

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Électrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en
Électrotechnique

Hybridation en Solaire Photovoltaïque des Centrales Diesel du Grand Sud Algérien : Dimensionnement et Optimisation

Présenté par
AKSAS Bessam
SELLAH Roza

Présenté et soutenu publiquement le 07/07/2021

Composition du jury :

Président	M. Madjid TEGUAR	Professeur ENP
Promoteur	M. Abdelhamid KAABECHE	Directeur de recherche CDER
Co-Promoteur	M. Abdelouahab MEKHALDI	Professeur ENP
Examineur	M. Mohand Oulhadj MAHMOUDI	Professeur ENP
Invité	M. Yahia BAKELLI	Maitre de recherche CDER

ENP 2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Électrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en
Électrotechnique

Hybridation en Solaire Photovoltaïque des Centrales Diesel du Grand Sud Algérien : Dimensionnement et Optimisation

Présenté par
AKSAS Bessam
SELLAH Roza

Présenté et soutenu publiquement le 07/07/2021

Composition du jury :

Président	M. Madjid TEGUAR	Professeur ENP
Promoteur	M. Abdelhamid KAABECHE	Directeur de recherche CDER
Co-Promoteur	M. Abdelouahab MEKHALDI	Professeur ENP
Examineur	M. Mohand Oulhadj MAHMOUDI	Professeur ENP
Invité	M. Yahia BAKELLI	Maitre de recherche CDER

ENP 2021

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé dans le cadre d'une cotutelle entre l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP) au Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) le Centre de Développement des énergies Renouvelable (CDER).

A l'issue de ce travail nous tenons à adresser notre reconnaissance et nos remerciements à toutes les personnes qui ont contribué chacune à leur manière, à l'accomplissement de ce travail.

Nous tenons à remercier particulièrement **M. Abdelhamid KAABECHE** et **M. Yahia BAKELLI**, directeurs de recherche au sein du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), pour avoir accepté d'encadrer et de diriger ce travail, pour la confiance qu'ils nous ont accordée et leurs conseils scientifiques très pertinents. Ils ont témoigné un vif intérêt à la réussite de notre travail par des encouragements. Ainsi que pour leur orientation et l'aide précieuse qu'ils nous ont apportée durant toute la période de préparation de notre travail.

Nos sincères remerciements vont à **M. Abdelouahab MEKHALDI**, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, Directeur de la même école, pour avoir accepté de nous codiriger dans le cadre de ce mémoire, pour l'appui scientifique et pour sa disponibilité durant la préparation de notre projet de fin d'études ainsi que pour tout le savoir qu'il nous a transmis durant ce projet.

Nous adressons également nos sincères remerciements à **M. Madjid TEGUAR**, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique pour nous avoir fait l'honneur d'accepter de présider le Jury de soutenance, nous lui exprimons toute notre gratitude et notre profonde estime

Nous sommes très reconnaissants à **M. Mohand Oulhadj MAHMOUDI**, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail, ici, l'expression de notre profonde gratitude.

Nous remercions sincèrement **nos amis** et **nos familles** pour leur encouragement et soutien tout au long de ces années, pour leur confiance sans failles dans ce travail et pour tous les très bons moments partagés.

Dédicaces

Je dédie ce travail,

A l'être le plus cher de ma vie, Ma Mère.

A celui qui m'a fait de moi un homme, Mon Père.

A mes chères sœurs : Lina, Hiba et Dodo pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,

A mon très cher frère : Djalil.

A mes tantes et oncles pour leur soutien moral et leurs encouragements.

A ma chère Amina qui était avec moi le long de mon parcours universitaire

A tous mes amis, particulièrement ceux avec j'ai grandi à Haizer, ceux avec je partageais les mêmes chaises scolaires et à mon binôme.

A tous ceux qui m'aiment et tous ceux que j'aime, Merci.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infallible.

Bessam

Dédicaces

Je dédie ce travail,

A mes très chers parents Ahcene et Samia pour le mérite d'être venue au monde, leurs soins et leurs instructions si précieux.

A mes chères sœurs Tamazouzt et Tamazgha pour leur appui et leur encouragement,

A mes chers frères Said et Massyl pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,

A mon grand-père, mes tantes et mes oncles,

A mes cousins, mes cousines et tout membre de ma famille,

A tous mes amis, particulièrement Mina et Katia et mon binôme,

A la mémoire de mon très cher grand-père Jeddi Said qui restera à jamais le meilleur grand père,

A la mémoire de mes grand-mères Yemma Rbiha et Yemma Aouz disparues trop tôt,

Qui ont été toujours dans mon esprit et mon cœur.

À Tous ceux qui m'aiment et tous ceux que j'aime, Merci.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infallible.

Roza

ملخص:

يعد الحصول على الطاقة الكهربائية أمرًا ضروريًا للتنمية الصناعية والاجتماعية والاقتصادية في جميع دول العالم. لكن يتم إنتاجها بشكل أساسي من موارد محدودة ويمكن أن يكون لها تأثير سلبي على البيئة من خلال انبعاثات غازات الاحتباس الحراري، ومن هنا يستحسن استغلال موارد الطاقة المتجددة التي تعتبر موارد طاقة غير ملوثة وذات مخزون لا متناهي غير انها تعاني من التقطع والتذبذب في الإنتاج. في هذا السياق، تقترح هذه الدراسة البعد الأمثل لنظام هجين لإنتاج الطاقة اعتمادا على الطاقة الكهروضوئية والديزل غير مزود بإمكانية تخزين الطاقة، وقد قمنا بنمذجة مكونات هذا النظام، وحددنا المعايير الاقتصادية والاستراتيجية المناسبة للتحكم في الطاقة. والتي تهدف في المقام الأول إلى تحقيق أحسن كفاءات طاقة مما يمكن تحقيقه بمصدر طاقة واحد وتوفير طاقة غير منقطعة لتلبية حاجات المستهلك. لقد تمكننا من التحقق من صحة الاستراتيجية استنادا على متطلبات منطقة تقع في الجنوب الجزائري عن طريق المحاكاة باستخدام برنامج Matlab.

الكلمات المفتاحية: مولد الطاقة الكهروضوئية، مولد الديزل، نظام توليد الطاقة الهجين، إستراتيجية التحكم، الطاقة المتجددة، توليد الطاقة الموزع، تكلفة دورة الحياة، مستوى تكلفة الطاقة، استهلاك الوقود.

Abstract:

Access to electrical energy is essential for industrial and socio-economic development in all countries of the world. Nevertheless, it is mainly produced from limited resources which can have a negative impact on the environment through greenhouse gas emissions, hence the interest in exploiting renewable energies, non-polluting energies with inexhaustible deposits but which suffer from intermittency and production variability. In this context, this study proposes an optimal sizing of a hybrid PV-Diesel power generation system without energy storage. We have modelled the components of this system, defined techno-economic parameters for optimisation and established a power control strategy that mainly aims at obtaining higher efficiencies than those that could be obtained with a single energy source and at providing an uninterrupted power supply to satisfy the load. The strategy was validated for a load profile of a locality located in the Great South Algerian by simulation using Matlab software .

Keywords: PV generators, diesel generator, hybrid power generation system, control strategy, renewable energy, distributed generation, life cycle cost, levelized cost of energy, fuel consumption.

Résumé:

L'accès à l'énergie électrique est indispensable au développement industriel et socio-économique dans tous les pays du monde. Néanmoins, elle est principalement produite à partir de ressources limitées et cela peut avoir un impact négatif sur l'environnement par le biais des émissions des gaz à effet de serre, d'où l'intérêt de l'exploitation des énergies renouvelables, des énergies non polluantes avec des gisements inépuisables mais qui souffrent l'intermittence et la variabilité de production. Dans ce contexte cette étude propose un dimensionnement optimal d'un système hybride de production d'énergie PV-Diesel sans stockage d'énergie, nous avons modélisé les composants de ce système, défini des paramètres technico-économiques d'optimisation et établi une stratégie de contrôle de puissance qui vise principalement à obtenir des rendements supérieurs à ceux que l'on pourrait obtenir avec une seule source d'énergie et à fournir une alimentation ininterrompue pour satisfaire la charge. La stratégie a pu être validée pour un profil de charge d'une localité situé dans le Grand Sud Algérien par simulation en utilisant le logiciel de Matlab.

Mots clés : Générateur PV, Générateur diesel, système hybride de production d'énergie, Stratégie de contrôle, énergie renouvelable, production décentralisée, coût du cycle de vie, coût énergétique nivelé, consommation en carburant.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale	14
1 Chapitre 1 : Evaluation du potentiel solaire de l'Algérie	18
1.1 Introduction.....	18
1.2 Evaluation des ressources solaires en Algérie	18
1.2.1 Région du nord.....	19
1.2.2 Région des Hauts-Plateaux	20
1.2.3 Région du grand sud.....	21
1.2.3.1 Région du sud-est	21
1.2.3.2 Région du sud-ouest.....	22
1.2.3.3 Région du sud-central	23
1.3 Estimation de l'irradiation solaire globale horaire sur une surface inclinée	24
1.3.1 Estimation des composantes directe et diffuse horaires de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire horizontale.....	24
1.3.1.1 Estimation de la composante directe de l'irradiation sur un plan incliné	25
1.3.1.2 Estimation de la composante diffuse de l'irradiation sur un plan incliné	25
1.3.2 Estimation de la composante réfléchie de l'irradiation sur un plan incliné.....	29
1.4 Exploitation des ressources solaires en Algérie	29
1.4.1 L'énergie solaire	29
1.4.1.1 L'énergie solaire PV.....	30
1.4.1.2 L'énergie solaire à concentration (l'énergie solaire thermique)	34
1.5 Conclusion	34
2 Chapitre 2 : Alimentation en électricité des régions isolées du Grand Sud Algérien	36
2.1 Introduction.....	36
2.2 Fourniture d'électricité dans les sites isolés	36
2.2.1 Les systèmes conventionnels	39
2.2.1.1 Production d'électricité à partir de la biomasse	39
2.2.1.2 Les générateurs diesels	39
2.2.2 Systèmes à base d'énergie renouvelable :	44
2.2.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes :	44
2.2.2.2 Systèmes éoliens :.....	47
2.2.2.3 Energie solaire thermique	48

2.2.2.4	L'hydroélectricité	48
2.2.3	Les systèmes hybrides de production d'électricité.....	49
2.2.3.1	Système hybride d'énergie	49
2.2.3.2	Importance de l'hybridation	50
2.2.3.3	Typologies de configurations des systèmes hybrides	51
2.2.3.4	Différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides	52
2.2.4	La production de l'énergie et le changement climatique.....	55
2.3	Conclusion	58
3	Chapitre 3 : Modélisation des différents éléments constituant le système hybride PV-Diesel	60
3.1	Introduction :.....	60
3.2	L'intérêt des systèmes hybrides :	60
3.3	Configuration choisie	61
3.3.1	La configuration « single master ».....	61
3.3.2	La configuration parallèle.....	61
3.4	Modélisation du générateur photovoltaïque :	61
3.4.1	Modèle basé sur la caractéristique I-V :.....	61
3.4.1.1	Modèle à cinq paramètres :	62
3.4.1.2	Modèle à quatre paramètres :	63
3.4.1.3	Modèle explicité :	63
3.4.1.4	Modèle simplifié :.....	64
3.4.1.5	Modèle à deux exponentielles	65
3.4.2	Correction pour d'autres conditions de température et d'éclairement :.....	66
3.4.3	Modèles de la puissance maximale :.....	67
3.4.3.1	Modèle de Chow :.....	67
3.4.3.2	Modèle de Fuentes :.....	67
3.4.3.3	Modèle de Huld :.....	67
3.4.3.4	Modèle de Jie :.....	68
3.4.3.5	Modèle de Risser	68
3.4.3.6	Modèle de Rosell	68
3.4.4	Modèle de la température de jonction du module PV :.....	68
3.5	Modélisation du générateur diesel :.....	69
3.5.1	Modèle linéaire	69
3.5.2	Modèle polynomial :	70
3.6	Les composants d'un système hybride PV-Diesel sans stockage	70

3.6.1	Modules photovoltaïques.....	71
3.6.2	Système de gestion de l'énergie.....	71
3.6.3	Groupe électrogène	72
3.7	Conclusion	72
4	Chapitre 04 : Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/Diesel.....	74
4.1	Introduction.....	74
4.2	Stratégies :.....	74
4.2.1	Diesel uniquement.....	74
4.2.1.1	Cas d'un seul générateur	74
4.2.1.2	Cas de plusieurs générateurs identiques	74
4.2.1.3	Cas de plusieurs générateurs non identiques.....	75
4.2.2	Hybridation Photovoltaïque-Diesel.....	78
4.2.2.1	PV-Diesel (un seul générateur)	78
4.2.2.2	PV-Diesel (Des générateurs identiques)	78
4.2.2.3	PV-Diesel (3 générateurs non identique).....	80
4.3	Modélisation des différents coûts.....	81
4.3.1	Coût d'investissement	81
4.3.2	Coûts de maintenance.....	81
4.3.2.1	Système solaire (panneaux PV + onduleurs).....	81
4.3.2.2	Les générateurs Diesel	81
4.3.3	Coûts de fonctionnement	82
4.3.4	Coût de remplacement.....	82
4.4	Evaluation des critères économiques	82
4.4.1	Life Cycle Cost (LCC)	82
4.4.2	Le LCOE.....	83
4.5	Estimation des émissions CO ₂	83
4.5.1	Générateurs Diesel	83
4.5.2	Champ photovoltaïque.....	84
4.6	Taux de pénétration solaire.....	84
4.6.1	Taux de pénétration en puissance de L'installation par le PV	84
4.6.2	Taux de pénétration en énergie de l'installation par le PV.....	84
4.6.3	Taux de pénétration en énergie de la production par le PV.....	84
4.7	Taux de la charge auxiliaire	84
4.8	Conclusion	84
5	Chapitre 5 : discussions des résultats de l'application	86

5.1	Introduction.....	86
5.2	Caractéristique de la localité de Tin Alkoum	86
5.3	Ressources solaire et demande énergétique.....	87
5.3.1	Les ressources solaires de Tin Alkoum	87
5.3.2	La demande énergétique à Tin Alkoum	89
5.4	Optimisation de la conception du système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage.....	91
5.4.1	Résultats relatifs aux critères technico-économiques.....	92
5.4.1.1	Consommation en carburant.....	92
5.4.1.2	Taux de pénétration en énergie de la production PV	93
5.4.1.3	Les émissions CO ₂	94
5.4.1.4	Taux d'énergie consommée par la charge auxiliaire	95
5.4.1.5	Levelized Cost of Energy LCOE.....	95
5.4.2	Choix de combinaisons optimales.....	96
5.5	Mise en évidence de la stratégie de gestion d'énergie dans le SHPE sans batterie de stockage.....	97
5.5.1	Un seul générateur diesel.....	97
5.5.2	Trois générateurs identiques	98
5.5.3	Trois générateurs non identiques	99
5.6	Comparaison des résultats	100
5.7	Conclusion :	103
	Conclusion générale	105
	Références bibliographiques.....	107
	Annexe	113

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Potentiel solaire en Algérie	19
Tableau 1.2: Liste des sites en région du nord.....	19
Tableau 1.3: Liste des sites en région des Hauts-Plateaux	20
Tableau 1.4: Liste des sites en région du sud-est.....	21
Tableau 1.5: Liste des sites en région du sud-ouest.....	22
Tableau 1.6: Liste des sites en région du sud-central.....	23
Tableau 1.7: Liste des villages touchés par la première phase d'électrification à base du PV durant la période 1995-2002 [24].....	31
Tableau 1.8: Liste des villages concernés par la seconde phase du programme d'électrification (2006-2010) [8].	32
Tableau 1.9: Liste des 21 centrales PV installées de 2014 à 2018 par SKTM [25].....	33
Tableau 2.1 : Classification des puissances des groupes électrogènes [31]	41
Tableau 2.2 : Liste des centrales hydroélectriques installées en Algérie [47].....	49
Tableau 2.3 : Quantité de CO ₂ émise par kWh produit à base de différentes technologies [50]	56
Tableau 5.1 : paramètres économiques d'optimisation.....	91
Tableau 5.2 : Paramètres techniques d'optimisation.....	92
Tableau 5.3 : Différents paramètres des générateurs diesel.	92
Tableau 5.4 : tableau récapitulatif englobant les différentes configurations du système et critère technique et économique d'optimisation	100

