie des batteries**

D'après la littérature les technologies de stockage sont classifiées suivant les domaines d'application bien spécifiques. Ainsi, [66] présente une synthèse de l'état de l'art des technologies de stockage suivant leur domaine d'application (**Tableau IV-3**). Notre analyse sur le fonctionnement de la centrale hybride PV/Diesel D'Essakane, nous a conduit à préconiser l'utilisation des batteries en vue de compenser les fluctuations de puissance de la production solaire PV et améliorer ainsi la qualité des interactions au point de couplage entre la production solaire PV et la production thermique. Comme on le voit sur le **Tableau IV-3**, presque toutes les technologies des batteries sont candidates dans le domaine d'amélioration de la qualité d'énergie.

Tableau IV-3. Technologies et Applications des systemes de stockage d'énergie [66]

Application areas		Energy Storage Devices													
		Electrochemical								Electrical		Mechanical		Thermal	
		NaS	NaNiCl ₂	Pb-Acid	Li-ion	Ni-Cd	Ni-MH	VRFB	PSB	Zn Br	SCES	SMES	CAES	PHS	FES
Renewable energy integrations	Time shifting	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Firming capacity	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Bulk Energy	Peak Shaving	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Arbitrage of energy	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Ancillary Services	Voltage Support	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Load balancing	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Spinning reserve	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Black Start	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Frequency balancing	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Energy Management	Enhancing Power quality	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Power reliability	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
		●	Suitable application					●	Possible application		●	Un suitable application			

Mais d'après le **Tableau IV-4** qui fait un focus sur les exigences de stockage d'énergie pour l'intégration des EnRs au réseau, les batteries au lithium sont désignées comme technologies candidates pour la compensation des fluctuations de puissance. Ainsi pour notre cas étude, nous choisirons par conséquent les

batteries au lithium comme système de stockage d'énergie. Les avantages comparatifs portent essentiellement sur le nombre de cycle élevé et la capacité à rendre disponible rapidement l'énergie stockée.

Tableau IV-4. Exigences générales de stockage d'énergie pour l'intégration des EnRs au réseau [66]

Application	Description	Size	Duration	Cycles	Target lifetime	Storage Technology requirements	Candidate ESDs
Renewable energy integration	ramp and voltage support	1–10 MW distributed 10–400 MW centralized	15min	5000cyc to 10000cyc per year	20 years	<ul style="list-style-type: none"> • Medium-high power •Medium discharge 	•Thermal
	off-peak storage	100–400 MW	5 h–10 h	300cyc to 500cyc per year	20 years	<ul style="list-style-type: none"> •High power •Very Slow discharge 	<ul style="list-style-type: none"> •Thermal •Redox flow batteries •Sodium-Sulphur
	time-shift, voltage sag, rapid demand support	1–2 MW	15min to 4 h	>4000 cycle per year	15 years	<ul style="list-style-type: none"> •Medium power •Slow discharge 	<ul style="list-style-type: none"> •Redox flow •Li-ion •NaS
	Black starts	5–50 MW	15min-1h	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> •Medium-high power •Slow discharge 	<ul style="list-style-type: none"> •Li-ion •Lead Acid •Hybrid-supercapacitors
	Power oscillation damping	10–100 MW	5sec-2h	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> •Medium-high power •Slow -fast discharge 	<ul style="list-style-type: none"> •SMES •Li-ion
	Wind power gradient reduction	1–50 MW	Sec-min	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> •Medium-high power •Fast discharge 	<ul style="list-style-type: none"> •Thermal •Electrical •Li-ion
	Peak shaving	1–500 MW	1 h–6h	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> •Medium-high power •Slow discharge 	•Thermal
	Frequency regulation/ stability Of weak grids	1–50 MW	Sec-min	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> •Medium-high power •Fast discharge 	•Flow, Sodium-based, Li-ion, Lead Acid

IV.6 Analyse du LCOE de la centrale hybride PV/Diesel couplé au stockage d'énergie

Pour calculer le LCOE de la centrale hybride PV/Diesel couplé à un système de stockage d'énergie, nous avons considéré les hypothèses du **Tableau III-14** et les hypothèses des coûts et de durée de vie pour les batteries lithium [60], [67]. Ensuite, nous avons fait l'hypothèse que la mise en place du stockage permettra d'améliorer l'efficacité des groupes thermique et permettra aussi de générer une économie supplémentaire de fuel. Ce gain de fuel a été évalué à 925 577 litres pour l'année 2020 (*Tableau III-11. Évaluation économique des gains en fuel pour les options d'amélioration 1 et 2 pour l'année 2020*). Le **Tableau IV-5** fait la synthèse des hypothèses utilisées pour le calcul de LCOE de la centrale hybride couplé au stockage.

Tableau IV-5. Hypothèses de calcul économique pour la centrale hybride couplé au stockage [32], [34], [58]–[60] [67]

Hypothèses	
Désignation	Valeur
Coût en USD/kW (Diesel)	582
Coût en USD/kW (PV)	883
Coût en USD/kWh (Batterie Lithium)	350
Coût O&M en USD/kWh (Diesel)	0,05
Coût O&M en USD/kW (PV)	40
Coût O&M en USD/kWh (Batterie)	10
Densité de HFO	0,970 kg/l
Coût de fuel en USD/litre	0,75
Taux d'actualisation e	8%
Taux d'inflation i	2%
Durée de vie du projet	25
Durée de vie centrale thermique	25
Durée de vie centrale solaire	25
Durée de vie batterie Lithium	15
Production solaire en 2020 en kWh	23 593 388
Production thermique en 2020 en kWh	312 468 247
Consommation fuel en 2020 en Litre	67 196 785

Un récapitulatif de résultats de calcul de LCOE de toutes les configurations de la centrale est fourni par le **Tableau IV-6**.

Tableau IV-6 Résultats de calcul de LCOE pour les différentes configurations

Différentes configurations de la centrale	LCOE (USD/kWh)
Configuration thermique seule	0,219
Configuration actuelle PV/Diesel sans stockage	0,209
Nouvelle configuration proposée PV/Diesel avec stockage et gestion du déclassement	0,205

Ce résultat met en évidence le fait qu'on peut améliorer la rentabilité de la centrale hybride par rapport à la configuration actuelle. La nouvelle architecture permettra de gagner 0,004 USD par kWh produit, soit un gain annuel supplémentaire de 1 344 246,54 USD toujours la base des données d'exploitation de 2020.

Nous avons procédé également à l'analyse de retour sur investissement de la mise en place d'un système stockage pour la centrale hybride. Notre démarche pour le choix de la technologie et le dimensionnement du stockage, nous a amené à choisir les batteries au lithium comme étant bien adaptés aux caractéristiques de la centrale hybride. Notre analyse de rentabilité a consisté à évaluer d'abord le coût d'investissement du système de stockage en nous basant sur des hypothèses sur le coût d'investissement par kWh et le coût O&M technologie lithium, le **Tableau IV-7** donne un résumé des hypothèses utilisées pour l'évaluation de retour sur investissement de la solution de stockage.

Tableau IV-7 Hypothèses de calcul économique avec l'intégration des batteries au Lithium [67]

Hypothèses	
Batterie Lithium (Coût en USD/kWh)	350
Coût O&M en USD/kWh (Batterie lithium)	10
Durée de vie (Batterie lithium)	15 ans
GAIN en fuel (L) estimé en 2020 année de référence	925 577
Coût de fuel en USD/L	0,75

A supposer que gain en fuel annuel reste constant, la **Figure IV-36** montre que le retour sur investissement sera d'environ 3 ans et 4 mois d'exploitation.

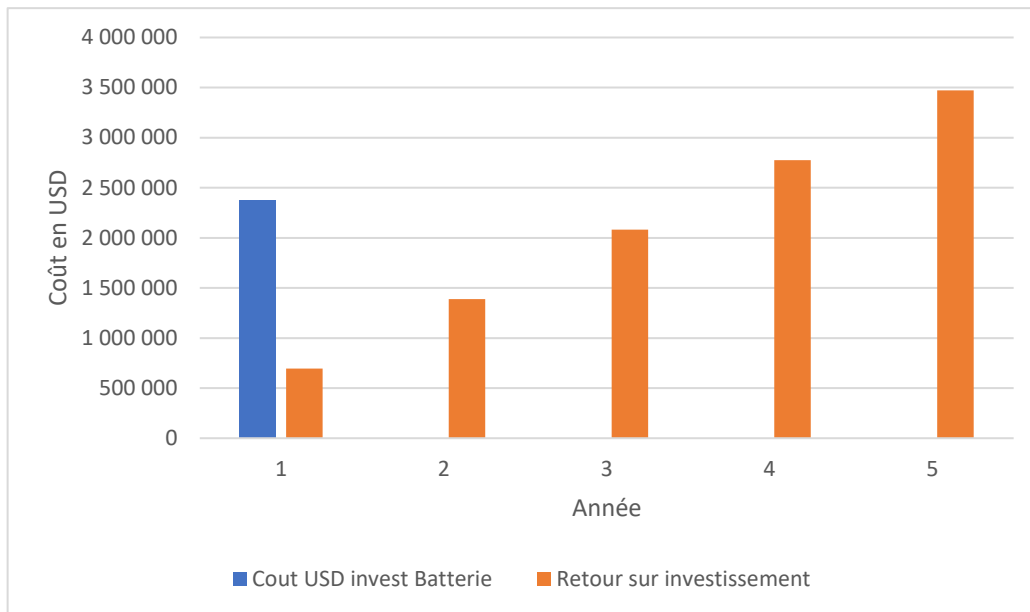


Figure IV-36. Estimation de temps de retour sur investissement des batteries lithium

IV.7 Proposition d'une nouvelle configuration optimisée de la centrale hybride PV/Diesel

Les analyses que nous avons effectuées au chapitre III ont montré que la configuration actuelle n'est pas optimisée en termes d'économie de carburant à causes de fluctuations de puissance introduites par le PV au point de couplage. Nous avons démontré qu'un lissage de la production solaire est nécessaire pour optimiser l'économie du carburant. L'analyse des comportements dynamiques de fluctuation de puissance du solaire PV au point de couplage, a montré que l'ajout des batteries au lithium serai bien adapté pour compenser ces fluctuations et améliorer l'efficacité de l'ensemble du système hybride. Après le choix de la technologie, il faut maintenant discuter de la mise en oeuvre du système. Selon les options 2 et 3 d'amélioration retenues, l'architecture à privilégier est une conséquence des moyens de contrôle commande à développer.

- **Compensation au PCC**

Le principe de la commande est illustré à la *Figure IV-37*. Il nécessite d'installer un string de batteries (modulaire par principe) doté des contrôleurs de charge de type BMS. Avec les modèles de comportement élaborés une régulation par la tension alternative de couplage est possible. Les sources de perturbation sont cependant plus difficiles à monitorer du côté du couplage alternatif.

- **Compensation en sortie du GPV(générateur photovoltaïque)**

Cette option a pour objectif de compenser à la « source » les perturbations afin d'injecter au PCC une puissance « lissée » qui a une incidence moins pénalisante pour les groupes thermiques. Le schéma de principe qui peut illustrer cette option est donné par la *Figure IV-38*. Cette configuration est inspirée des travaux du GREAH qui ont validé le principe de compensation fréquentielle [68]–[71].

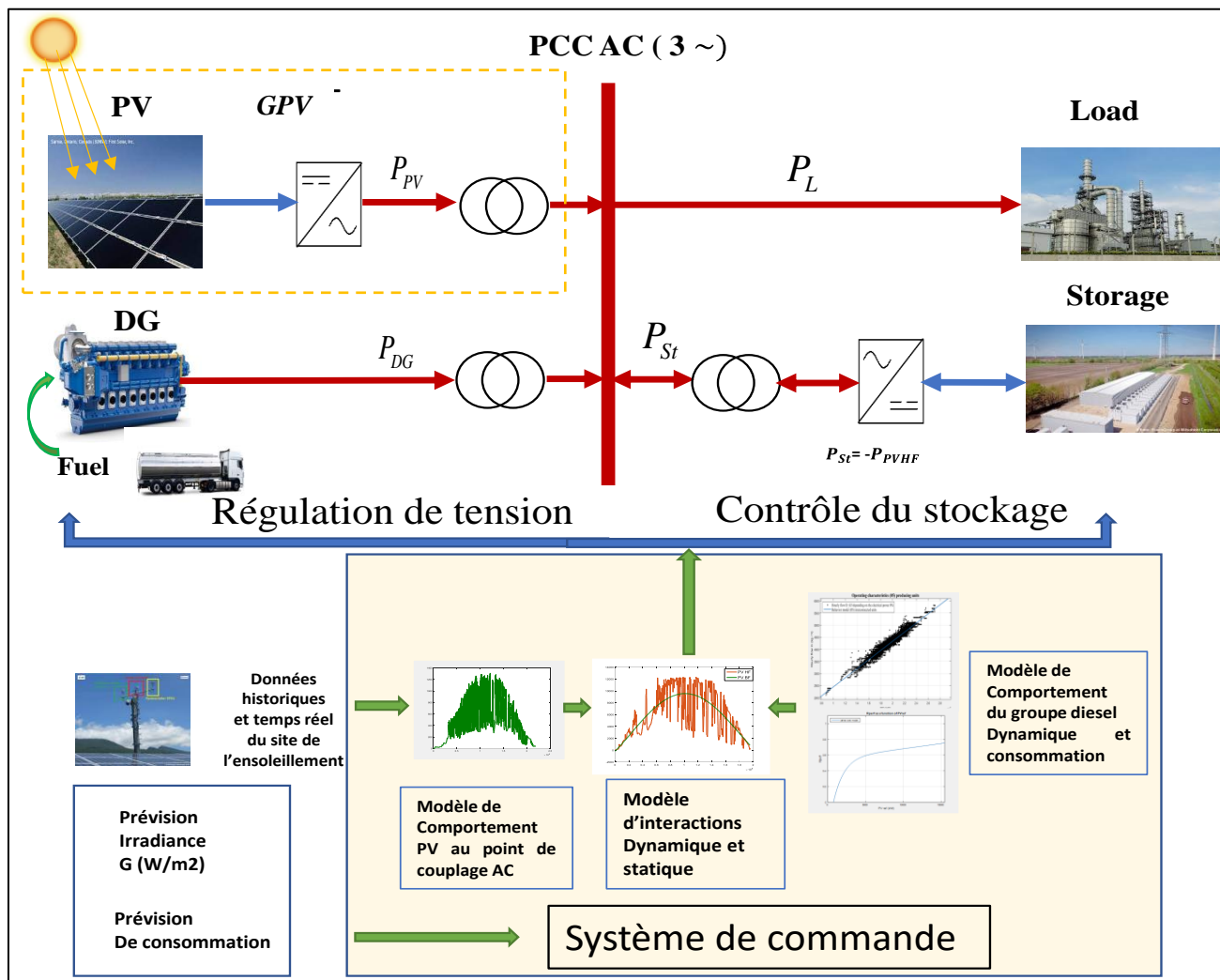


Figure IV-37. Schéma synoptique de la nouvelle configuration de la centrale (compensation au PCC)