Liste des figures

Figure 1.1: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m ² .jour sur une surface inclinée dans la région du nord.	20
Figure 1.2: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m ² .jour sur une surface inclinée dans la région des Hauts-Plateaux.....	21
Figure 1.3: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m ² .jour sur une surface inclinée dans la région du sud-est.	22
Figure 1.4: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m ² .jour sur une surface inclinée dans la région du sud-ouest.....	23
Figure 1.5: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m ² .jour sur une surface inclinée dans la région du sud-central.	24
Figure 1.6: Les 21 centrales PV mises en service de 2014 à 2018.....	32
Figure 2.1 : Système photovoltaïque de puissance 6kWc installé au village isolé de Terhenanet wilaya de Tamanrasset [29].	38
Figure 2.2 : Cycle à vapeur [7]	39
Figure 2.3 : Schéma bloc d'un générateur Diesel avec ses contrôleurs [32].	40
Figure 2.4: (a) puissance continue, (b) puissance principale, (c) puissance de secours [7]	42
Figure 2.5 : système photovoltaïque autonome	45

Figure 2.6 : structure d'un système normal de conversion de l'énergie éolienne.....	47
Figure 2.7 : système hybride PV – Diesel série.	53
Figure 2.8: système hybride PV – Diesel commuté.	54
Figure 2.9: système hybride PV – Diesel parallèle.	55
Figure 2.10 : Quantité de CO ₂ émise par kWh produit à base des différentes technologies [50].	56
Figure 3.1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.	62
Figure 3.2 : Circuit du modèle à deux diodes.	65
Figure 3.3: Architecture des systèmes PV-Diesel sans batterie de stockage.....	71
Figure 4.1 : Algorithme de simulation d'un système hybride PV-Diesel avec des générateurs identiques avec une charge auxiliaire.....	79
Figure 4.2 : Algorithme de simulation d'un système hybride PV-Diesel avec trois générateurs non identiques avec une charge auxiliaire	80
Figure 5.1 : localisation de Tin Alkoum, Djanet, Algérie	86
Figure 5.2 : Vue de la centrale diesel de Tin Alkoum.....	87
Figure 5.3 : Irradiation solaire dans la localité de Tin Alkoum (2007-2016).....	87
Figure 5.4 : Température horaires dans la localité de Tin Alkoum (2007-2016)	88
Figure 5.5 : Ensoleillement global et profil de température dans la localité de Tin Alkoum (2007-2016).....	88
Figure 5.6 : Puissance horaire produite par un panneau photovoltaïque.....	89
Figure 5.7 : profil de charge électrique horaire de la localité de Tin Alkoum en 2019	90
Figure 5.8 : profil de charge électrique mensuelle de la localité de Tin Alkoum en 2019.....	90
Figure 5.9: profil de charge électrique moyenne de la localité de Tin Alkoum en 2009 sur 24h	91
Figure 5.10 : Evolution de la consommation en carburant du kWh par rapport à la puissance du champ PV dans les différents cas	93
Figure 5.11 : Evolution du taux de pénétration en énergie de la production PV par rapport à la puissance du champ PV dans les différents cas	94
Figure 5.12 : Evolution des quantités de CO ₂ émises par kWh produit par rapport à la puissance du champ PV dans les différents cas.	94
Figure 5.13 : Evolution du taux d'énergie consommée par la charge auxiliaire en fonction de la puissance du champ PV dans les différents cas.	95
Figure 5.14 : Evolution du Levelized Cost of Energy en fonction de la puissance du champ PV dans les différents cas.	96
Figure 5.15 : Puissance produite par un seul générateur pour satisfaire la demande en présence de la charge auxiliaire.....	97
Figure 5.16 : les puissances produites par les sources et les puissances consommées par les charges en utilisant 3 générateurs identiques : (a) système diesel sans charge auxiliaire, (b) système diesel avec charge auxiliaire, (c) système hybride sans charge auxiliaire et (d) système hybride avec charge auxiliaire	98
Figure 5.17 : les puissances produites par les sources et les puissances consommées par les charges en utilisant 3 générateurs non identiques : (a) système diesel sans charge auxiliaire, (b)	

ystème diesel avec charge auxiliaire, (c) système hybride sans charge auxiliaire et (d) système hybride avec charge auxiliaire99

Introduction générale

Introduction générale

De nombreuses régions dans le monde, principalement dans les pays en voie de développement, souffrent du manque d'électricité. Longtemps, l'électrification rurale dans ces régions s'est reposée techniquement sur la seule utilisation de groupes électrogènes. Cependant depuis plus de 50 ans l'électricité photovoltaïque s'est avérée intéressante, surtout pour l'alimentation de petits systèmes autonomes.

Les systèmes d'électrification alimentés uniquement à base des groupes électrogènes ont la particularité d'être des systèmes simples. De plus, un générateur électrogène est très fiable s'il est régulièrement entretenu. Les coûts d'investissement sont modérés, et ces groupes restent disponibles sur le marché avec une importante marge de choix. Par ailleurs, économiquement ces systèmes sont fortement liés au prix de combustible, ce qui peut constituer un inconvénient majeur ajouté à certaines contraintes liées au fonctionnement techniques des groupes notamment leur utilisation en dessous d'une certaine limite inférieure de leur puissance nominale, les marche-arrêts récurrents, cela entraîne des coûts d'entretien et de maintenance et des coûts d'opération très élevés et affecte considérablement les performances du système. Sans perdre de vue que ce sont des émetteurs de CO₂ et de gaz à effet de serre, représentant ainsi une source de pollution.

Par ailleurs les systèmes d'électrification alimentés uniquement par les panneaux photovoltaïques associés à un parc de batteries sont bien adaptés aux besoins énergétiques certaines régions isolées et/ou peu peuplées. Ils fonctionnent silencieusement, ont une longue durée de vie, leur besoin en entretien est très faible ainsi qu'ils sont peu polluants. Cependant, pour un approvisionnement fiable en énergie il est souvent nécessaire de choisir un générateur photovoltaïque et un parc de batteries largement dimensionnés. Cela est dû au décalage dans le temps entre l'apport solaire et la demande énergétique de la charge et au caractère aléatoire de ces variables. Par conséquent, le coût d'investissement devient très élevé et l'utilisation d'un tel système n'est plus économique.

Ainsi les systèmes hybrides photovoltaïques-diesel peuvent constituer l'alternative idéale pour l'approvisionnement en énergie de communautés éloignées et/ou difficile d'accès et répondre aux problèmes posés par les systèmes autonomes. Ils se composent d'une combinaison de panneaux photovoltaïques et de générateurs diesel ainsi que de batteries si nécessaires. En raison de la complémentarité des deux sources du système hybride, il est possible d'obtenir des revenus et de minimiser les inconvénients des deux sources. L'adjonction d'un générateurs PV peut réduire le temps de fonctionnement des groupes électrogène et donc réduire la consommation du carburant et les émissions des GES. Et l'adjonction d'un groupe électrogène au générateur PV permet de réduire les dimensions du générateurs PV en satisfaisant les exigences de la charge avec une bonne fiabilité. Ceci permet de réduire les coûts d'investissement du système. Grâce à ces avantages, les systèmes hybrides sont utilisés de plus en plus pour l'électrification rurale notamment là où le coût de transport du carburant est souvent prohibitif. On note que les systèmes hybrides PV-Diesel semblent être appropriés aux régions éloignées ayant une irradiation solaire élevée. Mais comme le mentionnent plusieurs auteurs, ces systèmes hybrides pourraient être plus fiable et plus rentable que les systèmes photovoltaïques autonomes ou les systèmes à générateurs diesel seuls, si seulement s'ils sont bien conçus et bien gérés pendant leur fonctionnement. Pour surmonter ces difficultés, il est nécessaire d'avoir des connaissances approfondies non seulement des composants du système, mais aussi du mode de fonctionnement de chacun d'eux et du système dans sa globalité.

Dans le cadre de ce travail nous avons réalisé une étude technico-économique d'une installation hybride photovoltaïque - diesel qui peut être utilisée pour alimenter en énergie électrique des Sites isolés.

Le premier chapitre de notre étude traite l'évaluation du potentiel solaire en Algérie et l'exploitation de la ressource solaire. Sur le territoire algérien l'importante part du gisement se concentre principalement dans la région du grand sud avec un ensoleillement abondant, une faible humidité et de faibles précipitations, et de nombreuses terres plates inutilisées à proximité des réseaux routiers et des réseaux de transmission. Grâce à ces conditions, le potentiel de production d'électricité est énorme par rapport à la demande énergétique régionale et mondiale. Ainsi que nous avons présenté les modèles de l'irradiation solaire globale horaire sur une surface inclinée et cités les différents projets réalisés du cadre de l'exploitation des ressources solaires en Algérie.

Le deuxième chapitre traite les différentes options de fourniture d'électricité dans les régions isolées, leurs avantages et leurs inconvénients, En effet, les microcentrales se caractérisent par leur éloignement, leurs faibles rendements de fonctionnement et par conséquent leurs consommations élevées en fuel. L'hybridation de ces microcentrales à l'énergie photovoltaïque peut constituer une solution à ces problèmes d'exploitation. La seconde partie de ce chapitre est consacrée à l'analyse des différentes architectures de systèmes photovoltaïques hybrides. Cette analyse fait ressortir les points forts et les points faibles de chaque configuration et permet de déterminer le type de système à utiliser. D'autre part, les principales caractéristiques des équipements constituant l'installation hybride seront décrites.

Le troisième chapitre est dédié à la présentation des différents modèles des composants de notre système hybride PV-diesel sans batterie, afin de quantifier la puissance maximale produite par les panneaux ainsi que la consommation en carburant des générateurs diesel, nous permettant le dimensionnement de notre système et sa gestion pour de meilleures performances tout en assurant sa fiabilité.

Le quatrième chapitre illustre les différentes stratégies de fonctionnement élaborées pour la gestion d'énergie produites par le système tout en définissant les limites d'utilisation des générateurs diesel pour ainsi minimiser sa consommation en carburant et ses émissions des GES et limitant son usure permettant de maximiser l'apport du générateur PV en énergie produite. Cela en étudiant les différents cas à savoir ; les systèmes hybrides et les systèmes non hybrides, systèmes avec ou sans charge auxiliaire, ainsi les différents critères technico-économiques et écologiques tel que les coûts, les émissions de CO₂ et les taux de pénétration des deux sources.

Le dernier chapitre est consacré à la validation de notre stratégie de gestion du système élaborée précédemment dans le chapitre quatre, ainsi nous l'avons appliquée le travail pour le cas de Tin Alkoum et avons simulé de son fonctionnement pour différents cas. En premier lieu, nous présenterons les données météorologiques et le profil de courbe de charge de la localité de Tin Alkoum utilisés afin de dimensionner les différents composants du système. Par la suite, nous avons évalué les différents critères technico-économiques et écologiques pour ainsi optimiser le dimensionnement de notre installation en déterminant une meilleure combinaison avec une puissance du champ PV optimale nous donnant le prix minimum du kWh. Enfin, nous terminerons par, présentant les résultats de simulation pour une journée pour chaque

configuration et enfin nous effectuant une comparaison générale entre les systèmes de production sur année de fonctionnement de l'installation et sur sa durée de vie totale.

En somme, cette étude met en exergue la capacité de coupler les contraintes techniques de fonctionnement du système énergétique et les critères économiques de rentabilité de manière à limiter les freins économiques de vulgarisation des systèmes énergétiques dans les zones rurales pauvres.

Chapitre 1 :

Evaluation du potentiel solaire de
l'Algérie

1 Chapitre 1 : Evaluation du potentiel solaire de l'Algérie

1.1 Introduction

La consommation de l'énergie électrique est de plus en plus croissante en raison d'être une nécessité aux populations du monde moderne, cela conduit toutefois à une utilisation accrue des sources d'énergie traditionnelles basées sur le pétrole et le gaz naturel dont les gisements sont limités, mais aussi responsable des problèmes environnementaux. En effet la température du globe augmente de près de 0.3°C par décennie à cause de l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère [1] notamment les émissions du CO_2 libérées par la combustion des carburants traditionnels, et encore le danger des pluies acides et de la pollution marine.

Avec l'augmentation de la demande d'électricité prévue pour l'avenir et les crises pétrolières du passé un grand nombre de pays ont redéfini leur mode de développement où les enjeux énergétiques et environnementaux deviennent prépondérants ce qui a contribué à l'essor des énergies renouvelables. Des énergies inépuisables et peu polluantes afin de développer des systèmes énergétiques hautement efficaces à des coûts raisonnables, considérés comme l'alternative parfaite aux moyens de production traditionnels afin d'assurer la longévité du carburant et réduire les risques qu'il entraîne. La plus notable des sources d'énergie respectueuses de l'environnement est l'énergie solaire, une source d'énergie durable qui est générée naturellement sans affecter l'environnement et sans poser de risques. Bien que la ressource solaire soit disponible partout sur la planète, elle n'est pas répartie de manière homogène [2]. Il existe en Afrique du Nord un gigantesque réservoir d'énergie solaire et donc l'Algérie possède une ressource solaire exceptionnelle dans le bassin méditerranéen qui est estimée à 60 fois les besoins des pays européens en énergie électrique [3]. Ainsi une meilleure évaluation de ce potentiel est requise et présenté dans ce qui suit avec les différents projets réalisés dans le cadre de l'exploitation des ressources solaires.

1.2 Evaluation des ressources solaires en Algérie

Bien que l'énergie solaire soit abondante en Algérie et puisse être exploitée pour combler le déficit de la demande énergétique, l'estimation du rayonnement solaire sur un site donné est une condition essentielle pour une prédiction fiable du potentiel et du comportement de performance des applications de l'énergie solaire. Malheureusement, ces données ne sont pas disponibles dans de nombreuses régions du monde, notamment dans les pays en développement comme l'Algérie, en raison des coûts initiaux élevés et des exigences de fonctionnement compliquées des appareils de mesure. La méthode traditionnelle pour obtenir la quantité réelle de rayonnement solaire global dans une région particulière consiste à installer des pyranomètres à autant d'endroits que possible dans une région, ce qui nécessite un entretien, un nettoyage et un réglage fréquents des capteurs, ainsi qu'un contrôle, un filtrage et un lissage des données enregistrées. Or qu'il s'agit d'un processus épuisant et qui prend beaucoup de temps. Il est donc plus pratique et plus économique de développer des méthodes d'estimation du rayonnement solaire global en utilisant des paramètres climatologiques, dont les données sont plus faciles à obtenir et comportent moins de sources d'erreurs inhérentes [4]. Ainsi la majeure partie de la littérature actuelle est orientée principalement vers les techniques de modélisation stochastique empirique et de calcul logiciel [5,6]. Malgré l'intérêt croissant pour les techniques d'apprentissage automatique pour affiner les estimations de l'irradiation, les formules empiriques sont toujours d'une grande importance car la plupart des concepteurs et chercheurs en énergie solaire n'ont pas l'expertise nécessaire pour développer et exécuter correctement ces algorithmes.

Dans ce contexte nous nous sommes basés sur la base de données PVGIS-SARAH disponible sur PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM mis en place par la commission Européenne, afin de réaliser une étude statistique sur une décennie (2007-2016) pour évaluer la ressource solaire de divers sites dispersés sur les zones topographiques du pays (nord, hauts plateaux et sud) comme précisé dans le tableau 1.1, l'analyse s'est donc portée sur l'irradiation globale solaire sur une surface inclinée ayant trois composantes :

- L'irradiation solaire directe sur un plan incliné ;
- L'irradiation solaire diffuse sur le même plan ;
- L'irradiation solaire réfléchiée par le sol.

Ainsi pour une inclinaison d'un angle β quelconque, l'irradiation globale horaire sur le plan des modules $G(\beta)$, est donnée par la somme de l'irradiation solaire directe inclinée $G_B(\beta)$, de l'irradiation solaire diffuse inclinée $G_D(\beta)$, et de l'irradiation solaire réfléchiée $G_R(\beta)$ [7].

$$G(\beta) = G_B(\beta) + G_D(\beta) + G_R(\beta) \quad (1.1)$$

Tableau 1.1 : Potentiel solaire en Algérie

Zones	Zone du nord	Hauts plateaux	Zone du sud
Surface (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

1.2.1 Région du nord

Tableau 1.2: Liste des sites en région du nord

Site	Latitude (Degré décimal)	Longitude (Degré décimal)	Altitude (Mètre)
Alger	36,78°N	3,06°E	21
Bejaïa	36,75°N	5,06°E	18
Annaba	36,90°N	7,75°E	6
Oran	35,70°N	0,65°O	71
Constantine	36,28°N	6,62°E	694
Sidi Bel Abbès	35,19°N	0,63°O	500

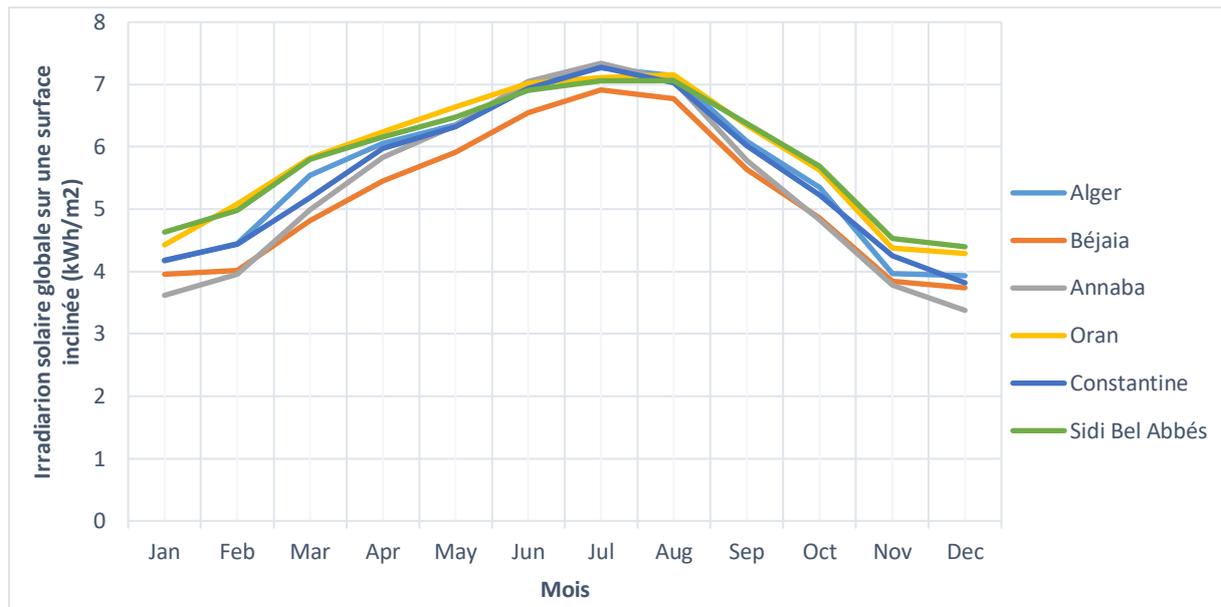


Figure 1.1: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m².jour sur une surface inclinée dans la région du nord.

On constate que les deux sites d'Oran et de Sidi Bel Abbés présentent des meilleurs potentiels allant de 4.4 à 7 kWh/m².jour sur les périodes de (janvier-juin) et de (août-décembre) cependant un pique de près de 7.3 kWh/m².jour enregistré au cours du mois de juillet dans les sites de Constantine et Annaba.

1.2.2 Région des Hauts-Plateaux

Tableau 1. 3: Liste des sites en région des Hauts-Plateaux

Site	Latitude (Degré décimal)	Longitude (Degré décimal)	Altitude (Mètre)
Djelfa	34,67°N	3,25°E	1144
Sétif	36,19°N	5,41°E	1085
Tiaret	35,37°N	1,32°E	1011
M'sila	35,71°N	4,54°E	481
Elbayedh	33,68°N	1,02°E	1323
Khenchela	35,43°N	7,14°E	1139

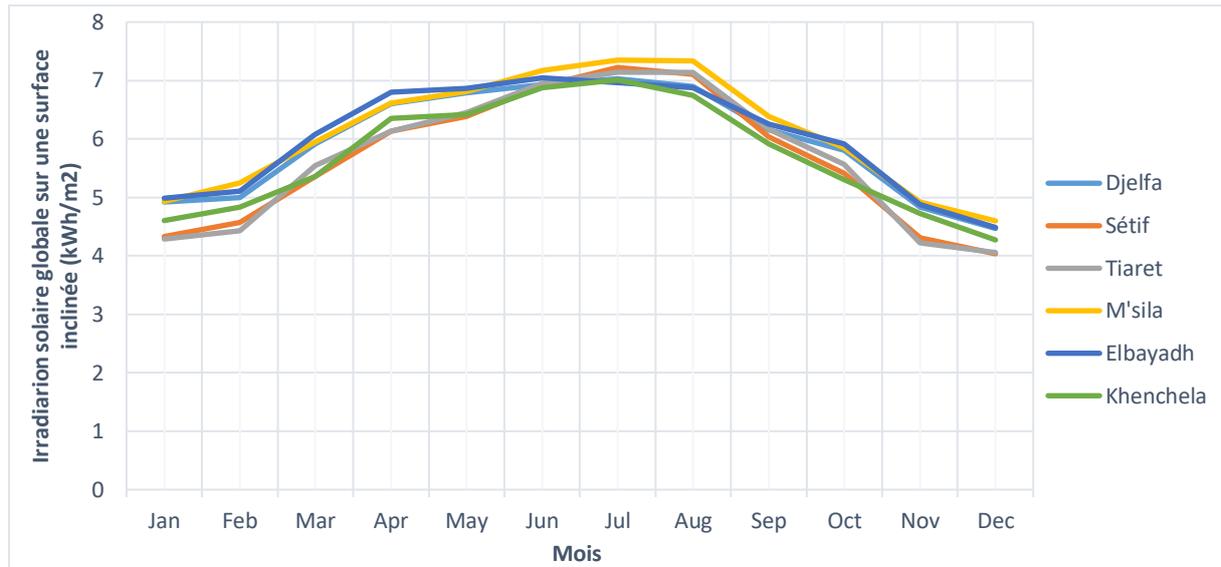


Figure 1.2: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m².jour sur une surface inclinée dans la région des Hauts-Plateaux.

On remarque que le site d'El bayadh présente le plus important des ensoleillements sur la majeure partie de l'année sauf durant la période de (juin-septembre) où une irradiation maximale de près de 7.35 kWh/m² de juillet à août.

1.2.3 Région du grand sud

Le grand sud algérien est une région désertique qui recouvre 86% de la surface du pays ce qui représente 2.048.297 km² avec un des meilleurs ensoleillements au monde, à cet effet nous détaillons notre étude sur trois régions :

1.2.3.1 Région du sud-est

Tableau 1.4: Liste des sites en région du sud-est

Site	Latitude (Degré décimal)	Longitude (Degré décimal)	Altitude (Mètre)
Illizi	26,50°N	8,48°E	558
In amenas	28,04°N	9,58°E	556
Djanet	24,56°N	9,49°E	1035
Bordj Omar Driss	28,12°N	6,82°E	387
Debdeb	29,97°N	9,42°E	345
El Borma	31,59°N	9,16°E	247
Idles	23,82°N	5,94°E	1395
Bordj El Haouas	24,88°N	8,44°E	1094
Tin Alkoum	24,59°N	10,21°E	731
Tarat	26,58°N	9,20°E	582

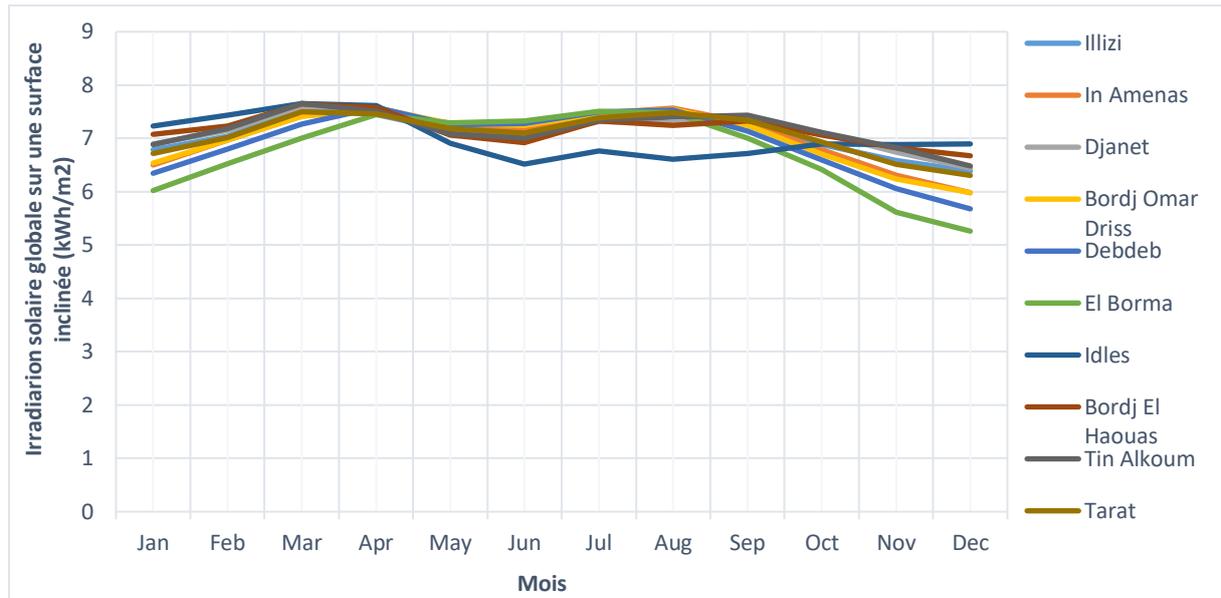


Figure 1. 3: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m².jour sur une surface inclinée dans la région du sud-est.

1.2.3.2 Région du sud-ouest

Tableau 1. 5: Liste des sites en région du sud-ouest.

Site	Latitude (Degré décimal)	Longitude (Degré décimal)	Altitude (Mètre)
Tindouf	27,67°N	8,14°O	397
Beni Abbès	30,13°N	2,17°O	501
Talmine	29,33°N	0,50°O	363
Tabelbala	29,42°N	3,26°O	518
Kerzaz	29,45°N	1,42°O	387
Hassi Khebi	29,18°N	5,07°O	549
Oum El Assel	28,61°N	6,98°O	522

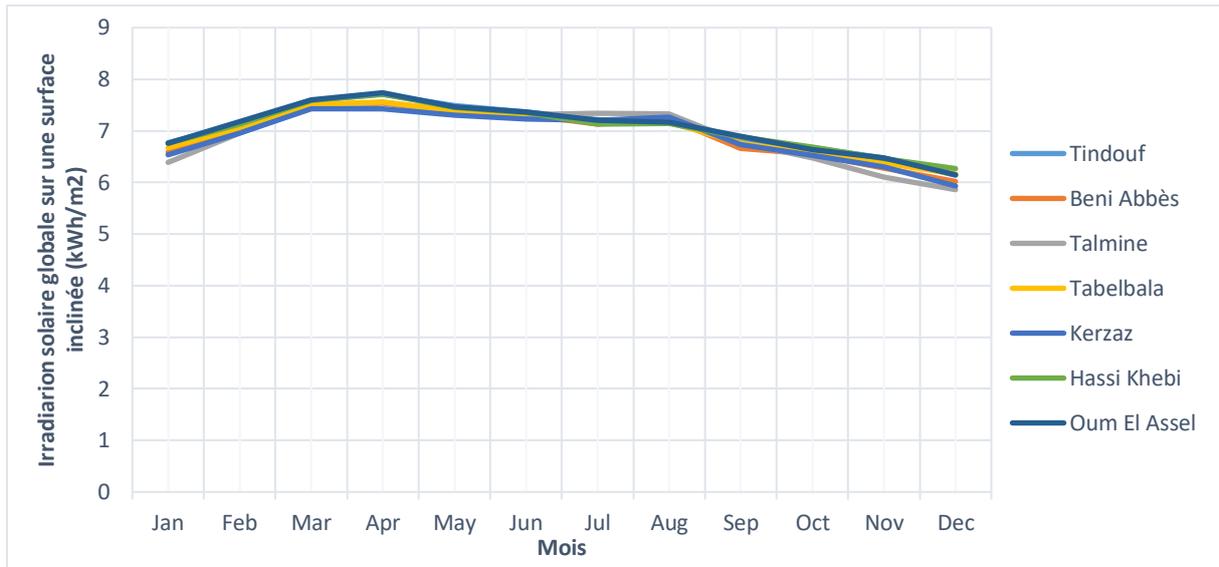


Figure 1. 4: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m².jour sur une surface inclinée dans la région du sud-ouest.

1.2.3.3 Région du sud-central

Tableau 1. 6: Liste des sites en région du sud-central.

Site	Latitude (Degré décimal)	Longitude (Degré décimal)	Altitude (Mètre)
Tamanrasset	22,78°N	5,53°E	1376
El-Goléa	30,58°N	2,88°E	399
Bordj Badji Mokhtar	21,33°N	0,95°E	399
In Guezzam	19,57°N	5,77°E	400
Timiaouine	20,43°N	1,81°E	580
Tinzaouatine	19,96°N	2,97°E	632
In Belbel	27,89°N	1,17°E	404
M'Guiden	29,52°N	1,55°E	386

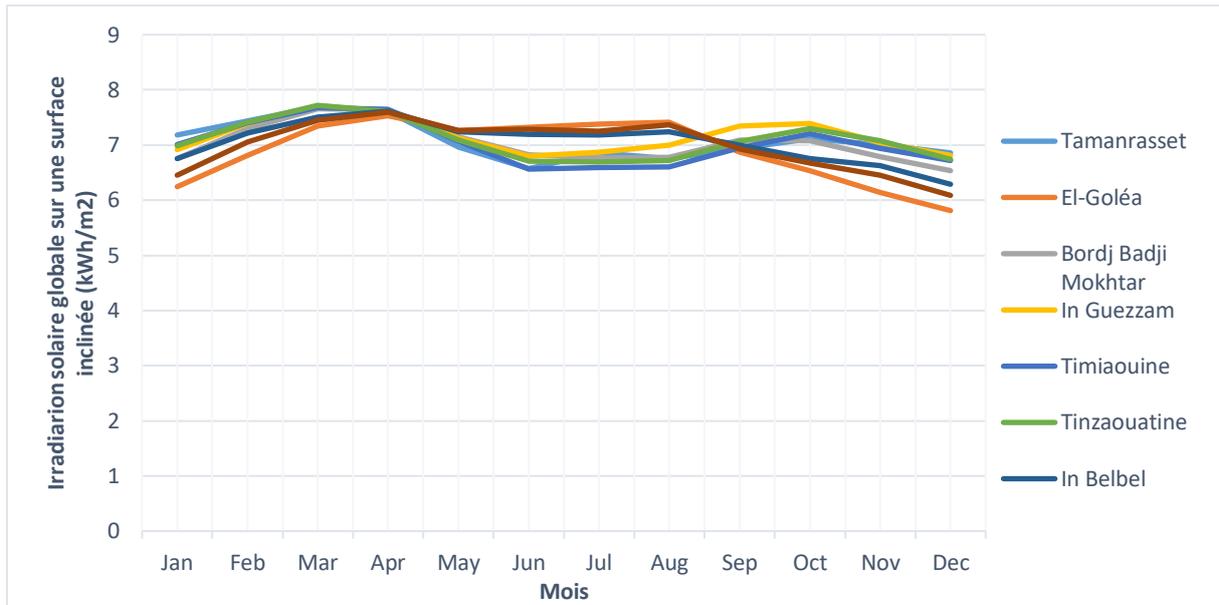


Figure 1. 5: Moyennes journalières de l'irradiation solaire globale en kWh/m².jour sur une surface inclinée dans la région du sud-central.

Il est à remarquer que dans la région du grand sud contrairement à celles du nord et des hauts-plateaux l'irradiation solaire durant l'année présente une faible variation dans un intervalle de près de 5.25 kWh/m² à 7.75 kWh/m² en raison de la longueur des périodes d'ensoleillement durant une journée et des conditions climatiques favorable.