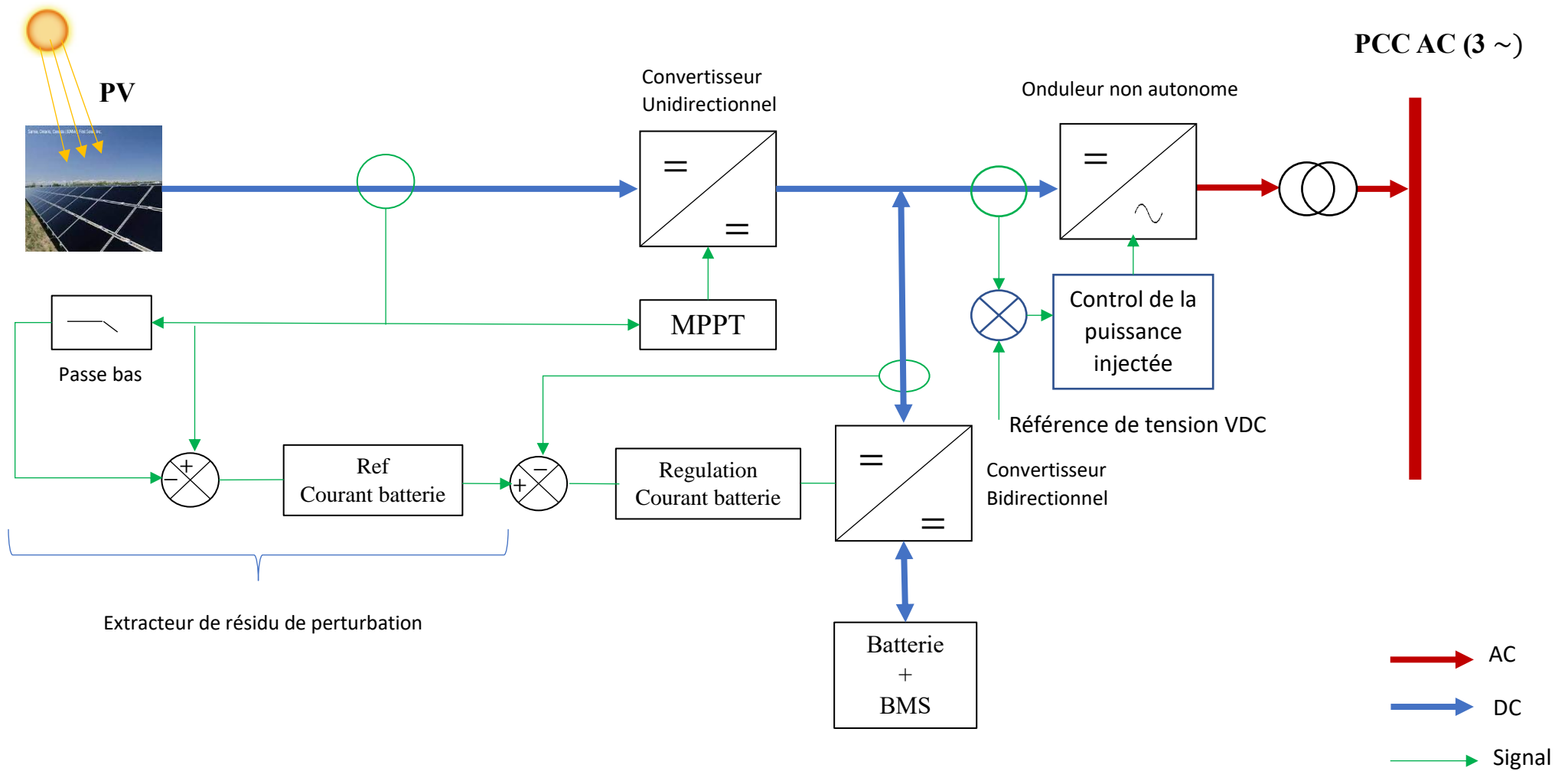


Figure IV-38. Compensation en sortie de GPV

IV. 8 Modélisation et simulation sur Simulink de l'architecture avec compensation au GPV

La simulation sur Matlab Simulink (*Figure IV-39*) de la nouvelle architecture est basé sur le modèle comportemental de la centrale solaire PV et les modèles de consommation de la centrale thermique établis dans les paragraphes précédents. Pour compenser les fluctuations « hautes fréquences » introduites par la production solaire au point de couplage et non compatibles avec le comportement dynamique des groupes thermiques, nous avons opté pour un filtre passe bas de second ordre de type « Butterworth » issu de la bibliothèque du Simulink. La fréquence de coupure est obtenue par l'analyse fréquentielle du signal de la production solaire établi précédemment dans le chapitre 4. La pulsation de coupure qui en a résulté est de 0.00289238 rad/s compatible avec les capacités opérationnelles des batteries (dont lithium-ion) comme indiqué dans le diagramme de Ragone (*Figure IV-30*)

Ensuite, nous avons procédé à la simulation. Pour cela, nous avons considéré comme entrées des journées avec des profils d'irradiance en mode quasi-statique et dynamique ainsi qu'un profil charge type pour le fonctionnement de la centrale. Les résultats de simulations sont fournis dans les figures ci-dessous respectivement pour les journées avec un profil solaire en mode quasi-statique et dynamique. Les résultats (*Figure IV-40 et Figure IV-41*) montrent le courant I-dc lissé obtenu après la comparaison des perturbations observables avec le courant I-pv issu de la MPPT. Ce courant d'interaction moins perturbé améliore l'efficacité des groupes électrogènes thermiques qui fournissent la puissance complémentaire dans un fonctionnement toujours plus proche de la réponse quasi statique.

On note cependant que les performances atteignables par ce principe dépendent des caractéristiques du filtrage qui introduit un plus ou moins léger retard de phase qui se reflète dans le résidu de courant qui sert de référence pour les batteries.

Ce facteur de commande du système a un effet dimensionnant non négligeable qui suggère une prise en compte dans une procédure itérative d'aide à la conception.