D'après les résultats présentés ci-dessus, on constate que sur le territoire algérien l'importante part du gisement se concentre principalement dans la région du grand sud avec un ensoleillement abondant (près de 3900h d'ensoleillement par an), une faible humidité et de faibles précipitations, et de nombreuses terres plates inutilisées à proximité des réseaux routiers et des réseaux de transmission. Grâce à ces conditions, le potentiel de production d'électricité est énorme par rapport à la demande énergétique régionale et mondiale - environ 10 % du désert du Sahara algérien pourrait répondre à la demande de l'UE [9].

1.3 Estimation de l'irradiation solaire globale horaire sur une surface inclinée

Pour estimer l'irradiation solaire sur un plan incliné on s'appuie sur plusieurs modèles mis au point dans la littérature, ces modèles nécessitent la connaissance de l'irradiation globale sur un plan horizontal composée de :

- L'irradiation solaire directe sur un plan horizontal ;
- L'irradiation solaire diffuse sur le même plan.

Et peut être exprimée par la relation suivante :

$$G(0) = G_B(0) + G_D(0) \quad (1.2)$$

1.3.1 Estimation des composantes directe et diffuse horaires de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire horizontale

L'obtention des composantes diffuse et directe horaires de l'irradiation solaire se fait en se basant sur l'irradiation globale horizontale mesurée et sur des modèles mathématiques utilisant la corrélation entre les paramètres indicateurs de la clarté du ciel, à savoir : l'indice de clarté de l'atmosphère M_t et la fraction diffuse M_d qui sont définis par les relations suivantes [7] :

$$M_d = \frac{G_D(0)}{G(0)} \quad (1.3)$$

$$M_t = \frac{G(0)}{G_e(0)} \quad (1.4)$$

Avec :

$G_e(0)$ est l'irradiation globale extraterrestre (Wh/m²) ;

$G(0)$ est l'irradiation globale horizontale (Wh/m²) ;

$G_D(0)$ est l'irradiation diffuse horizontale (Wh/m²).

Ainsi l'irradiation directe horizontale horaire est déduite par la relation suivante [7] :

$$G_B(0) = G(0) - G_D(0) \quad (1.5)$$

1.3.1.1 Estimation de la composante directe de l'irradiation sur un plan incliné

L'irradiation solaire directe $G_B(\beta)$ est le rayonnement solaire direct reçu sur un plan inclinée d'un angle β , peut être obtenue en utilisant l'angle d'incidence θ et l'angle zénithal θ_z comme suit [7] :

$$G_B(\beta) = G_B(0) * \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (1.6)$$

$G_B(0)$ Irradiation directe horizontale.

1.3.1.2 Estimation de la composante diffuse de l'irradiation sur un plan incliné

L'irradiation solaire diffuse $G_D(\beta)$ est le rayonnement solaire diffusé par les nuages et les particules du ciel sur un plan inclinée d'un angle β , principalement on trouve deux types de modèles dans la littérature ; des « modèles isotropes » qui considèrent uniforme l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste et des « modèles anisotropes » qui tiennent en considération la non-uniformité du rayonnement solaire dans un ciel clair et nuageux. L'irradiation se calcule donc à l'aide de trois générations de modèles à savoir :

a. Modèles de première génération

Ce sont les plus anciens et considérés comme des « modèles isotropes », ils sont simples et faciles à utiliser mais moins précis, les plus utilisés sont :

- Modèle de Liu Jordan

L'éclairement diffus sur le plan incliné est donné par la relation suivante [10] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \quad (1.7)$$

- Modèle de Tian

Ce modèle est donné par l'expression suivante [11] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[1 - \left(\frac{\beta}{180} \right) \right] \quad (1.8)$$

- Modèle de Badescu

Badescu a proposé le modèle isotrope suivant [12] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[\frac{3 + \cos(2\beta)}{4} \right] \quad (1.9)$$

Les modèles isotropes considèrent uniforme l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste, exemple, le modèle de Lui et Jordan, le modèle de Badescu et le modèle de Tian, alors que les modèles considèrent non uniforme l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste, exemple, le modèle de Temps et Coulson et le modèle de Klucher. Par ailleurs, le modèle de Hay et Mc Kay et le modèle de Perez considèrent l'éclairement diffus comme une somme de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste et du disque solaire.

b. Modèles de deuxième génération

Ce sont des modèles améliorés en termes de précision par rapport à ceux de la première génération. Ci-dessous les principaux modèles

- Modèle de Temps et Coulson (anisotrope)

L'éclairement diffus sur le plan incliné est exprimé par la relation suivante [13] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left(1 + \sin \frac{3\beta}{2} \right) (1 + \cos^2 \theta \cdot \sin^3 \theta_z) \quad (1.10)$$

- Modèle de Klucher (anisotrope)

Klucher introduit les conditions du ciel couvert. L'éclairement diffus sur le plan incliné s'exprime comme suit [14] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) (1 + F \cdot \sin \frac{3\beta}{2}) (1 + \cos^2 \theta \cdot \sin^3 \theta_z) \quad (1.11)$$

Où, F est l'indice d'isotropie de Hay, donné par :

$$F = 1 - \left[\frac{G_D(0)}{G(0)} \right]^2 \quad (1.12)$$

- Modèle de Ma et Iqbal (anisotrope)

MA et Iqbal [15] ont proposé un modèle appelé le HSM-MI (le modèle des sommes horaires selon Ma et Iqbal). L'irradiation diffuse est donnée par l'expression suivante :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[M_t \cdot r_b + \left(1 - M_t \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \right) \right] \quad (1.13)$$

M_t est l'indice de clarté horaire de l'atmosphère et r_b est le facteur de l'irradiation directe.

- Modèle de Hay et Mc Kay

Le modèle proposé par Hay et Mc Kay considère que l'éclairement diffus sur une surface inclinée est constitué de deux composantes : une composante isotrope, qui provient directement du disque solaire et une autre composante diffuse qui (isotrope) provient du reste de la voûte céleste. Ces deux composantes sont pondérées en fonction d'un indice d'isotropie, F_{Hay} , défini comme suit [16] :

$$F_{Hay} = \frac{G(0) - G_D(0)}{G_e(0)} \quad (1.14)$$

Ainsi, l'éclairement diffus sur un plan incliné peut être exprimé par la relation suivante :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[F_{Hay} \cdot r_b + \frac{1+\cos\beta}{2} * (1 - F_{Hay}) \right] \quad (1.15)$$

Avec :

$$r_b = \max\left(0, \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}\right) \quad (1.16)$$

$$G_e(0) = G_0 \left(1 + 0.033 \cos\frac{360N}{365}\right) \cos\theta \quad (1.17)$$

$G_e(0)$ est l'éclairement extraterrestre horizontal au milieu de l'heure, G_0 est la constante solaire (1367 W/m²) et N est le numéro de jour de l'année.

- **Modèle HDKR (Reindl et al.)**

En se basant sur les travaux de Hay et Davies (1980) et Klucher (1979), Reindl et al. proposent un modèle connu sous le nom de HDKR (Hay, Davies, Klucher et Reindl). Ce modèle est donné par la relation suivante [17] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[F_{Hay} \cdot r_b + (1 - F_{Hay}) \frac{1+\cos\beta}{2} \left(1 + f \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right) \right] \quad (1.18)$$

Où, f est le facteur de modulation, défini par :

$$f = \sqrt{\frac{G(0) - G_D(0)}{G(0)}} \quad (1.19)$$

c. **Modèles de troisième génération**

Ce sont les modèles les plus précis, la plupart considèrent l'irradiation diffuse comme anisotrope qui se décompose en : une composante diffuse provenant du disque solaire et une deuxième qui provient de la voûte céleste. Une exception est faite dans le cas du modèle de Perez et al. (1990), où il considère trois composantes.

- **Modèle de Gueymard**

Gueymard estime l'irradiation solaire sous un ciel partiellement nuageux comme une somme pondérée des irradiances sous un ciel clair et couvert dont l'expression est donnée comme suit [18] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) [(1 - N_G) \cdot r_{d0} + N_G \cdot r_{d1}] \quad (1.20)$$

Où, N_G est le facteur de pondération de Gueymard pour la nébulosité. Ce facteur est pris en considération, lorsque les observations horaires des nuages ne sont pas disponibles. Il est défini par :

$$N_G = \max[\min(Y, 1), 0] \quad (1.21)$$

Où, Y est une fonction de l'indice de clarté horaire M_t . Elle est donnée par :

$$\begin{cases} Y = 6,6667M_t - 1,4167, & \text{pour } M_t \leq 0,227 \\ Y = 1,2121M_t - 0,1758 & \text{Ailleurs} \end{cases} \quad (1.22)$$

- Modèle de Muneer

Ce modèle traite les surfaces ombragées et ensoleillées séparément et distingue entre les conditions de couverture et de non-couverture de la surface éclairée. L'irradiation diffuse pour les surfaces ombragées et ensoleillées, sous un ciel nuageux, est donnée par :

$$G_d(\beta) = G_d(0) \left[\cos^2 \frac{\beta}{2} + \frac{2b}{\pi(3+2b)} \left(\sin\beta - \beta \cdot \cos\beta - \pi \cdot \sin^2 \frac{\beta}{2} \right) \right] \quad (1.23)$$

Par ailleurs, l'irradiation diffuse pour une surface éclairée sous un ciel non-couvert est exprimée par [19] :

$$G_d(\beta) = G_d(0) [T_M(1 - F_M) + F_M \cdot r_b] \quad (1.24)$$

Où T_M est le facteur d'inclinaison de Muneer et b est l'indice de distribution de l'irradiation (sans dimension) introduit par Moon et Spencer [19] pour modéliser la distribution de la luminance d'un ciel couvert. Sur une base de données mondiale, Muneer [19] a suggéré une valeur moyenne de $b = 2,5$ pour les surfaces ombragées et ensoleillées sous un ciel couvert. Par ailleurs, les ciels non-couverts, présentent un comportement constamment décroissant de l'indice b . Basé sur des données obtenues à partir de 14 endroits dans le monde, Muneer [19] a recommandé l'équation suivante :

$$\frac{2b}{\pi(3+2b)} = 0,00263 - 0,712F_M - 0,688F_M^2 \quad (1.25)$$

Où, F_M est le facteur de clarté. Pour un ciel clair, $F_M = F_{Hay}$ et $F_M = 0$ pour un ciel couvert.

- Modèle de Perez

Le modèle de Perez et al. Est le seul à considérer l'éclairement diffus comme étant la somme d'une composante diffuse isotrope provenant du disque solaire, une composante diffuse provenant de l'horizon et une composante isotrope du reste de la voûte céleste. La relation de l'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée comme suit [20] :

$$G_D(\beta) = G_D(0) \left[\left(\frac{(1+\cos\beta)(1-F1)}{2} \right) + F1 \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + F2 \sin\beta \right] \quad (1.26)$$

$$F1 = F_{11} + F_{12}\Delta + F_{13}\theta_z \quad (1.27)$$

$$F2 = F_{21} + F_{22}\Delta + F_{23}\theta_z \quad (1.28)$$

Avec :

$$\Delta = \frac{G_D(0) \cdot AM}{1367} \quad (1.29)$$

$$\varepsilon = \frac{G_D(0) + G_B}{G_D(0)} \quad (1.30)$$

$$G_B = \frac{G_B(0)}{\cos\theta_z} \quad (1.31)$$

$$r_b = \max \left(0, \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \right) \quad (1.32)$$

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z + 0.50572 (96.07995 - \theta_z)^{-1.5364}} \quad (1.33)$$

AM : la masse relative de l'air

F1 et F2, les coefficients de Perez qui dépendent de l'angle zénithal.

F11, F12, F13, F21, F22 et F23 sont les coefficients du modèle de Perez.

1.3.2 Estimation de la composante réfléchie de l'irradiation sur un plan incliné

La composante réfléchie de l'irradiation solaire sur une surface inclinée est donnée par la relation suivante [7] :

$$G_R(\beta) = \rho_a \left[\frac{G(0)(1 - \cos\beta)}{2} \right] \quad (1.34)$$

Avec : ρ_a est l'albédo du lieu

1.4 Exploitation des ressources solaires en Algérie

Aujourd'hui, presque dans toutes les régions du monde, des initiatives en matière d'énergies renouvelables voient le jour. Pour être efficaces, un certain nombre d'actions politiques clés sont nécessaires ; il s'agit de mettre en pratique les meilleurs programmes de soutien, de supprimer les obstacles et d'appliquer des mécanismes légaux exécutoires. Parmi les autres impacts nécessitant un examen attentif figurent les relations entre les systèmes énergétiques et les questions sociales, la responsabilité politique, le développement économique et la protection de l'environnement. En particulier, les stratégies devraient émerger de la manière dont l'énergie peut contribuer à la résolution des problèmes sociaux. Malgré des taux de croissance élevés, les énergies renouvelables ne représentent encore qu'une petite partie de l'énergie mondiale actuelle.

Dans ce contexte l'Algérie a un besoin urgent d'une infrastructure énergétique adéquate afin de pouvoir atteindre des niveaux de développement économique plus élevés. Cela permettrait à tous ses habitants d'accéder à un approvisionnement énergétique de qualité, quel que soit leur lieu de résidence. Des objectifs cruciaux visent à augmenter et à renforcer considérablement la contribution des énergies renouvelables et à favoriser l'autosuffisance énergétique. Les projets pilotes mis en œuvre ces dernières années justifient la possibilité d'accélérer l'utilisation des ressources énergétiques indigènes, notamment pour l'approvisionnement en électricité. Ainsi l'Algérie adopte actuellement le mix énergétique de la stratégie de diversification des quatre combustibles mises en œuvre en 1998 lorsque le gouvernement a lancé le Fonds spécial pour le développement des régions du sud. Ce programme a été la première étape pour encourager et intensifier l'utilisation des énergies renouvelables, principalement le solaire, dans la production d'électricité. Selon cette stratégie, le mix énergétique en Algérie est alimenté par cinq sources principales, à savoir le gaz naturel, le pétrole, l'hydroélectricité, le solaire et l'éolien.

1.4.1 L'énergie solaire

L'énergie solaire comme vue ci-dessus, représente une ressource abondante et la source la plus prometteuse d'énergie propre, qui pourrait théoriquement répondre à la demande énergétique mondiale et donc résoudre les problèmes énergétiques du monde. La capture de ne serait-ce que 1% de cette puissance permettrait de couvrir plus que les besoins mondiaux en énergie [21,22]. Les conditions climatiques en Algérie sont favorables au développement de l'énergie solaire en raison de l'ensoleillement abondant tout au long de l'année, en particulier dans la région du Sahara, largement confirmé par l'étude réalisée précédemment.

Le temps d'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse 3000 h par an et peut atteindre 3900 h en période de forte chaleur dans les hauts plateaux et le Sahara. Avec cette énorme quantité d'ensoleillement par an, l'Algérie est l'un des pays ayant les plus hauts niveaux d'irradiation solaire du monde. Le potentiel économique de la production d'énergie solaire en Algérie a été évalué par le centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique (DLR- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt-) et le CDER principalement à partir d'imagerie satellitaire et de traitement ultérieur. Les données dérivées du potentiel économique sont estimées à 169,440 TWh/an pour le solaire thermique (CSP Concentrating Solar Power) et à plus de 13,9 TWh/an pour le photovoltaïque (PV) [23]. Il existe une grande différence entre le potentiel économique du solaire thermique et celui du solaire photovoltaïque. Cette différence est quelque peu faussée par un large écart entre les coûts estimés et les coûts actuels car les prix de la technologie photovoltaïque ont fortement diminué, ce qui a entraîné une baisse des coûts d'investissement pour les investisseurs dans les centrales électriques. Il en résulte une augmentation du potentiel économiquement utilisable du côté PV, ce qui entraînera une diminution du potentiel solaire thermique.

L'introduction des énergies renouvelables dans le bilan énergétique aura pour conséquence :

- Une meilleure exploitation du potentiel disponible,
- Une réduction considérable des émissions des gaz à effet de serre,
- Une réduction de la part des énergies fossiles dans le bilan énergétique national,
- Un développement de l'industrie nationale,
- La création d'emplois.

1.4.1.1 L'énergie solaire PV

Le photovoltaïque est un moyen élégant de produire de l'électricité sur place, directement du soleil, sans se soucier de l'approvisionnement en combustible ou de l'impact sur l'environnement. L'énergie solaire est produite silencieusement avec un minimum d'entretien, sans pollution et sans épuisement des ressources. L'une des forces du photovoltaïque réside dans ses applications décentralisées et dans l'élimination des coûts de transport de l'électricité. Ceci est particulièrement vrai pour l'alimentation de consommateurs en régions isolées et/ou dans des zones à faible densité de population, où la demande consiste essentiellement en une consommation d'électricité pour satisfaire les besoins de base (éclairage, réfrigération, pompes, télévision, radio etc.) Les autres caractéristiques notables du PV sont :

- Une conception modulaire permettant de l'étendre en fonction des besoins ;
- La possibilité de développer des petites entreprises dans des zones à faible développement économique;
- La protection de l'environnement ;
- Installations exploitables de manière flexible et décentralisée.

Les applications solaires, par l'implantation de centrales PV, sont une extension des centrales diesel déjà existantes dans les zones isolées, elles sont donc développées principalement pour 6 applications : usages domestiques, pompage de l'eau, réfrigération, électrification des villages dans les situations où l'électricité n'est pas disponible, éclairage et télécommunications. Une première phase du programme d'électrification a été réalisée durant la période 1995-2002 entièrement financé par le Fonds Spécial pour le Développement des

Régions du Sud. Ce projet a donné le coup d'envoi nécessaire pour un transfert de technologie efficace dans le domaine de la production d'électricité photovoltaïque en Algérie, il a concerné l'alimentation de 18 villages du sud de l'Algérie en énergie électrique, soit l'électrification de près de 900 foyers. Pour faire bénéficier ces foyers d'un minimum de confort, une quantité d'énergie de 02 kWh par jour et par foyer a été mise à leur disposition, ce qui correspond à la consommation de 05 réglottes d'éclairage, un réfrigérateur, une télévision avec récepteur numérique, un poste radio et un ventilateur. Les villages touchés par ce programme apparaissent dans le tableau qui suit.

Tableau 1. 7: Liste des villages touchés par la première phase d'électrification à base du PV durant la période 1995-2002 [24].

Wilaya	Village	Puissance installée (kWc)	Consommation (kWh/jour/foyer)
Tamanrasset	Moulay Lahcen	9	1.48
	In Delagh	15	0.92
	Tahifet	61.5	1.30
	Arak	61.5	1
	Amguid	51	1.60
	Tahernenet	30	1.13
	Tin Tarabin	34.5	1.44
	In Blel	15	1.38
Tindouf	Gara Djebilet	33	1.47
	Daya El Khadra	24	1.55
	Hassi Mounir	21	1.68
Adrar	Hamou Moussa	6	1.53
	Tala	16.5	1.61
Illizi	Imehrou	16.5	0.63
	Ifni	7.5	0.60
	Oued Samen	15	0.68
	Tihahiout	12	0.57
	Tamadjart	24	0.80
Total		453	

La deuxième phase du projet d'électrification rurale consiste à alimenter seize (16) nouveaux villages dans le sud algérien par de nouvelles installations photovoltaïques durant la période 2006-2010 avec une puissance totale de près de 0.5 MWc sur les sites représentés dans le tableau suivant.

Tableau 1. 8: Liste des villages concernés par la seconde phase du programme d'électrification (2006-2010) [8].

Wilaya	Village	Nombre de foyers	Distance par rapport au réseau (km)
Tamanrasset	Abdnizi	3	270
	Ait Ouklan	20	150
	In Azarou	26	90
	Tigannouine	70	70
	Idikel	25	50
	Tit Loukten	15	44
	Ilamane	20	25
	Tensou	20	120
El-Oued	El Ghanemi	40	45
	El Maklia	60	40
M'Sila	Zbiret	100	50
Illizi	Ikabren Tarat	20	70
	Arrikine	25	140
	Issendiline	12	90
	Dider	20	50
Ghardaia	Hassi Ghanem	72	60
Total		548	

En plus de ce programme d'électrification rurale dont le but était de maîtriser la technologie photovoltaïque, on trouve 21 centrales PV de puissances plus importantes recouvrant les différentes zones du pays réalisées et mises en service entre 2014 et 2018 par une filiale du groupe SONELGAZ SKTM (Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida), les sites des installations sont montrés sur la figure 1.6 et leurs puissances respectives sur le tableau 1.8

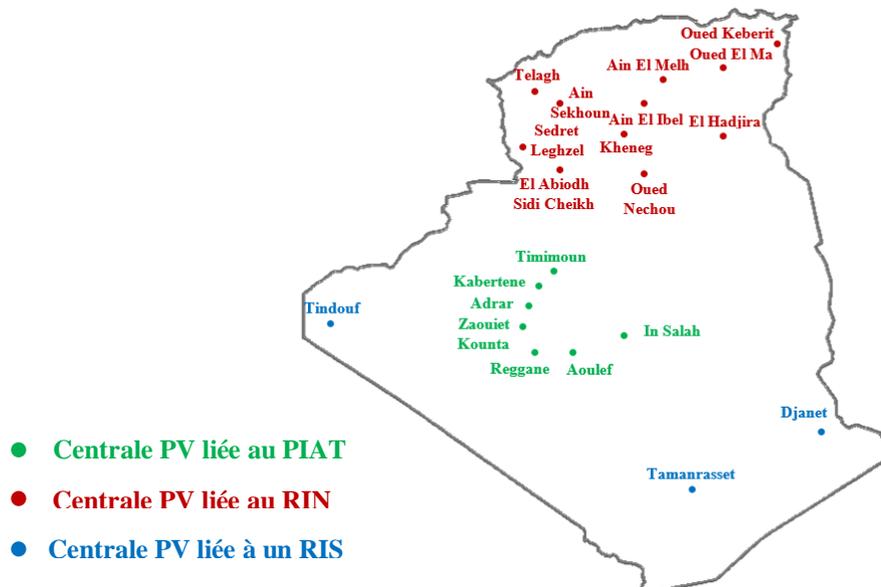


Figure 1. 6: Les 21 centrales PV mises en service de 2014 à 2018.

Tableau 1. 9: Liste des 21 centrales PV installées de 2014 à 2018 par SKTM [25].

Réseau de production	Wilaya	Site	Puissance (MWc)
Pôle In Salah-Adrar-Timimoun «PIAT»	Adrar	Adrar	20
	Adrar	Kabertene	03
	Tamanrasset	In Salah	05
	Adrar	Timimoun	09
	Adrar	Reggane	05
	Adrar	Zaouiet Kounta	06
	Adrar	Aoulef	05
Réseaux Isolés du Sud «RIS»	Tamanrasset	Tamanrasset	13
	Illizi	Djanet	03
	Tindouf	Tindouf	09
Réseaux Interconnecté National «RIN»	Ghardaia	Oued Nechou PV	1,1
	Naâma	Sedret Leghzel	20
	Souk Ahras	Oued El Keberit	15
	Saida	Ain Sekhoua	30
	Djelfa	Ain El Bel 1 et 2	53
	Laghouat	Kheneg 1 et 2	60
	Sidi-Bel-Abbès	Telagh	12
	El-Bayed	El Abiodh Sidi Cheikh	23
	Ouargla	El Hadjira	30
	M'Sila	Ain El Melh	20
	Batna	Oued El Ma	02
Total			344.1

Il est à noter que les trois centrales situées à Tamanrasset, Djanet et Tindouf sont des centrales hybrides fonctionnant à base de groupes électrogènes diesel et de générateurs PV depuis leurs mises en service en 2015 ainsi les deux sources d'énergie alimentent en parallèle la charge continuellement.

Actuellement le mécanisme de promotion du PV source d'électricité repose sur la réduction des coûts d'installation d'une centrale, pour faciliter l'expansion du déploiement de ce type d'énergie renouvelable. Cette stratégie de développement a été élaborée pour favoriser la dissémination des ER sur les sites où elles sont rentables par rapport aux énergies classiques et pour orienter les efforts de recherche afin de permettre la généralisation des énergies propres par une production de masse. Les objectifs à atteindre consistent en la contribution à une politique conservatrice des hydrocarbures à la fois en augmentant la part des ER dans le bilan énergétique national que par l'amélioration des conditions de vie des communautés isolées. Cette opération permettrait d'une part d'alimenter les zones isolées en électricité et d'autre part de collecter des informations sur [24] :

- Le comportement des équipements en milieu saharien.
- L'adéquation des systèmes avec l'approvisionnement en électricité.
- L'organisation et la gestion de la maintenance.
- L'optimisation technico-économique des systèmes.

1.4.1.2 L'énergie solaire à concentration (l'énergie solaire thermique)

L'objectif à long terme de l'Algérie en matière d'ER doit être atteint principalement à partir de l'énergie solaire à concentration, ce qui la placerait parmi les programmes les plus ambitieux au monde. Grâce à un décret de mars 2004 et le récent programme national visant à promouvoir des actions concrètes dans les domaines de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables une première centrale solaire intégrée et à cycle combiné a été inaugurée à Hassi R'mel en 2011. Ce projet permettra à l'Algérie d'acquérir une expérience précieuse dans le développement, la construction et l'exploitation d'une telle centrale en raison des coûts de la filière CSP (solaire thermique) qui restent élevés associés à une technologie non encore mature notamment en termes de stockage avec une croissance très lente du développement de son marché [25].

- Lieu : Hassi R'mel, où Sonatrach exploite le plus grand champ gazier d'Algérie.
- Technologie : cycle combiné hybride parabolique/combustible à gaz.
- Capacité : 25 MW CSP, 150 MW au total.
- Superficie : 152 ha.
- Coût : 315 millions d'euros.

1.5 Conclusion

D'après ce chapitre nous constatons l'importance du gisement solaire de l'Algérie, en effet l'ensoleillement est abondant offrant ainsi de très bonnes conditions pour exploiter cette ressource et en bénéficier, par conséquent plusieurs installations sont actuellement mises en œuvre, particulièrement en filière photovoltaïque, dans le but de promouvoir l'énergie solaire, néanmoins l'exploitation de ce potentiel reste très réduite comparée aux ressources disponibles.

Ainsi cela conduit les institutions du pays à planifier différentes stratégies dans le cadre du développement des énergies renouvelables, en fixant des objectifs à atteindre pour résoudre des problèmes environnementaux et socio-économiques qui entravent le pays.

Chapitre 2 :

Alimentation en électricité des régions
isolées du Grand Sud Algérien

2 Chapitre 2 : Alimentation en électricité des régions isolées du Grand Sud Algérien

2.1 Introduction

L'électricité est l'énergie qui a posé les bases de la grande révolution de notre monde en simplifiant les activités quotidiennes elle devient la forme d'énergie la plus facile à exploiter. De nos jours, le niveau de développement humain d'un pays, qui se mesure en fonction de l'état d'avancement de l'instruction, de la santé et du niveau de vie de ses habitants, est particulièrement lié au taux d'électrification, par conséquent les différentes communautés considèrent d'une grande importance la satisfaction des besoins en électricité.

Pour assurer l'alimentation en électricité d'un pays donné on a généralement recours à une production centralisée qui s'appuie sur des réseaux électriques modernes, l'électricité générée dans des centrales est acheminée vers les lieux de consommation éloignés via un maillage constitué de plusieurs niveaux de tension. En revanche, dans les régions éloignées et/ou les communautés peu peuplées les réseaux apparaissent limités en raison des difficultés techniques et des investissements exorbitants nécessaires à l'extension du réseau principal [26].

L'alimentation des régions éloignées ou rurales est souvent caractérisée par des défis bien identifiés. En effet elles peuvent se trouver à une distance raisonnable des réseaux électriques nationaux ou régionaux, peuvent être difficiles d'accès (loin de centres urbains avec un terrain difficile), ou peuvent souffrir de conditions climatiques difficiles qui font de l'électrification par extension du réseau une tâche périlleuse. Les communautés rurales sont également souvent très dispersées avec une faible densité de population et une faible densité de charge généralement concentrée aux heures de pointe du soir. Il est intéressant de rapprocher les moyens de production des centres de consommation en utilisant des sources d'énergies renouvelables et/ou non renouvelables, on parlera alors de décentralisation de la production [26].

Le choix d'une technologie énergétique spécifique pour une installation décentralisée dépend naturellement de la région visée. Mais ce n'est pas la seule préoccupation. Les questions de densité de la clientèle et de la charge, la distance relative au réseau national ou régional, le paysage, la disponibilité des ressources naturelles telles que le vent, le soleil, l'eau, les forêts, les aspects économiques et financiers, la disponibilité et la maturité de toute technologie choisie, tous ces facteurs influencent les décideurs dans le choix de la technologie ou de la combinaison de technologies. L'éventail des technologies énergétiques potentielles est assez large et chaque technologie varie naturellement dans sa technique de production, ses coûts et la qualité du service qu'elle fournit. En fonction du degré d'urbanisation de la population ciblée, les technologies énergétiques utilisées comprennent généralement les systèmes conventionnels (les générateurs diesel, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), les batteries jetables, les lampes à pétrole), les systèmes à énergie renouvelable (y compris les systèmes photovoltaïques, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie solaire à concentration) ou les systèmes hybrides [27].

Dans le présent chapitre nous allons présenter les systèmes énergétiques mis en place pour l'alimentation des régions du grand sud algérien (GSA) et les perspectives à adopter dans le futur.

2.2 Fourniture d'électricité dans les sites isolés

Actuellement l'Algérie atteint un taux d'électrification de 100% et cela a un impact direct sur l'économie en tant que générateur de revenus. On s'attend à ce que l'utilisation de l'électricité conduise à des processus plus productifs ; la croissance des entreprises ou des

exploitations agricoles utilisant l'électricité augmentera alors la demande d'électricité, conduisant à un cycle de croissance vertueux profitable à la fois aux fournisseurs d'électricité et aux communautés rurales. Une telle croissance économique est évidemment une réalisation importante de tout programme d'électrification [26].

Les régions concernées par l'électrification décentralisée sont les régions du grand sud en raison de leur isolement et des conditions climatiques difficiles (le vent de sable et les contraintes dues aux gradients de température entre les différentes saisons entre le jour et la nuit en hiver). Ainsi on trouve dans la majeure partie des régions sud des Réseaux Isolés du Sud «RIS» principalement alimentés par des générateurs diesel DG. Exception faite, pour le Pôle In Salah-Adrar-Timimoune « PIAT» qui est alimenté par les centrales à Gaz d'Adrar, Kabertene, In Salah, Zaouit Kounta, Timimoune, la ferme éolienne de Kabertene, et sept installations PV, interconnectées à travers un réseau 220 kV [27].

A travers le monde entier, et particulièrement en Algérie l'utilisation des générateurs diesel est très répandue pour l'alimentation des sites isolés ces générateurs sont disponibles sur le marché, fiable et fidèle pour répondre à la demande dynamique d'électricité domestique [28]. Cependant les faire fonctionner à faible puissance (au-dessous de 40 à 50% de leur puissance nominale) n'est généralement pas rentable. Ce fonctionnement entraîne d'une part l'augmentation de la consommation spécifique et des coûts de maintenance, et d'autre part le raccourcissement de la durée de vie du groupe électrogène. L'utilisation de ces groupes dans des sites isolés caractérisés par une faible demande en puissance reste la principale motivation pour la conception et le développement de systèmes de production combinant les sources renouvelables aux sources conventionnelles. [29]

Bien que les réseaux autonomes alimentés par des centrales diesel soient une solution fréquente, ils souffrent toutefois de nombreux problèmes tels que le coût et la faible tension nodale s'ils sont situés loin de la centrale. En outre, la croissance de la demande d'énergie électrique et de la diminution rapide des combustibles fossiles, conduisent le gouvernement algérien à reconsidérer les systèmes énergétiques actuels et s'orienter vers des énergies renouvelables pour préserver les gisements des combustibles et réduire le changement climatique mondial. Le pays possède un potentiel important pour la production de l'électricité à partir de sources inépuisables (soleil, vent, eau ...). De ce fait, il est essentiel de tirer profit de cette profusion de sources d'énergie par le développement d'applications en s'appuyant sur l'intégration de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes et de batteries à ces sites isolés est donc encourageante pour diminuer les problèmes susmentionnés [28].

Par ailleurs, la tendance vers la baisse, ces deux dernières décennies, des coûts relatifs aux sources renouvelables, consolidée par l'évolution technologique qu'a connu le domaine de l'électronique de puissance ont permis l'émergence de ces sources d'énergie dans les applications de production d'électricité dans les régions isolées [30]. Dans la plupart des cas, les générateurs photovoltaïques ou les éoliennes de faible ou moyenne puissance sont les ressources les plus utilisées dans les systèmes de production. Cependant, pour les zones à faible potentiel éolien et solaire et à temps de fonctionnement court, la combinaison des deux sources rend la production d'électricité plus fiable [31].