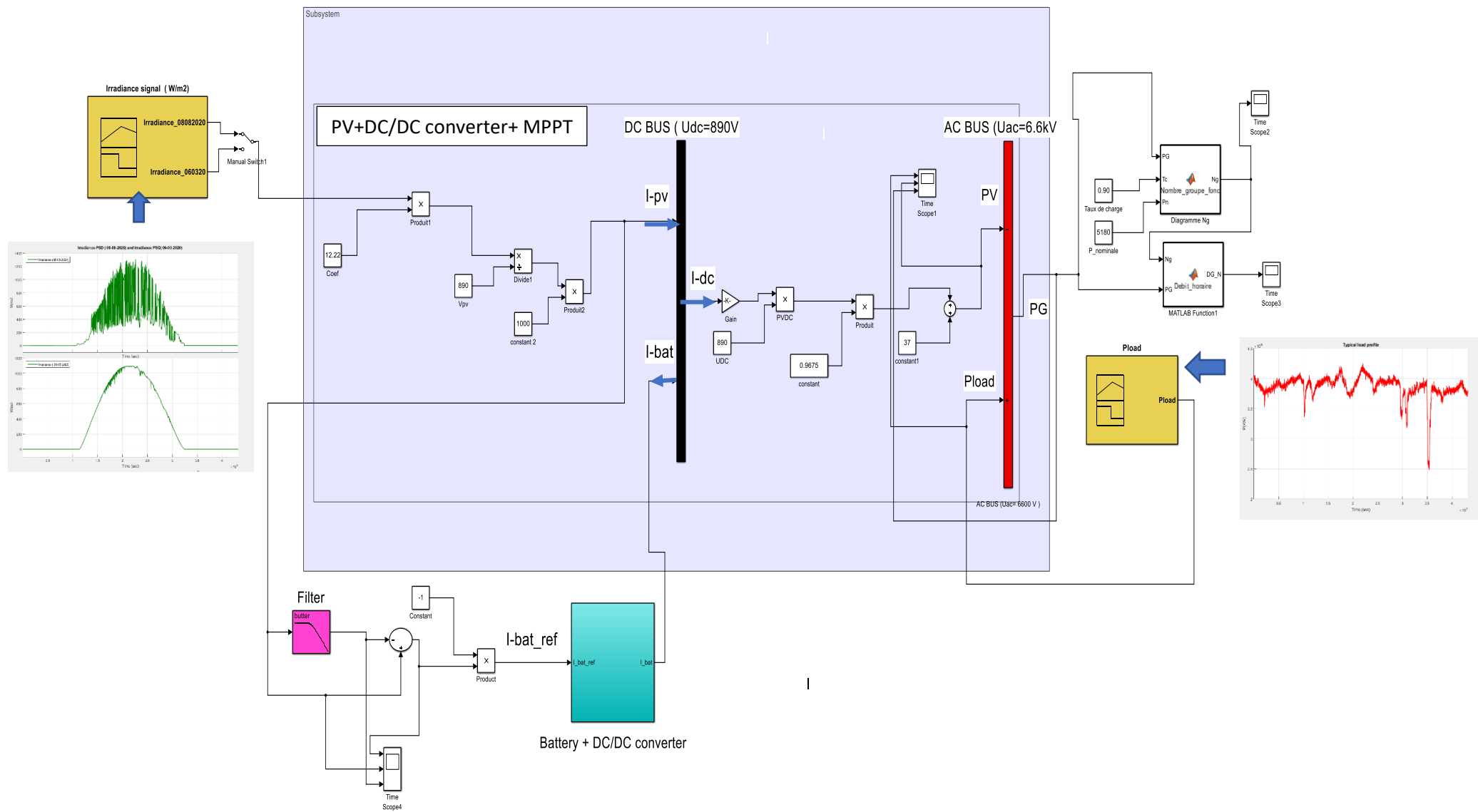


Figure IV-39. Modèle Simulink de l'architecture avec compensation au GPV

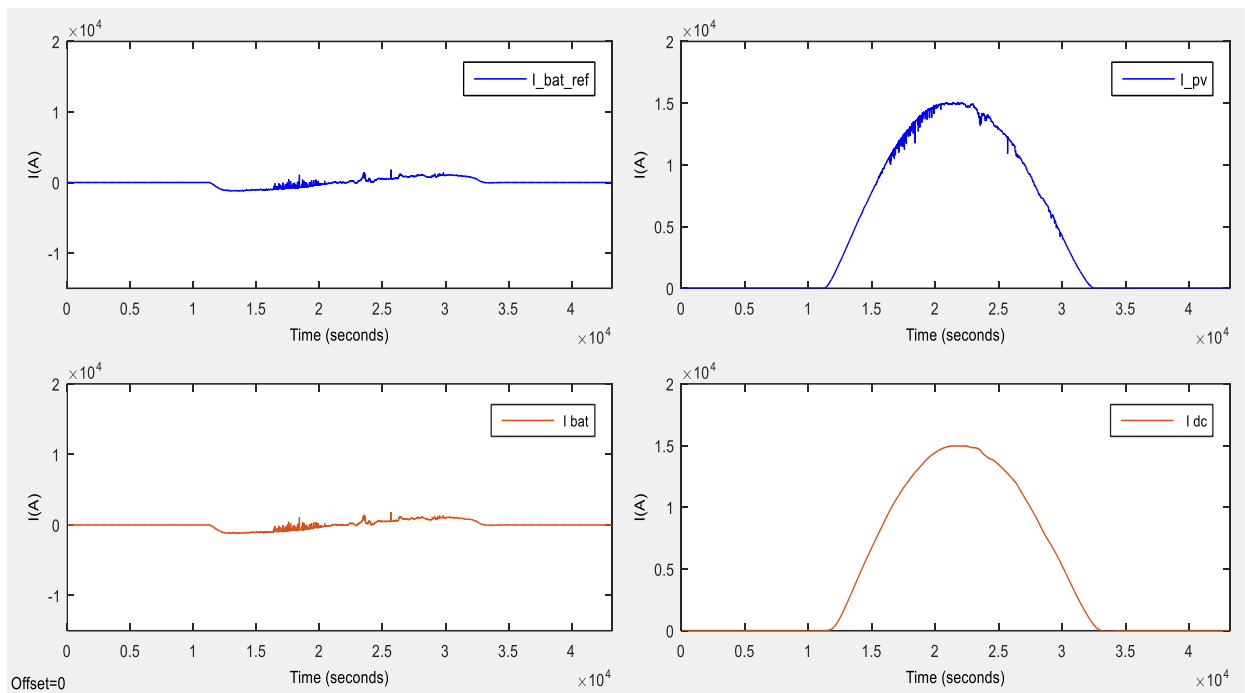


Figure IV-40. Résultats de simulation pour journée avec une irradiance sans perturbation

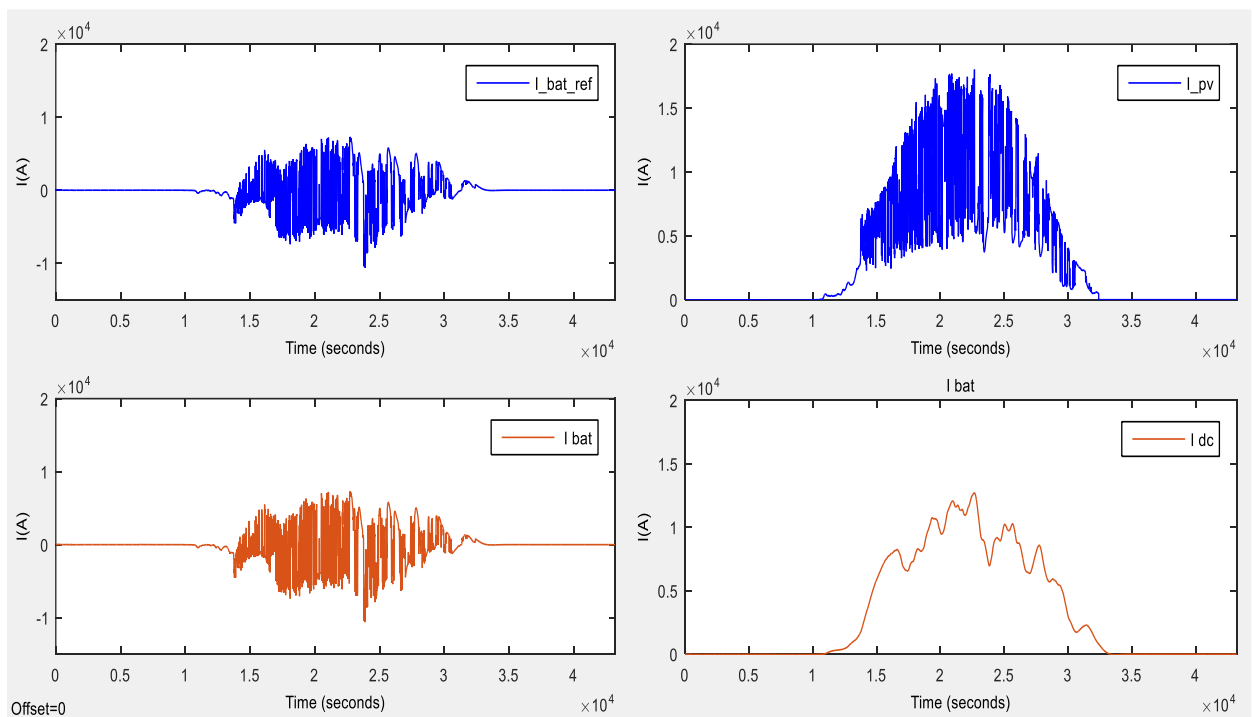


Figure IV-41. Résultats de simulation pour journée avec une irradiance avec beaucoup de perturbation

IV.9 Organigramme d'aide à la conception et dimensionnement de centrale hybride PV/Diesel autonome

Au regard de l'ensemble de nos analyses et propositions faites pour optimiser notre Benchmark, nous proposons un organigramme d'aide à la décision illustré par la *Figure IV-42*.

- Pour un nouveau site donné, la conception débute par l'analyse du profil de la charge qui représente le service à rendre (SAR), l'étude du gisement solaire du site afin d'analyser et caractériser les dynamiques de fluctuation de la ressource solaire.
- Sur la base de ces analyses, une première proposition d'une configuration de référence (avec a priori un stockage) basée sur – (i) Économie du fuel (escompté), (ii) Consommation spécifique(escompté), (iii) Coût de kWh (escompté) est mise en place.
- Sur la base des modèles comportementaux de consommation de carburant, une évaluation d'écart et marge de performance de la configuration de référence doit être menée sur la base des indicateurs suivant- (i) Fuel économisé, (ii) Manque à Gagner, (iii) Consommation spécifique et (iv) la réduction des interactions néfastes.
- Si cette configuration de référence est non rentable et optimisée, alors il faut identifier les causes du manque à gagner (fluctuation de puissance et le déclassement des groupes thermique) et proposer une nouvelle configuration.
- Si cette configuration de référence est rentable et optimisée, alors **Simuler en temps réel** cette configuration et sa commande dans l'objectif : (i) de réduction du manque à gagner (MAG) et (ii) de l'augmentation du fuel économisé.
- Réaliser une analyse technico-économique des solutions proposées à travers une évaluation économique des solutions et une analyse de rentabilité et le temps de retour sur investissement
- Si les objectifs d'indicateurs ne sont pas atteints, alors modifier cette configuration de référence (principalement la topologie et la commande) évaluer la nouvelle configuration comme précédemment.
- Si les objectifs d'indicateurs sont atteints, alors Proposer des solutions de (i) compensation de fluctuation (stockage + stratégies de contrôle) et de (ii) Gestion du déclassement des Groupes électrogènes (modularité)