Pour les installations photovoltaïques autonomes (sans groupes électrogènes d'appoint) utilisées pour la fourniture d'électricité dans les régions isolées, le concept de fiabilité est étroitement lié à l'autonomie du système. Ces installations doivent être équipées de batteries de grande capacité pour assurer une autonomie suffisante. Dans le cadre du programme d'électrification à l'énergie photovoltaïque des 18 villages du sud, plus d'une centaine d'installations semi collectives ont été réalisées par Sonelgaz (figure II.1). Ces installations dont

la puissance varie entre 1,5 et 6kWc sont utilisées pour l'éclairage, pour l'alimentation de téléviseurs, de postes radio, de ventilateurs et de réfrigérateurs, en courant alternatif 230V [29].



Figure 2. 1 : Système photovoltaïque de puissance 6kWc installé au village isolé de Terhenanet wilaya de Tamanrasset [29].

Il existe d'autres applications pour les systèmes photovoltaïques autonomes, telles que les installations de télécommunication et les protections cathodiques. La recherche d'une fiabilité élevée pour ces types d'application nécessite des bancs de batteries trop volumineux, ce qui entraîne des coûts par kilowattheure (kWh) élevés. En outre quand l'énergie journalière consommée dépasse une dizaine de kWh, les systèmes photovoltaïques autonomes deviennent non rentables à moins que la perte de charge soit acceptable durant les périodes à faible irradiation solaire. Afin de maintenir un haut degré de fiabilité, l'ajout d'un groupe électrogène à un système indépendant réduira la taille du générateur photovoltaïque et la capacité des batteries et conduira à une baisse significative du coût d'installation. Par conséquent, la combinaison de système conventionnels et de système d'énergie renouvelable est une solution techniquement fiable qui peut être économiquement rentable [29]. Un système énergétique hybride peut être réalisé en combinant un générateur diesel avec des panneaux solaires, un générateur diesel avec une éolienne et un générateur diesel avec des énergies éolienne et solaire ainsi qu'un stockage par batterie [28].

L'hybridation d'un système énergétique peut s'avérer très utile dans la mesure où elle présente divers avantages ; un moindre cout, une meilleure fiabilité et de meilleurs performances. Ainsi la conception et la réalisation d'un tel système nécessite un dimensionnement optimal permettant à l'installation de répondre à des besoins énergétiques spécifiques tout en considérant les enjeux environnementaux et économiques.

Socialement, éthiquement et économiquement bénéfique, l'électrification des zones rurales ou isolées figure généralement en bonne place dans l'agenda des dirigeants des grandes économies émergentes, mais le principal problème à surmonter est le choix de la technologie. Le choix d'une technologie énergétique spécifique pour l'électrification rurale dépend naturellement du pays visé et de la question de savoir si c'est toute une région, une communauté, une entreprise, une ferme ou un ménage qui doit bénéficier du processus. Mais ce n'est pas la seule préoccupation. Les questions de densité de la clientèle et de la charge, la distance relative au réseau national ou régional, le paysage, la disponibilité des ressources naturelles telles que le vent, le soleil, l'eau, les forêts, les aspects économiques et financiers, la disponibilité et la

maturité de toute technologie choisie, tous ces facteurs influencent le décideur dans son choix de la technologie ou de la combinaison de technologies [28].

Bien que le choix de la technologie pour approvisionner les régions du sud en électricité reste large, il reste toutefois étroitement lié aux besoins énergétiques du site à alimenter, à la disponibilité des différentes ressources d'énergie et aux contraintes imposées par les conditions naturelles et climatiques de la région. Ainsi l'alimentation peut se faire par le baie : de systèmes conventionnels (générateurs diesel, gaz de pétrole liquéfié (GPL), batteries jetables, lampes à pétrole) ou de systèmes à énergie renouvelable (y compris les systèmes photovoltaïques, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, la géothermie, l'énergie solaire à concentration ...etc.) ou de systèmes hybrides et dans ce chapitre nous allons en un premier lieu décrire les principales technologies utilisées au grand sud algérien pour passer présenter les différentes configurations des systèmes hybrides [28].

2.2.1 Les systèmes conventionnels

Les générateurs diesel et les technologies de la biomasse sont les moyens traditionnels fréquemment utilisés pour la production décentralisée d'électricité dans des sites isolés

2.2.1.1 Production d'électricité à partir de la biomasse

Les technologies de production d'électricité à partir de la biomasse consistent à générer de l'électricité à partir d'un procédé biologique ou thermochimique (combustion, gazéification/pyrolyse, fermentation...) de la biomasse grâce aux cycles de Rankine ou cycle combiné (gaz –vapeur). Le combustible peut être de la biomasse brute, un dérivé de la pyrolyse (huile, charbon ou gaz), de l'huile végétale ou du méthane produit à partir des déchets organiques. La figure II.2 présente l'architecture générale de production d'électricité à partir de la biomasse [29].

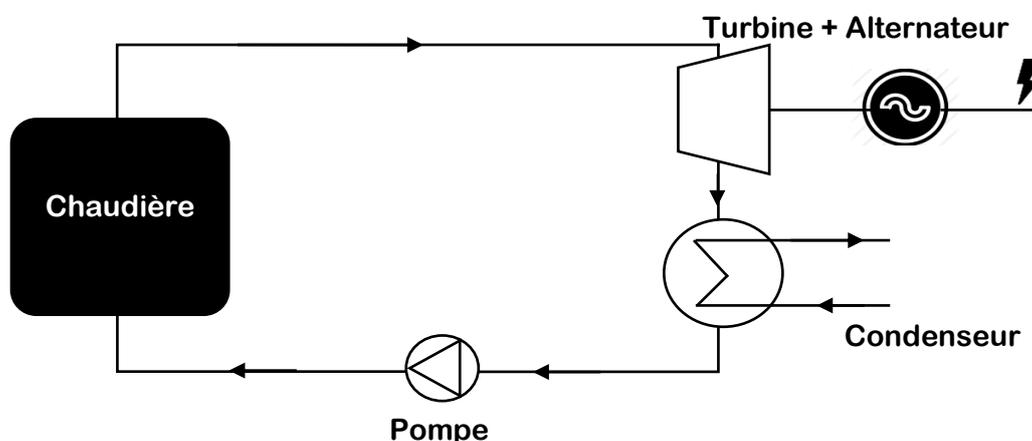


Figure 2. 2 : Cycle à vapeur

2.2.1.2 Les générateurs diesels

Le générateur Diesel est équipé d'un moteur Diesel qui transforme par combustion interne l'énergie du combustible (fuel) en énergie mécanique et d'un générateur synchrone (à rotor bobiné) qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique. La mission d'un générateur Diesel est de fournir de l'énergie électrique au système avec une onde sinusoïdale d'amplitude et fréquence constantes. De ce fait il doit s'adapter à la charge (considérée comme une véritable perturbation vis à vis de son fonctionnement) à travers différentes boucles de contrôle. Il existe différents types de machines Diesel qui vont de quelques kVAs jusqu'à quelques dizaines de MVAs [30]. Leur rendement électrique avoisine le 35-40%. Ce rendement

diminue largement si le taux de charge diminue en dessous de 40%. Par conséquent, il n'est pas convenable qu'ils travaillent au-dessous de cette charge minimale. Les générateurs Diesel présentent des dynamiques élevées et sont bien adaptés aux applications où des demandes soudaines de puissance sont prévues [31]. De plus, ils peuvent assurer des transitions sans interruptions, ces générateurs sont ainsi adaptés aux applications de réseaux autonomes.

Les générateurs diesel sont des dispositifs autonomes équipés d'un moteur diesel qui convertit par combustion interne l'énergie du combustible (fuel) en énergie mécanique et d'un générateur synchrone (à rotor bobiné) qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique. Le rôle du DG est de fournir de l'énergie électrique à un système avec une onde sinusoïdale d'amplitude et fréquence constantes. De ce fait, il doit s'adapter à la charge (considérée comme une véritable perturbation vis-à-vis de son fonctionnement) à travers différentes boucles de commande. On trouve différents types de groupe électrogène, allant de plusieurs milliers de volts-ampères à des dizaines de méga volts-ampères dont le rendement est voisin de 35-40%. Ce rendement diminue brusquement si le taux de charge passe en dessous de 40%. Faut de quoi, ils ne conviennent pas pour travailler au-dessous de cette charge minimale [32]. Ces groupes pensent en revanche des performances dynamiques élevées et s'adaptent donc bien aux applications où des demandes soudaines de puissance sont prévues [33]. De plus, ils peuvent assurer des transitions sans interruptions, ces générateurs sont ainsi bien adaptés aux applications de réseaux autonomes.

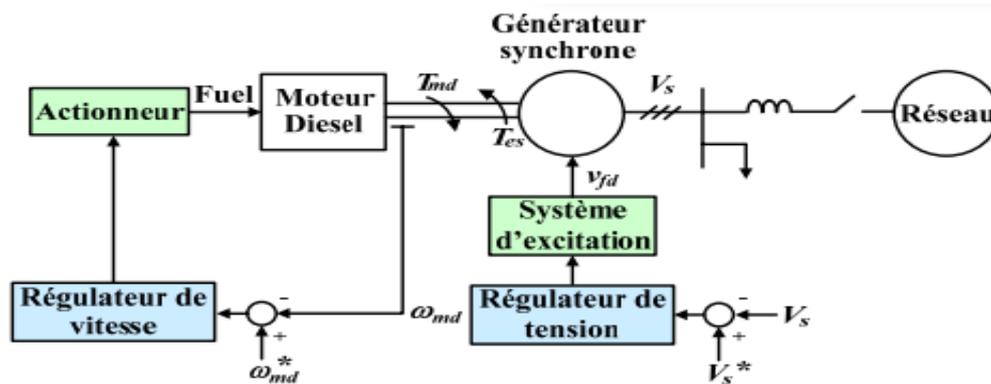


Figure 2. 3 : Schéma bloc d'un générateur Diesel avec ses contrôleurs [32].

Le générateur diesel est constitué par :

Le moteur diesel : c'est le générateur de puissance mécanique ; la vitesse et le couple sont asservis par un régulateur de vitesse en jouant sur le débit de fuel ce qui permet le réglage de la puissance active fournie au système,

L'alternateur : il s'agit d'une machine synchrone (MS) ; c'est une source d'énergie électrique qui est contrôlée par un système d'excitation qui se charge de maintenir la tension de sortie de l'alternateur constante en jouant sur la puissance réactive fournie au réseau.

Autrement dit, le réglage du débit de fuel en direction du moteur permet de contrôler sa vitesse de fonctionnement, ce qui détermine la fréquence de sortie alternative. Le coût d'exploitation d'un générateur diesel dépend de sa consommation en fuel, tandis que le coût de maintenance est fortement lié au nombre d'heures d'utilisation et au régime de fonctionnement. Il faut noter que les démarrages fréquents du groupe diesel accélèrent l'usure du moteur et par conséquent réduisent sa durée de vie.

Pour minimiser les coûts d'exploitation et de maintenance, le système de commande du groupe diesel devra agir en respectant les prescriptions suivantes [34] :

- Une fois le moteur en marche, celui-ci devra fonctionner pendant une période de temps minimale. Cette période ne peut être inférieure à 15 minutes de marche. Cette condition a été introduite dans l'objectif de réduire l'usure du moteur et de minimiser l'intervention pour maintenance.
- Le générateur diesel ne doit pas fonctionner à faible régime durant une période prolongée. La charge minimale admise est de l'ordre de 40% de sa puissance nominale, cela empêchera les opérations incomplètes de combustion et le dépôt de carbone sur les parois de la culasse d'une part et permettra d'éviter le fonctionnement à faible rendement énergétique d'autre part.

La puissance d'un groupe électrogène équipé d'un moteur Diesel (générateur Diesel) va de moins de 1 kW à plusieurs MW et la vitesse de rotation est également variable suivant la puissance et l'application tel que décrit dans le tableau suivant [31] :

Tableau 2. 1 : Classification des puissances des groupes électrogènes [31]

Vitesse de rotation « N » (tr/min)	Puissance « P »	Application
3000	Faible	Secours
900 < N < 1800	Moyenne < 5000 kW	Production et secours
350 < N < 900	P < 20 MW	Production et secours
N < 350	Forte	Production

La puissance d'un groupe électrogène est définie comme la puissance disponible aux bornes de l'alternateur, déduction faite de la puissance électrique absorbée par les auxiliaires essentiels. Elle s'exprime en kW, à la fréquence de définition et sous n facteur de puissance de 0.8. Les puissances du groupe électrogène doivent être définies conformément aux plans et en accord avec les procédures d'entretien spécifiées par le constructeur du moteur, de l'alternateur et de l'appareillage de coupure et de demande. À toutes les puissances garanties, on ajoute une puissance additionnelle nécessaire aux besoins de la régulation (application brusques d'une charge). Cette puissance supplémentaire est généralement égale à 10% de la puissance assignée du groupe et ne doit pas être utilisée pour l'alimentation permanente de la charge [31]

Trois types de puissance sont définis :

La puissance continue : correspond à la puissance que le groupe est capable de fournir en service continu, pendant un nombre illimité d'heures par an, tout en tenant compte de l'arrêt normal pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies [35].

La puissance principale ou puissance apparente : correspond à la puissance maximale disponible pendant un nombre illimité d'heures par an sous charge variable, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies. La puissance moyenne autorisée sur une période de 24 heures, ne doit pas être supérieur à une fraction (généralement 70%) de la puissance principale. Cette puissance moyenne admissible P_a définie par le constructeur du moteur diesel est calculée par l'expression suivante [35]:

$$P_a = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + \dots + P_n t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n} \quad (2.1)$$

Avec P_i est la puissance appelé pendant l'instant i et $n=24$.

La puissance de secours : ou puissance pour utilisation limitée correspond à la puissance maximale que peut fournir le groupe avec une durée annuelle limitée à 500 h et une marche continue maximale de 300 h, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies. Cependant, le fonctionnement dans ces conditions peut affecter la durée de vie du groupe [35].

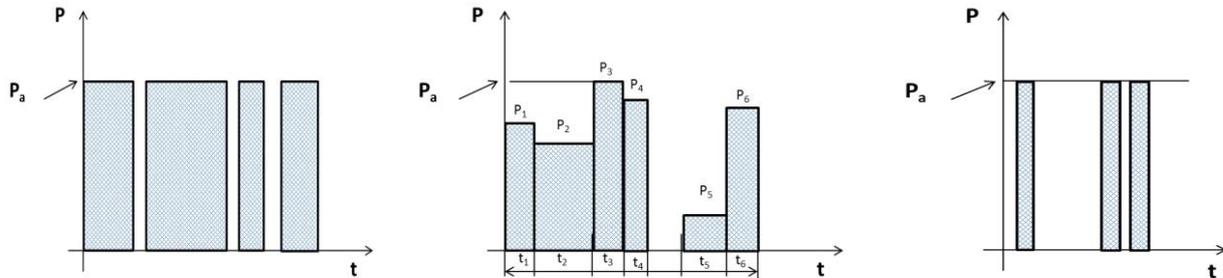


Figure 2. 4: (a) puissance continue, (b) puissance principale, (c) puissance de secours [7]

✓ Classe d'applications :

Les besoin énergétiques d'une installation alimentée par un groupe électrogène vont préciser la classe de ce dernier, il existe 4 classes d'application qui ont été définies pour répondre aux diverses exigences :

La classe G1 est définie comme une charge qui nécessite qu'une faible limite de tension et de fréquence. Exemple : charge électrique simple et éclairage.

La classe G2 est définie pour l'exigence de fournir des charges avec des caractéristiques proches du réseau public, lorsque la charge est soudainement appliquée, la tension et la fréquence fluctuent temporairement. Exemple : Eclairage, pompe et ventilation.

La classe G3 est définie pour des exigences strictes en matière de tension, de fréquence et de forme d'onde. Exemple : charges régulées par thyristors, télécommunications. L'alimentation de ce type de charges peut nécessiter des études particulières en raison de leur influence sur la forme d'onde de tension de l'alternateur

La classe G4 est définie pour des exigences de tension, de fréquence et de forme d'onde extrêmement strictes. Exemple : système informatique.

✓ Déclassement de puissance :

On désigne par le déclassement de puissance l'évolution de la puissance d'un générateur diesel par rapport à la puissance d'origine donnée dans les conditions de référence. La norme **ISO 3046** stipule les conditions de référence suivantes [36] :

- Pression barométrique globale : 100 kPa ;
- Température de l'air : 25 °C.
- Température de l'eau à basse température : 25 °C.

La puissance produite par un moteur Diesel est fonction de la masse de combustible et donc de la masse d'air emmagasinée par le cylindre, cette dernière est une fonction de [36] :

- La température et l'humidité relative de l'air aspiré ;
- La pression atmosphérique ;

- La température d'eau du circuit à basse température assurant le refroidissement de l'air de suralimentation.

La puissance d'un moteur Diesel est donc donnée en fonction de ces paramètres dont la variation peut entraîner un déclassement de puissance.

✓ **Couplage des groupes électrogènes :**

Un groupe électrogène peut être utilisée de manière individuelle, ou être couplé à un réseau électrique existant, ou à un autre groupe électrogène. Dans ces deux derniers cas, les conditions de couplage suivantes doivent être respectées [36] :

- Egalité des tensions ;
- Egalité des fréquences ;
- Concordance des phases.

Pour l'alimentation d'un système quelconque, l'ordre de fermeture de l'organe de puissance ne sera autorisé que si toutes ces trois conditions sont remplies. Le temps de fermeture maximal du dispositif de déconnexion doit être inférieur à 100ms. Le couplage de générateurs Diesel peut se faire manuellement ou automatiquement. L'appairage automatique est le plus courant. Le système d'attelage automatique doit mettre en œuvre les composants suivants [36] :

- Un synchroniseur qui amène les tensions au synchronisme par action sur la consigne de vitesse du régulateur ;
- Un égaliseur de tension qui assure l'ajustement de la tension de l'alternateur à celle de la source de référence ; cette fonction est très souvent intégrée au régulateur de tension et est couramment appelée fonction $U=U$;
- Un coupleur qui effectue le contrôle de l'ensemble des conditions de couplage et qui délivre l'ordre de fermeture de l'organe de coupure du groupe électrogène.

La répartition des puissances sera équilibrée lorsque plusieurs groupes fonctionnent en parallèle [36].

✓ **Maintenance d'un groupe électrogène :**

Planifier de nombreuses opérations de maintenance sur les groupes électrogènes pour éviter d'éventuelles défaillances. Cette planification est en fonction du nombre de démarrages, du nombre d'heures de fonctionnement ou de la durée d'attente d'intervention des groupes. Elles se font sur plusieurs unités fonctionnelles telles que le moteur, l'alternateur, le dispositif de démarrage, le système de lutte contre l'incendie... Les opérations de maintenance du moteur peuvent se classer suivant leur « lourdeur »

Petit entretien (mensuel) : ces opérations peuvent maintenir la fiabilité des éléments intrinsèques du moteur, exemple :

- Vérifier le niveau d'huile et de lubrification
- Vérification de réglages simples (aucun démontage majeur requis)

Contrôle (annuel) : ces inspections sont généralement intrusives et entraînent une indisponibilité significative du groupe électrogène, exemple :

- Contrôle de réglage (calibrage de l'injecteur, calage de pompe d'injection, jeux culbuteurs...)
- Contrôle dimensionnel (jeu longitudinal du vilebrequin).
- Visite endoscopique des cylindres.

- Analyse d'huile.

Gros entretien systématique : contrôlé systématiquement et remplacement des éléments d'usure si nécessaire à des intervalles de temps réguliers. Ces opérations de rénovation sont très onéreuses. Elles nécessitent des *techniciens qualifiés et spécialisés* et des démontages importants, à savoir :

- Maintenance des groupes électrogènes
- Remplacement standard sur site des culasses installées, des attelages mobiles, des chemises, des culbuterie... (Tous les 5 ans)
- Remplacement standard du moteur diesel chez le constructeur (tous les 15 ans).

Les coûts de maintenance des échanges standards sur site et chez le constructeur s'élèvent respectivement à 145k€ et 655k€ [37].

Surveillance en essais (mensuel) : tester régulièrement les moteurs pour détecter d'éventuels défauts cachés [37]

2.2.2 Systèmes à base d'énergie renouvelable :

2.2.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes :

L'électricité solaire hors réseau est une forme d'électricité pratique pour les personnes éloignées du réseau électrique ou pour les personnes qui veulent de l'électricité sans avoir à se brancher. Qu'il s'agisse d'une cabane dans les bois, d'une maison rurale dans un pays en développement, d'un voilier de croisière ou d'un abri de jardin [38].

L'électricité solaire est une énergie électrique produite à partir de la lumière du soleil à l'aide de dispositifs appelés modules photovoltaïque. Elle peut remplacer, de manière rentable, de petites applications des groupes électrogènes au diesel, l'alimentation du réseau et même les piles sèches. Cette technologie s'est rapidement répandue dans le monde entier, que ce soit en réseau ou hors réseau. Des millions de zones rurales hors réseau utilisent des systèmes solaires photovoltaïques (PV) dans les pays développés et en développement [38].

Les petits systèmes électriques solaire hors réseau diffèrent des installations raccordées ou avec groupe électrogènes à plusieurs égards [38] :

- Les systèmes photovoltaïques hors réseau sont basés sur un courant continu à très basse tension et non une tension de 230V et un courant alternatif bas.
- L'électricité est produite sur place par des modules photovoltaïques.
- Les systèmes photovoltaïques hors réseau stockent généralement l'énergie dans des batteries.
- Pour que les systèmes soient économiques, toute l'électricité produite doit être utilisée efficacement.

Généralement une installation photovoltaïque autonome est constituée du générateur PV, du stockage, de la charge, du régulateur et éventuellement des interfaces de conversion continu-alternatif [39].

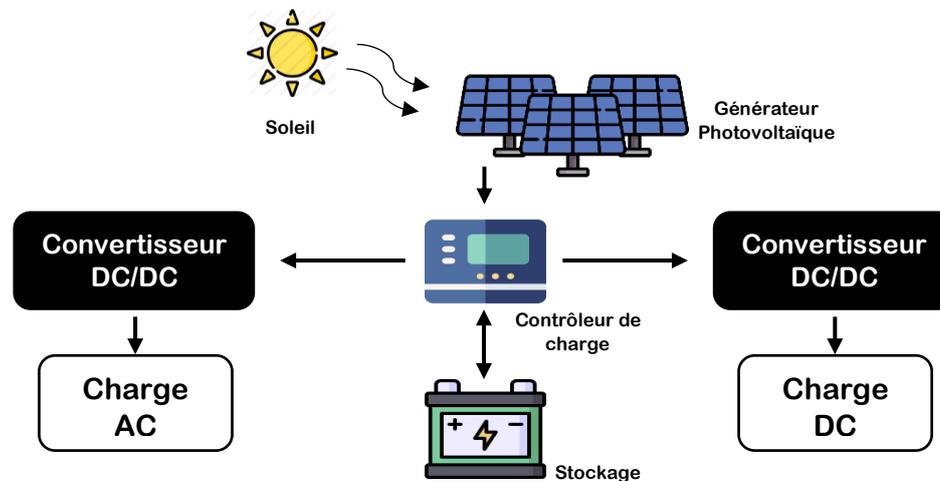


Figure 2. 5 : système photovoltaïque autonome

✓ Les éléments d'un système photovoltaïque :

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque, il est utile d'analyser les principaux composants. Les éléments d'un système photovoltaïque dépendent de l'application considérée [40].

Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque :

- Modules PV.
- Stockage.
- Régulateurs de charge.
- Convertisseurs.

- Les modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont des générateurs de courant continu lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ils se composent d'un cadre solide, généralement en aluminium permettant la fixation, et d'une vitre transparente en verre trempée sur le dessus. A l'intérieur se trouve un ensemble de cellules photovoltaïques connectées électriquement les unes aux autres, ceux sont-elles qui génèrent le courant. Elles sont assemblées en série et/ou en parallèle à l'intérieur du module afin de cumuler leur puissance et de les rendre plus résistantes à l'environnement externe [39]. Il existe différentes technologies de cellules solaires photovoltaïques, mais les principales qui sont mises en œuvre et commercialisées sont le silicium cristallin et le silicium amorphe ou encore appelé « couche mince » [78]. Pour la technologie en silicium cristallin, il en existe deux types : cellules solaires monocristallines et cellules solaires polycristallines.

- Cellules solaires monocristallines

Les atomes de ces cellules solaires monocristallines sont formés d'un seul cristal de silicium ordonné [78]. Il s'agit de la technologie de cellule photovoltaïque dont le rendement est le plus élevé et peut atteindre 20,19 % [80]. Mais elle est également la plus chère.

- Cellules solaires polycristallines

Elles sont formées de plusieurs monocristaux (grains) dont les réseaux sont désorientés les uns par rapport aux autres [40]. Elles coûtent relativement moins chères par rapport à la technologie monocristalline en raison de la simplicité de leur procédé de fabrication. Mais elles sont légèrement moins efficaces, avec un rendement énergétique moyen de l'ordre de 12% [41]

- Cellules solaires amorphes

La structure atomique des cellules de silicium amorphe est désordonnée. Les cellules sont fabriquées par dépôt de silicium sur un substrat plutôt que de créer une structure cristalline rigide. Dans ce cas, la capacité d'absorption est environ mille fois supérieure à celle du silicium cristallin [40]. Comme les cellules silicium amorphes absorbent la lumière plus efficacement que les cellules silicium cristallines, elles peuvent être plus minces, d'où leur nom alternatif de cellules « à couche mince ». Le silicium amorphe peut être déposé sur une large gamme de substrats, à la fois rigides et flexibles, ce qui le rend idéal pour les surfaces courbes ou pour le collage direct sur des matériaux de toiture. Cette technologie est toutefois moins efficace que la technologie silicium cristallin, avec un rendement moyen d'environ 6%. Toutefois, elle est plus simple à produire et moins chère. Si l'espace sur le toit n'est pas restreint, une technologie amorphe peut être une bonne option. Mais, si le rendement maximum par mètre carré est requis, le choix d'une technologie cristalline est plus adapté [41]

✓ **Stockage**

Assure deux fonctions principales :

- Bien que l'énergie solaire soit aléatoire et discontinue (le rythme jour/nuit change en fonction du changement de jour et de saison), et donc les besoins en énergie électrique seront satisfaits.
- Il peut jouer un rôle de tampon entre la production et l'utilisation en réglant la tension du système. Cela reste dans la meilleure zone de fonctionnement (fonction d'adaptation d'impédance).

✓ **Régulateur :**

Le régulateur remplit deux fonctions principales :

- Protection de la batterie contre les surcharges et les décharges profondes.
- Optimiser le transfert d'énergie utilisé depuis le générateur.

Théoriquement, la densité de l'électrolyte dans une batterie est un excellent indicateur de l'état de charge, mais généralement, l'indicateur ne montre sa valeur caractéristique que quelques jours après la charge. De même l'électrolyte doit être agité pour obtenir de bon résultat de mesure qui est difficile à automatiser. Finalement l'indicateur utilisé est la tension aux bornes de la batterie. Cette grandeur est la seule facilement mesurable permettant d'estimer l'état de charge [32].

✓ **Les convertisseurs :**

Leur utilité est de charger les batteries de stockages et faire la conversion électrique par la transformation du courant continu au courant alternatif et inversement, dans la structure on trouve deux types de convertisseurs, les hacheurs et les onduleurs. Les onduleurs sont des convertisseurs DC/AC. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à courant alternatif ou en parallèle avec des sources à courant alternatif. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à courant alternatif pour fonctionner. Il y a aussi des

onduleurs qui peuvent assurer le fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur ; Ceux-ci sont les plus flexibles, mais aussi les plus chers. Les hacheurs sont des convertisseurs qui permettent de réaliser la conversion DC/DC pour adapter la tension entre deux sources [41].

2.2.2.2 Systèmes éoliens :

La ressource éolienne provient du mouvement des masses d'air, qui est indirectement attribuée à la lumière du soleil sur la terre. Lorsque certaines zones de la planète deviennent plus chaudes et d'autres plus froide, une différence de pression sera créée et la masse d'air sont en perpétuel déplacement [43].

Une hélice entraînée en rotation par la force du vent peut générer de l'énergie mécanique ou électrique partout où il y'a suffisamment de vent. Les applications de l'énergie éolienne sont diverses mais la plus importante consiste à fournir de l'électricité. Ce sont des parcs d'aérogénérateurs ou fermes éoliennes qui mettent en œuvre des machines de moyenne et haute puissance [43].

Il existe deux séries principales d'éoliennes : les machines à axe vertical et à axe horizontal. Ces dernières sont utilisées pour les grandes éoliennes dans la plupart des applications, constituées de rotors à trois pales. Les éoliennes à axe horizontal sont plus efficaces que celle à axe vertical, principalement en termes d'efficacité aérodynamique et de coûts de maintenance [43].

✓ Constitution d'un système éolien

Le système de conversion d'une éolienne est composé éléments principales suivants :

- Une turbine éolienne avec ses annexes mécaniques dont la fonction est de convertir une partie de l'énergie éolienne en énergie mécanique.
- Un générateur électrique qui convertit une partie de l'énergie mécanique disponible sur l'arbre en énergie électrique.
- Une charge électrique qui peut être statique ou dynamique ou un réseau de distribution d'énergie électrique.
- Une interface électronique de puissance placée entre le générateur et la charge qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à ce qu'exige la charge.
- La conversion optimale en régime stationnaire et, éventuellement, en régime dynamique est assurée par un système de commande et de régulation

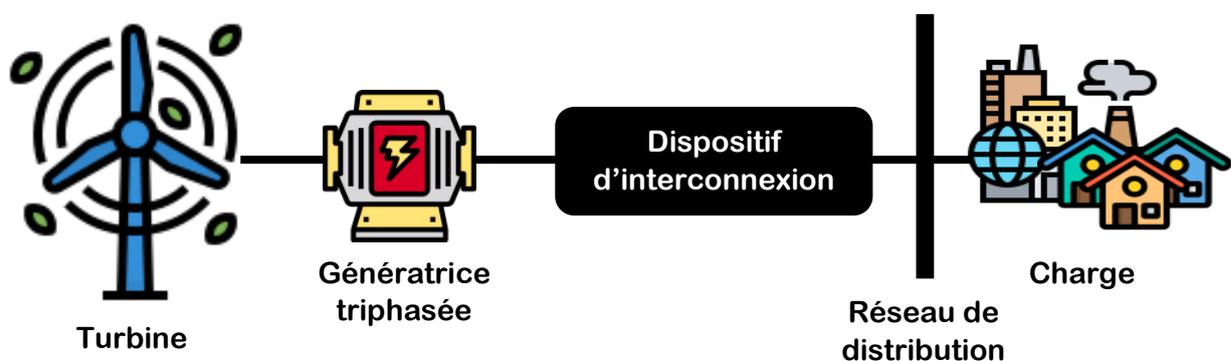


Figure 2. 6 : structure d'un système normal de conversion de l'énergie éolienne.

2.2.2.3 Energie solaire thermique

Le principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique est simple. Des capteurs solaires installés le plus souvent sur les toits absorbent le rayonnement solaire et le transmettent à un ballon de stockage destiné à atténuer la discontinuité de l'ensoleillement et à alimenter les systèmes de production d'eau chaude. L'énergie solaire thermique est particulièrement simple à mettre en œuvre pour des projets neufs ou de rénovation [44]. Cette simplicité de fonctionnement garantit une grande fiabilité dans le temps.

On distingue les capteurs paraboliques ou cylindro-paraboliques, et des centrales dites "à tour", pour lesquelles une multitude d'héliostats orientables concentrent l'énergie solaire sur une chaudière unique située sur une tour [44]. La technologie de réflecteurs cylindro-paraboliques est la plus fréquente. Elle nécessite un fort ensoleillement, une forte température et une surface au sol importante. De ce fait, les centrales utilisant cette technologie, sont souvent construites dans les déserts ou autres zones arides du globe. Elle est actuellement utilisée par les plus puissantes centrales solaires au monde dans le Sud-ouest des Etats-Unis et dans le Sud de l'Espagne. Certaines centrales sont désormais capables de produire de l'électricité en continu, grâce à un système de stockage de la chaleur [44, 45].