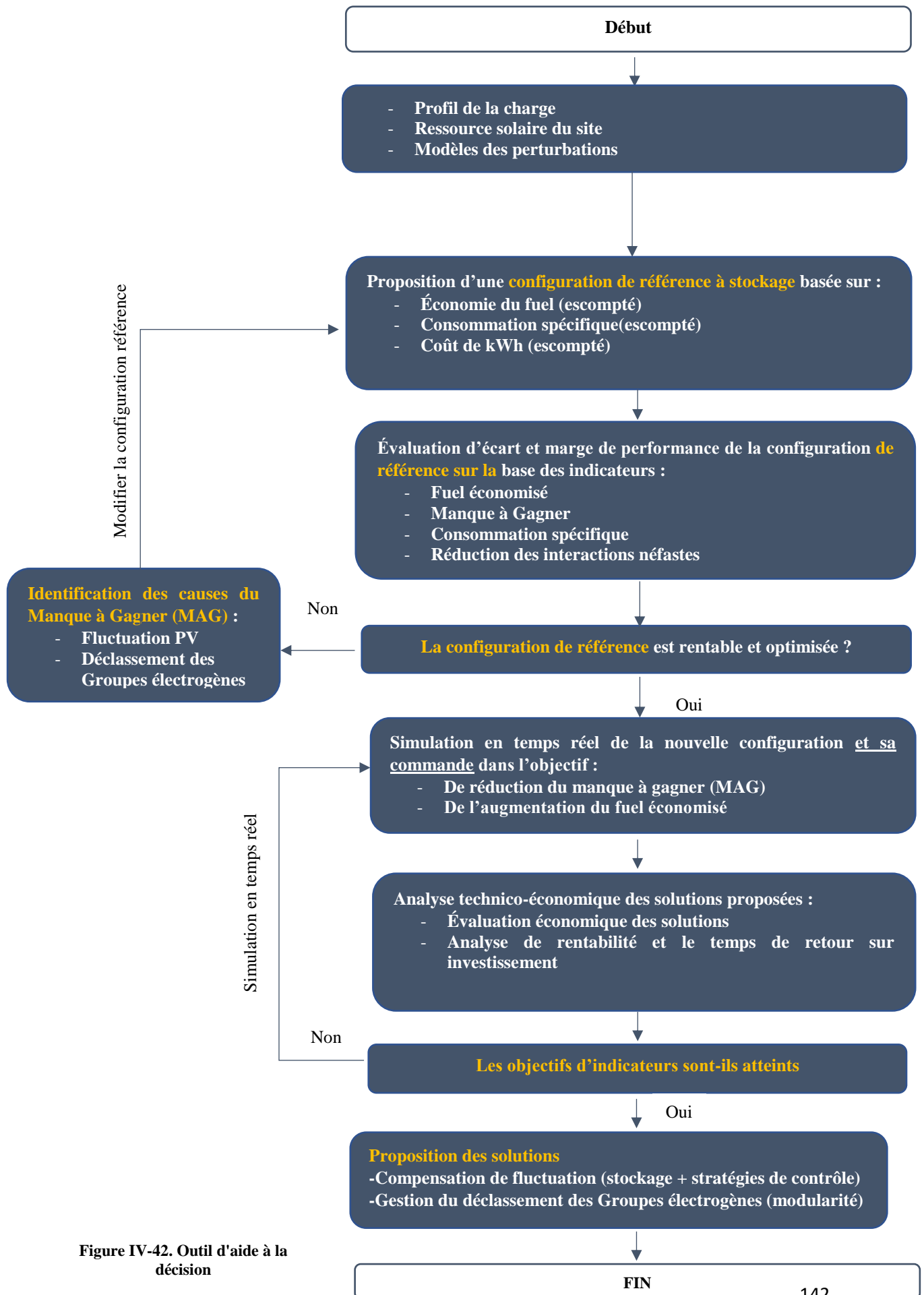


Figure IV-42. Outil d'aide à la décision

IV.10 Conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avons proposé une démarche utilisable pour la constitution et le dimensionnement des centrales autonomes PV/Diesel en prenant en référence le contexte de la mine d'Essakane y compris les caractéristiques des dynamiques de fluctuation de l'ensoleillement sur site.

Dans la mesure où l'impact négatif des perturbations solaires dynamiques a été démontré, nous proposons d'y remédier par l'inclusion d'unités de stockage. Au terme de cette réflexion nous montrons qu'une nouvelle architecture candidate consiste à disposer d'une technologie de stockage électrochimique apte à une compensation à la « source » des fluctuations de la puissance solaire.

Parmi les solutions existantes des batteries lithium d'une capacité totale de 6600 kWh pourraient convenir dans le cas présent. Nous montrons cependant qu'il est nécessaire de s'assurer d'un retour sur investissement dans un délais raisonnable pour juger de la pertinence de la solution (Économie de carburant, niveau d'investissement, coût d'exploitation). Nous montrons par ailleurs que la commande qui doit réagir en temps réel, a un impact sur le dimensionnement des éléments de stockage que sont ici les batteries.

D'autre part, la démarche d'aide à décision très spécifique pour un site minier peut être adaptable a d'autres situations dès lors que le service à rendre est bien caractérisé et les sources de perturbation bien identifiées (micro réseaux).

Conclusion générale

Les travaux de cette thèse ont porté sur l'étude des solutions de production et de gestion distribuée d'énergie dans un réseau électrique faiblement maillé. Dans un premier temps, un état de lieux de caractéristiques des réseaux électriques en termes de structure et qualité de la fourniture dans le contexte de l'Afrique de l'Ouest a été effectué. Le résultat de cette investigation a montré que ces réseaux sont instables et un faible maillage en termes de structure. Un focus fait sur le réseau national (RNI) du Burkina Faso a montré que beaucoup des localités sont hors couverture du réseau et plus particulièrement les industries minières. Ces dernières décident généralement de passer en mode autoproduction de l'énergie électrique. C'est dans ce contexte que le partenariat avec une telle industrie (Mine d'Essakane) nous a conduit à poser le problème de l'hybridation de l'offre énergétique en raison du potentiel local pouvant concourir à la satisfaction de la demande. Dans le contexte de la zone sahélienne, le bon potentiel d'énergie solaire permet par la voie de la valorisation photovoltaïque d'envisager le « verdissement » de la solution en espérant des économies substantielles et en renforçant l'autonomie énergétique.

Dans un second temps, la centrale hybride PV/Diesel ESSAKANE a servi de référence pour le développement d'une démarche d'aide à la conception et de dimensionnement des centrales hybrides (PV/Diesel) autonomes ou connectables au réseau électrique local ou national (faiblement maillé dans notre contexte). Les travaux effectués ont porté essentiellement sur :

- l'élaboration des modèles de comportement de la consommation du carburant de la centrale thermique, de la production solaire et de la demande électrique en vue d'une analyse de consommation de carburant en mode quasi-statique et en mode dynamique ;
- la caractérisation de l'impact des régimes transitoires due à une variation rapide de l'ensoleillement et ou de la charge en vue d'évaluer la performance des stratégies de fonctionnement en termes d'économie de carburant sur des horizons à court et long terme ;
- l'évaluation de la contribution énergétique réelle du PV ainsi que la consommation de carburant en rapport avec les profils (statiques et dynamiques) d'ensoleillement et de charge en vue d'analyser l'efficacité du service rendu et la définition des indicateurs de performances de la centrale hybride ;
- l'évaluation des écarts et marges de performances de la configuration actuelle de la centrale PV/Diesel au regard des indicateurs de performances définies ;
- l'élaboration des scénarios d'amélioration de performance de la configuration actuelle.
- la caractérisation des fluctuations dynamiques de la production solaire ;
- l'identification de la technologie du stockage et dimensionnement de la capacité du stockage.







- la proposition d'une nouvelle configuration améliorée de la centrale hybride.

À l'issue de ces travaux il ressort clairement l'intérêt du développement des nouvelles approches de conception intégrant la prise en compte des régimes transitoires et l'intermittence de la production solaire dans la conception et le dimensionnement des centrales hybrides PV/Diesel en vue maximiser la rentabilité et la disponibilité.

Cette nouvelle approche que nous proposons pourrait s'étendre à des applications pour lesquelles le profil de charge diffère de celui de l'extraction minière. Il est possible par extension d'envisager la prise en compte de la signature spectrale des perturbations au point de couplage pour adapter des solutions innovantes.

Annexe I

Tableau IV-8. Instrumentation

Composante de la centrale hybride	Types de données à mesurer	Instrumentations
Centrale PV	Irradiance G (W/m ²)	 Pyranomètre SMP11 Classe spectrale A 0 to 1600 W/m ² Temps de réponse <0,7s
	Température ambiante °C	 - Pt1000 Skytron - Plage -40°C et 80°C
	Température module °C	 - Pt1000 Skytron - Plage -40°C et 80°C
	Humidité relative	 Capteur d'humidité
	Puissance active par onduleur (kW)	SCADA interne onduleur ABB
	Tension DC entrée onduleur (V)	SCADA interne onduleur ABB
	Courant DC entrée onduleur (A)	SCADA interne onduleur ABB
Centrale thermique	Débit horaire de consommation par moteur thermique instantanée (kg/h)	 Modèle 1 : Micro Motion/Emersion pour (G1, G2, G3, G4, G5) Modèle : Promass 80/Endress+Hauser Pour (G7, G8, G9, G10, G11, G12)
	Consommation spécifique instantanée (g/kWh)	
Point de couplage (Bus commun AC)	Puissance P _{Pv} (t) (kW)	Relais de monitoring intégré dans les cellules HTA du jeu de barre 
	Demande électrique P _L (t) (kW)	
	Puissance électrique P _G (t) (kW) des moteurs thermiques	
	Puissance réactive totale (kVar)	
	La tension AC (V)	
	La fréquence (Hz)	

Références bibliographiques

- [1] World Bank, IEA, IRENA, UNSD, et WHO, « SDG7 Cracking Progress 2021 », World Bank, Washington DC 20433, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Tracking-SDG-7-2021>
- [2] International Energy Agency, « World Energy Outlook 2021 », 2021. [En ligne]. Disponible sur : www.iea.org
- [3] M. P. Brimo et C.-D. Malcolm, « Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : Adoption, fiabilité et facteurs complémentaires d'impact économique. Collection African. Développent Forum », *Agence Fr. Déva. Ban. Mon.*, p. 185, 2020, doi: 10.1596/978-1-4648-1488-4.
- [4] L. Bouzat et J. Dubois, « Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des moyens régionaux de production et de transport d'Énergie électrique 2019-2033 », TRACTEBEL ENGINEERING S.A, Boulevard Simón Bolívar 34-36, 1000 Brussels - BELGIUM, Technique TOME 1: Résumé Exécutif, 2019. [En ligne]. Disponible sur : https://www.ecowapp.org/sites/default/files/tome_1.pdf
- [5] S. M. Kadri, A. O. Bagré, M. B. Camara, B. Dakyo, et Y. Coulibaly, « Electrical Power distribution status in West Africa: Assessment and Perspective Overview », in *2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2019, p. 511-515.
- [6] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, et M. Benbouzid, « Microgrids energy management systems : A critical review on methods, solutions, and prospects », *Appl. Energy*, vol. 222, p. 1033-1055, juill. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103.
- [7] M. Saleh, « Optimal Microgrids Placement in Electric Distribution Systems Using Complex Network Framework », in *2017 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, San Diego, CA, nov. 2017, p. 5.
- [8] Y. Kobayashi, M. Hamanaka, K. Niimi, K. Yukita, T. Matsumura, et Y. Goto, « Power Quality Improvement Method Using EV for PV Output Fluctuation », in *2018 International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, Nagasaki, Japan, déc. 2018, p. 272-275. doi: 10.1109/ISGWCP.2018.8634448.
- [9] A. O. BAGRE, « Couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : Application au réseau national du Burkina Faso », Thèse de doctorat, Université du Havre, Le Havre, France, 2014. [En ligne]. Disponible sur: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01256023>
- [10] P. Benjamin, « Planification de l'électrification rurale décentralisée en Afrique subsaharienne à l'aide de sources renouvelables d'énergie : le cas de l'énergie photovoltaïque en République de Djibouti », Thèse de doctorat, Université Pascal Paoli, 2014.
- [11] ECREEE, « Politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO ». 2015. [En ligne]. Disponible sur: http://www.ecreee.org/sites/default/files/documents/basic_page/politique_denouvelables_de_la_cedeao.pdf
- [12] Y. Han, K. Zhang, H. Li, E. A. A. Coelho, et J. M. Guerrero, « MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, n° 8, p. 6488-6508, août 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2761438.
- [13] P. Mazidi, « A Model for Flexibility Analysis of RESS with Electric Energy Storage and Reserve », in *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Paris, France, oct. 2018, p. 6.
- [14] L. Meng, M. Savaghebi, F. Andrade, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, et M. Graells, « Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid

- lab of Aalborg University », in *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Charlotte, NC, USA, mars 2015, p. 2585-2592. doi: 10.1109/APEC.2015.7104716.
- [15] J. M. Raya-Armenta, N. Bazmohammadi, J. G. Avina-Cervantes, D. Sáez, J. C. Vasquez, et J. M. Guerrero, « Energy management system optimization in islanded microgrids: An overview and future trends », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, p. 111327, oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111327.
- [16] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, et S. Ploix, « Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, n° 3, p. 309-320, 2011.
- [17] H. Belmili, M. Haddadi, S. Bacha, M. F. Almi, et B. Bendib, « Sizing stand-alone photovoltaic-wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, p. 821-832, 2014.
- [18] Z. N. Bako, M. A. Tankari, G. Lefebvre, et A. S. Maiga, « Optimal sizing and location of the power plant in multi-villages microgrid », in *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2018, p. 1266-1275.
- [19] W. Ye, « Evaluation de la performance des réglages de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique: Application à un cas insulaire », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2012.
- [20] O. Erdinc, N. G. Paterakis, et J. P. S. Catalão, « Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, p. 333-346, déc. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.104.
- [21] V. Wendy Carolina Bricenoente, « Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes », Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2012.
- [22] B. Guinot, « Evaluation multicritère des technologies de stockage couplées aux énergies renouvelables: conception et réalisation de la plateforme de simulation ODYSSEY pour l'optimisation du dimensionnement et de la gestion énergétique », Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2013.
- [23] A. Mercier, « Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel », Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2015.
- [24] F. B. Enacheanu, « Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2007.
- [25] T. Sellé, « Optimisation des réseaux : réseau actif et flexible », Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2014. [En ligne]. Disponible sur: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01122254v2/document>
- [26] BloombergNEF, « State of the global Mini-Grid Market Report 2020 », 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.seforall.org/system/files/2020-06/MGP-2020-SEforALL.pdf>
- [27] J.-C. Berthélemy, « Les mini-réseaux électriques comme exemple d'application des thèses d'Elinor Ostrom sur la gouvernance polycentrique de la tragédie des communs », *Rev. Déconomie Dév.*, vol. 24, n° 3, p. 85, 2016, doi: 10.3917/edd.303.0085.
- [28] C. Gérald, « Modélisation de la production indépendante dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2001.
- [29] C. Raphael, « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004.
- [30] K. Mamadou, « Préviation de la disponibilité énergétique des accumulateurs électrochimiques par estimation d'Etats d'Energie (SoE) », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010.

- [31] S. G. Banerjee, Z. Romo, G. McMahon, et P. Toledano, « Le potentiel transformateur de l'industrie minière ». 2015. [En ligne]. Disponible sur: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/21402/9781464804861.pdf>
- [32] R. G. Votteler, « A mining perspective on the potential of renewable electricity sources for operations in South Africa: Part 2 - A multi-criteria decision assessment », *J. South. Afr. Inst. Min. Metall.*, vol. 117, n° 3, p. 299-312, 2017, doi: 10.17159/2411-9717/2017/v117n3a11.
- [33] H. Thomas, « Optimizing costs of renewable energy for the mining industry », THEnergy/Voltalia, Paris/Munich, Technique, 2019. [En ligne]. Disponible sur: https://s3c84f35fd1174efa.jimcontent.com/download/version/1579778327/module/15336715324/name/2019FEB-Report-Voltalia_THEnergy-RenewablesMining.pdf
- [34] N. Reiners, G. Bopp, J. Wullner, et R. G. Yadav, « Optimal integration of photovoltaics in micro-grids that are dominated by diesel power plants », IEA, Fraunhofer ISE, Technique Report IEA-PVPS T9-19:2019, 2019. [En ligne]. Disponible sur: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/IEA-PVPS_T09-19-2019-REPORT_Integration_of_PV_in_Diesel_Micro-grids.pdf
- [35] D. Limpitlaw, « Renewable Energy in the Minerals Sector: Assessing Opportunities for Africa », n° 326, p. 26, juin 2021.
- [36] T. Hazel, « Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux », *Cahier technique*, n° N°196, p. 28, 2000.
- [37] B. Multon *et al.*, « Ressources énergétiques et solutions pour l'alimentation en électricité des populations isolées », in *Electrotechnique du Futur 2011*, BELFORT, FRANCE, 2011, p. 12p.
- [38] B. Tounsi, « Etude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique », Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2007.
- [39] J. Hamilton, M. Negnevitsky, et X. Wang, « The potential of variable speed diesel application in increasing renewable energy source penetration », *Energy Procedia*, vol. 160, p. 558-565, févr. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.02.206.
- [40] E. Semshchikov, J. Hamilton, L. Wu, M. Negnevitsky, X. Wang, et S. Lyden, « Frequency control within high renewable penetration hybrid systems adopting low load diesel methodologies », *Energy Procedia*, vol. 160, p. 483-490, févr. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.02.196.
- [41] T. Abdallah, « Structures des Convertisseurs Modulaires Associes aux Technologies De Stockage: Applications aux domaines résidentiels et véhicules électriques », Thèse de doctorat, université du Havre, 2013.
- [42] G. A. KOUCOÏ, « Gestion d'Énergie dans les systèmes hybrides PV/diesel pour zones isolées et rurales: optimisation et expérimentation », Thèse de doctorat, Institut International d'Ingénierie de L'Eau et de l'Environnement -2iE, Ouagadougou, Burkina Faso, 2017.
- [43] L. Polleux, G. Guerassimoff, J.-P. Marmorat, J. Sandoval-Moreno, et T. Schuhler, « An overview of the challenges of solar power integration in isolated industrial microgrids with reliability constraints », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 155, p. 111955, 2022.
- [44] A. H. Fathima et K. Palanisamy, « Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, p. 431-446, mai 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.059.
- [45] I. Pavel, I. Fauchoux, et R. LAVERGNE, « Stockage stationnaire d'électricité : Synthèse et recommandations du thème de l'année 2018 de la Section ICM du CGE », Paris, France, mars 2019. [En ligne]. Disponible sur: https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage_electricite.pdf
- [46] S. O. Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, et S. Bacha, « Overview of energy storage in renewable energy systems », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 41, n° 45, p. 20914-20927, 2016.

- [47] A. K. Rohit et S. Rangnekar, « An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential », *J. Energy Storage*, vol. 13, p. 447-456, oct. 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.07.012.
- [48] IRENA (2016), « Solar PV in Africa: Costs and markets », Rapport, 2016. [En ligne]. Disponible sur:
https://www.africa50.com/fileadmin/uploads/africa50/Documents/Knowledge_Center/IRENA_Solar_PV_Costs_Africa_2016.pdf
- [49] B. Multon et H. B. Ahmed, « Le stockage stationnaire d'énergie électrique: pourquoi et comment? », *Rev. 3 E I*, n° 48, p. 13, 2007.
- [50] IRENA, « Panorama des innovations pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables : solutions pour intégrer les énergies renouvelables variables. », Abu Dhabi, 2019. [En ligne]. Disponible sur: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_FR.pdf
- [51] A. A. Khodadoost Arani, G. B. Gharehpetian, et M. Abedi, « Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 107, p. 745-757, mai 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.12.040.
- [52] L. Grégoire, « Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale: Présentation générale et recommandations pour leur déploiement », Rapport IEA-PVPS T9-13:2013, 2013. [En ligne]. Disponible sur: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/PVPS_T9_-_Hybrides_FR_-_updated_Feb_2014.pdf
- [53] L. Arribas, G. Bopp, M. Vetter, A. Lippkau, et K. MAuch, « World-wide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems », Report IEA-PVPS T11- 01:2011, 2011. [En ligne]. Disponible sur: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/rep11_01.pdf
- [54] K. Ivan, « Optimisation d'un système hybride de génération d'énergie électrique permettant de minimiser la consommation et l'empreinte environnementale. », Thèse de doctorat, Centrale Supélec, 2015.
- [55] F. Katiraei, K. Mauch, M. Vandenberg, et L. Arribas, « PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations », Technique IEA-PVPS T11-07:2012, 2012. [En ligne]. Disponible sur: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/rep11_07.pdf
- [56] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, et M. Leahy, « A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems », *Appl. Energy*, vol. 87, n° 4, p. 1059-1082, avr. 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [57] D. YAMEGUEU NGUEWO, « EXPERIMENTATION ET OPTIMISATION D'UN PROTOTYPE DE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE PV/DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE: VALIDATION DU CONCEPT « FLEXY ENERGY » », UNIVERSITE DE PERPIGNAN, 2iE, 2012.
- [58] B. I. Ouedraogo, S. Kouame, Y. Azoumah, et D. Yamegueu, « Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE », *Renew. Energy*, vol. 78, p. 573-582, juin 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.044.
- [59] D. Tsuanyo, Y. Azoumah, D. Aussel, et P. Neveu, « Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications », *Energy*, vol. 86, p. 152-163, juin 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.03.128.
- [60] P. Blechinger, C. Cader, P. Bertheau, H. Huyskens, R. Seguin, et C. Breyer, « Global analysis of the techno-economic potential of renewable energy hybrid systems on small islands », *Energy Policy*, vol. 98, p. 674-687, nov. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.03.043.
- [61] T. A. T. Tameghe, *Modélisation et Simulation d'un Système de Jumelage éolien-diesel Alimentant une Charge Locale*. Université du Québec en Abitibi-Temiscamingue (Canada), 2012.

- [62] D. Gauthier Marc Aimé, « Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques: approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [63] G. Delille, B. Francois, et G. Malarange, « Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, n° 4, p. 931-939, oct. 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2205025.
- [64] A. Khattab, A. S. Abdel-Khalik, et R. Hamdy, « Optimal Sizing and Control Strategy of Hybrid PV-Diesel Systems achieving minimum possible fuel Consumption in island Operations mode without batteries », in *2019 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, Aswan City, Egypt, oct. 2019, p. 250-257. doi: 10.1109/CPERE45374.2019.8980275.
- [65] J. Snoussi, S. Ben Elghali, R. Outbib, et M. F. Mimouni, « Sliding Mode Control for frequency-based energy management strategy of hybrid Storage System in vehicular application », in *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Capri, Italy, juin 2016, p. 1109-1114. doi: 10.1109/SPEEDAM.2016.7525908.
- [66] A. A. Kebede, T. Kalogiannis, J. Van Mierlo, et M. Berecibar, « A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 159, p. 112213, 2022.
- [67] E. Lockhart *et al.*, « Comparative Study of techno-economics of lithium-ion and lead-acid batteries in micro-grids in Sub-Saharan Africa », National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2019.
- [68] A. Tani, M. B. Camara, et B. Dakyo, « Energy Management in the Decentralized Generation Systems Based on Renewable Energy—Ultracapacitors and Battery to Compensate the Wind/Load Power Fluctuations », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, n° 2, p. 1817-1827, mars 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2354737.
- [69] M. A. Tankari, M. B. Camara, B. Dakyo, et G. Lefebvre, « Use of Ultracapacitors and Batteries for Efficient Energy Management in Wind–Diesel Hybrid System », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, n° 2, p. 414-424, avr. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2227067.
- [70] Z. Zhou, M. B. Camara, et B. Dakyo, « Coordinated Power Control of Variable-Speed Diesel Generators and Lithium-Battery on a Hybrid Electric Boat », *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 66, n° 7, p. 5775-5784, 2017.
- [71] K. Bellache, M. B. Camara, et B. Dakyo, « Transient Power Control for Diesel-Generator Assistance in Electric Boat Applications Using Supercapacitors and Batteries », *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 6, n° 1, p. 416-428, mars 2018, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2737828.