Actuellement, on trouve une centrale utilisant cette technologie mais en hybridation. On entend par là qu'elle fonctionne au gaz naturel et à l'énergie solaire. Elle produit 150 MW avec un apport solaire de 20% de la puissance nominale, soit 30 MW. Cette centrale est composée de deux parties, le champ solaire et le cycle combiné :

Le champ solaire est constitué de capteurs cylindro-paraboliques, répartis sur deux surfaces. La composante directe du rayonnement solaire incident est concentrée par les miroirs sur un récepteur situé au point focal de la parabole. Un fluide caloporteur HTF (Heat Transfer Fluid) circule à l'intérieur du récepteur. Le fluide chauffé, dont la température peut atteindre 393°C, passe à travers une série d'échangeurs de chaleur pour céder sa chaleur à l'eau et produire ainsi de la vapeur d'eau (générateur de vapeur solaire

Le cycle combiné est constitué de 2 turbines à gaz (fonctionnant au gaz naturel) dont la puissance nominale unitaire est de 45 MW. La chaleur de combustion de ces turbines est récupérée dans deux chaudières horizontales à circulation naturelle. Ces dernières font fonctionner une turbine à vapeur d'une puissance nominale de 80.08 MW.

Il est à noter que le point fort de cette centrale hybride est l'ajout de la vapeur produite par le champ solaire à celle récupérée des turbines à gaz pour alimenter la turbine à vapeur. La puissance électrique produite par la centrale augmente en conséquence. La réalisation de cette centrale est faite en 2011.

2.2.2.4 L'hydroélectricité

On désigne par l'hydroélectricité est l'énergie électrique produite par une centrale hydroélectrique qui exploite l'énergie potentielle d'un cours d'eau (fleuves, rivières, chutes d'eau, courants marins, etc.). Elle est l'une des formes de production électrique les plus matures [46]

Le principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique se base sur une conduite forcée qui canalise l'eau (sous pression) jusqu'à la turbine. L'énergie de l'eau est communiquée aux pales de la turbine qui se met à tourner et entraîner le générateur qui produit l'électricité.

En effet, l'énergie potentielle de l'eau est transformée en énergie mécanique qui est finalement convertie en électricité par le générateur (synchrone ou asynchrone). Ensuite, un transformateur élève la tension de l'électricité produite par le générateur pour qu'elle puisse être

plus facilement transportée. Enfin, l'eau turbinée rejoint le cours d'eau par le canal de fuite. En Algérie les centrales hydroélectriques sont situées dans la région du nord du pays avec une puissance installée de près de 269 MW répartie sur 13 centrales présentées dans le tableau 2.2 néanmoins, quelques-unes sont abandonnées et d'autres ne fournissent qu'une partie de leurs puissances maximales en raison du climat semi-aride et aride qui caractérise une partie importante du territoire national.

Tableau 2. 2 : Liste des centrales hydroélectriques installées en Algérie [47].

Wilaya	Site	Puissance installée (MW)
Alger	Tessala	4.228
	Ighzernchebel	2.712
Bejaia	Darguina	71.5
	Ighil Emda	24
	Mansouria	100
	Gouriet	6.425
Tizi Ouzou	Tizi Meden	4.458
Jijel	Erraguene	16
Relizane	Souk El Djemaa	8.085
Ain Defla	Ghrib	7
Mascara	Bouhanifia	5.7
Chlef	Oued Fodda	15.6
Tlemcen	Beni Behde	3.5
Total		269.208

2.2.3 Les systèmes hybrides de production d'électricité

2.2.3.1 Système hybride d'énergie

Un système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale se distingue de deux façons :

- Il combine et exploite plusieurs sources et technologies de production disponibles et facilement mobilisables [7].
- Sa complexité spécifique au niveau de la gestion des apports est à bien des égards identiques à celle d'un réseau électrique traditionnel.

Les systèmes hybrides de production de l'énergie (SHPEs) combinent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie conventionnelles, généralement des générateurs diesel, et au moins une source d'énergie renouvelable [7]. Les sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes et les générateurs photovoltaïques ne peuvent pas fournir une puissance constante en raison de leur intermittence. Leur combinaison avec des sources d'énergie conventionnelles permet d'obtenir une production d'énergie continue. Les SHPEs peuvent généralement être autosuffisants à partir de grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans des régions éloignées.

Et donc, le système hybride doit [7] :

- Garantir toujours une énergie suffisante demandée par la charge et, si possible, de générer le maximum d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables tout en maintenant certaine qualité d'approvisionnement énergétique [7],
- Suivre les règles de fonctionnement en temps réel selon la priorité économique des ressources énergétiques disponibles,
- S'appuyer sur la gestion automatisée des composants du système pour s'assurer que le système est toujours dans un état stable, y compris lors de la commutation entre les différents modes de fonctionnement du système.

En outre, les économies de carburant et les prix plus bas obtenus grâce à la production d'électricité hybride doivent au moins couvrir les investissements dans les générateurs d'énergie renouvelable et d'autres composants de système auxiliaires [7].

Les performances, l'efficacité et la durée de vie d'un SHPE sont affectées dans une certaine mesure par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composant, l'architecture, etc. Et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Les paramètres évaluant ses performances sont : l'économie de carburant, le cout de kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien, etc. La durée de vie des composants de SHPE peut être beaucoup plus courte que la durée de vie normale des composants individuels. Les problèmes les plus critiques sont généralement : la dégradation de la batterie, l'endommagement des démarreurs diesel et du système de mécanique de freinage et la carbonisation excessive des cylindres du moteur diesel [7].

2.2.3.2 Importance de l'hybridation

D'un point de vue technique et économique, la combinaison de plusieurs sources d'énergie (notamment les énergies renouvelables) permet d'optimiser au maximum le système de production d'électricité. En revanche, les nouvelles solutions technologiques proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, par leur prix de revient attractif et par leur souplesse [7].

De plus, l'hybridation permet de [7] :

- Lisser la puissance délivrée par la source d'énergie. Par exemple, absorption de pics aléatoires de puissance positive ou négative générés par la charge. En d'autres termes, il est généralement possible de fournir une puissance supérieure à la puissance moyenne du générateur ou de récupérer de l'énergie à temps pour charger la source d'alimentation.
- Pendant un temps limité, une partie ou la totalité de l'énergie ne peut pas être utilisée. Par exemple, lorsque la pile à combustible est activée, ou lorsque des nuages causent une ombre sur la surface du générateur photovoltaïque ou lorsqu'il n'y a pas de vent.

Cependant, ces solutions nécessitent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergie renouvelable sur les sites en amont, une gestion stricte de l'énergie électrique produite en aval et une technologie propriétaire que seule l'expérience en ingénierie de système énergétiques peut fournir. Cette gestion énergétique stricte est basée sur l'ajustement et le contrôle intelligents des équipements qui peuvent être réalisés par des logiciels très puissants [7].

2.2.3.3 Typologies de configurations des systèmes hybrides

On trouve plusieurs typologies de configurations de systèmes hybrides. On peut les regrouper suivant le type de tension (AC, CC), suivant le type de montage électrique des composants (parallèle, série), ou suivant les modes de contrôle (multi, simple maître) :

- Les configurations selon le type de bus (AC, CC ou AC/CC)

Les systèmes hybrides peuvent être classés en fonction du type de tension qu'ils utiliseront ainsi que le type de bus qui reliera des différents composants des constituants, dans cette classification, l'accent est mis sur le type de bus. On distingue [48] :

▪ La configuration à bus CC (courant continu)

Un SHPE est dit à bus CC lorsque toutes les sources de production (générateurs Diesel et technologies d'énergies renouvelables) sont centralisées sur un bus CC. Ainsi, les sources qui génèrent naturellement un courant AC doivent être précédées d'un ou plusieurs redresseurs avant d'être connectées au bus CC.

▪ La configuration à bus AC (courant alternatif)

Comme dans le cas précédent, la configuration AC implique que tous les composants de production d'électricité soient connectés à un bus AC. Cette configuration peut offrir des performances meilleures que celles de la configuration précédente dépendamment de la charge. En effet, chaque source de production peut alimenter la charge indépendamment ou simultanément avec les autres sources de production du système.

▪ La configuration à bus AC/CC

Les configurations à bus AC/CC de systèmes hybrides sont celles pour lesquelles les composants qui génèrent le courant AC et CC sont mis de part et d'autres des onduleurs bidirectionnels. Il est possible d'avoir recours à un onduleur /un redresseur pour connecter un composant AC sur le bus CC ou un composant CC sur le bus AC, au détriment des rendements.

- Les configurations parallèle, série ou commuté :

Les systèmes hybrides peuvent être classifiés suivant le type de montage électrique des composants. On distingue ainsi [49] :

▪ La configuration série

La configuration série implique que l'énergie produite par toutes les sources d'énergies (conventionnelles ou renouvelables) soit d'abord stockée dans un grand parc de batteries, puis reconvertie en AC pour alimenter les charges. Le parc de batteries y est donc dimensionné pour alimenter la totalité de la charge.

▪ La configuration commutée

De même que dans une configuration série, l'énergie produite par les sources renouvelables et conventionnelles du système hybride est stockée dans un parc de batteries capable d'alimenter toute ou une partie de la charge. En fonctionnement, les générateurs Diesel (ou les sources conventionnelles) alimentent la charge. Lorsqu'à un moment quelconque, l'énergie stockée dans les batteries est suffisante pour alimenter la charge, les générateurs Diesel sont débrayés au moyen d'un commutateur manuel ou automatique. Rappelons que l'énergie stockée dans les batteries est d'abord convertie en AC par un onduleur pour alimenter la charge.

- **La configuration parallèle**

Un système hybride est dit à configuration parallèle lorsque que toutes les sources de production soient couplées de manière à fonctionner en parallèle. Alors la charge est alimentée par l'énergie résultant de la combinaison des productions de toutes les sources présentes dans le système. De plus, en cas de faible demande, certaines unités peuvent être éteintes sans compromettre le fonctionnement des autres.

- **La configuration « maître/esclave »**

Le critère de différenciation entre les configurations est le contrôle de la fréquence et de la tension du réseau constituée par le système hybride. Lorsque deux ou plusieurs sources de production d'énergie peuvent alimenter simultanément une même charge la configuration maître / esclave est essentiellement utilisée où Le « maître » est la/les source (s) chargée(s) d'imposer sa (leur) tension et sa (leur) fréquence au réseau afin d'assurer l'équilibre entre la production d'électricité et la consommation. Et les autres sources de production (esclaves) s'accommodent à la tension et à la fréquence imposées par le « maître » et on distingue généralement [78] :

- **La configuration à plusieurs maîtres « Multi-master »**

Dans cette configuration, la tension et la fréquence du réseau peuvent être imposées par des onduleurs et/ou des générateurs diesel. Il y a au moins deux sources de production qui sont chargées de réguler la tension et la fréquence du réseau.

- **La configuration à un seul maître « single master »**

Contrairement à la précédente, celle-ci exige qu'une seule source de production peut imposer la tension et la fréquence du réseau. Suivant le type de bus principal, le mode de contrôle et/ou le type de montage électrique adopté pour les composants, on rencontre de nos jours plusieurs typologies de systèmes hybrides.

2.2.3.4 Différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides

Les modules photovoltaïques sont des générateurs de courant continu lorsqu'ils sont exposés à la lumière, mais la consommation domestique exige le plus souvent du courant alternatif, et donc le système nécessite un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque fonctionne en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. On distingue les configurations suivantes :

- Système hybride PV – Diesel série.
- Système hybride PV – Diesel commuté.
- Système hybride PV – Diesel parallèle.

Nous présentons ci-dessous les avantages et les inconvénients des différentes configurations :

- **Système PV –Diesel série**

Dans ce cas, le générateur diesel est connecté sur le bus courant continu, la connexion peut se faire directement (générateur à courant continu) ou par le biais d'un redresseur. Le générateur peut alimenter la charge à travers des convertisseurs électroniques ou charger la batterie. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le groupe diesel est débrayé. Un onduleur convertit la puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie en courant alternatif.

Le rendement de la plupart des systèmes de ce type est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge-décharge.

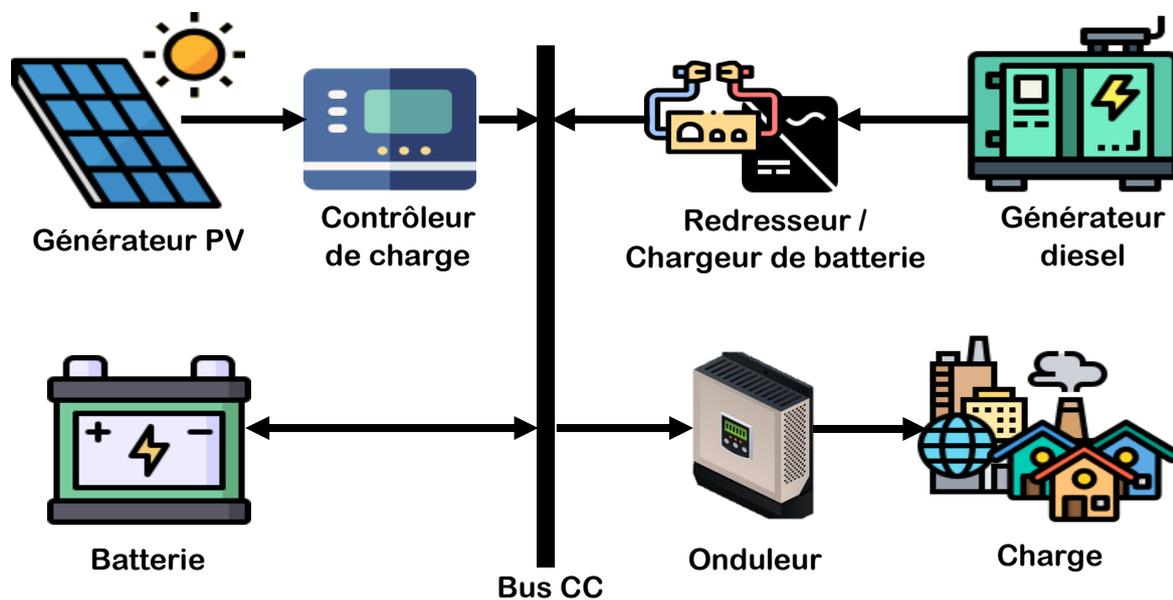


Figure 2. 7 : système hybride PV – Diesel série.

Le fonctionnement du générateur diesel est dépendant de la demande d'énergie, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge lorsque le champ PV produit de l'énergie en excès et se décharge quand l'énergie produite ne peut satisfaire la demande. La surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde sont prévenues grâce au contrôleur solaire. On peut faire appel à un hacheur (convertisseur DC/DC) commandé en MPPT qui permettra au champ PV de fonctionner à son point de puissance maximum. Un ajout d'un système mise en marche et arrêt du générateur diesel peut rendre le système hybride fonctionnant de manière automatique. Ainsi les avantages et inconvénients de cette configuration sont les suivants [49].

Avantages :

- Le générateur diesel dimensionné pour répondre à la demande, est aussi utilisé pour charger la batterie jusqu'à ce que l'état de charge atteigne 80 à 90% ;
- Système simple en raison d'absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ;
- Au moment de la mise en marche d'un générateur diesel la puissance délivrée pour alimenter la charge n'est plus interrompue ;
- Selon le type d'application, l'onduleur peut générer des tensions de différentes formes pour satisfaire le besoin du consommateur.

Inconvénients :

- L'onduleur ne peut fonctionner en parallèle avec le générateur diesel, doit donc être dimensionné pour satisfaire la charge maximale ;
- Le banc de batteries doit être dimensionné pour répondre à la charge maximale en fonctionnement cyclique ce qui réduit considérablement sa durée de vie ;
- Le rendement est réduit en raison des pertes que subit l'énergie en étant convertie ;

- Une défaillance au niveau de l'onduleur conduira à l'arrêt de complet de l'alimentation.
- **Système hybride PV - Diesel commuté :**

Cette configuration est souvent utilisée en dépit de ses limites d'exploitation. La charge peut être alimentée en courant alternatif par la source conventionnelle ou par l'onduleur, mais pas simultanément. La batterie peut être chargée par le générateur diesel par l'intermédiaire d'un redresseur ou par le champ PV.

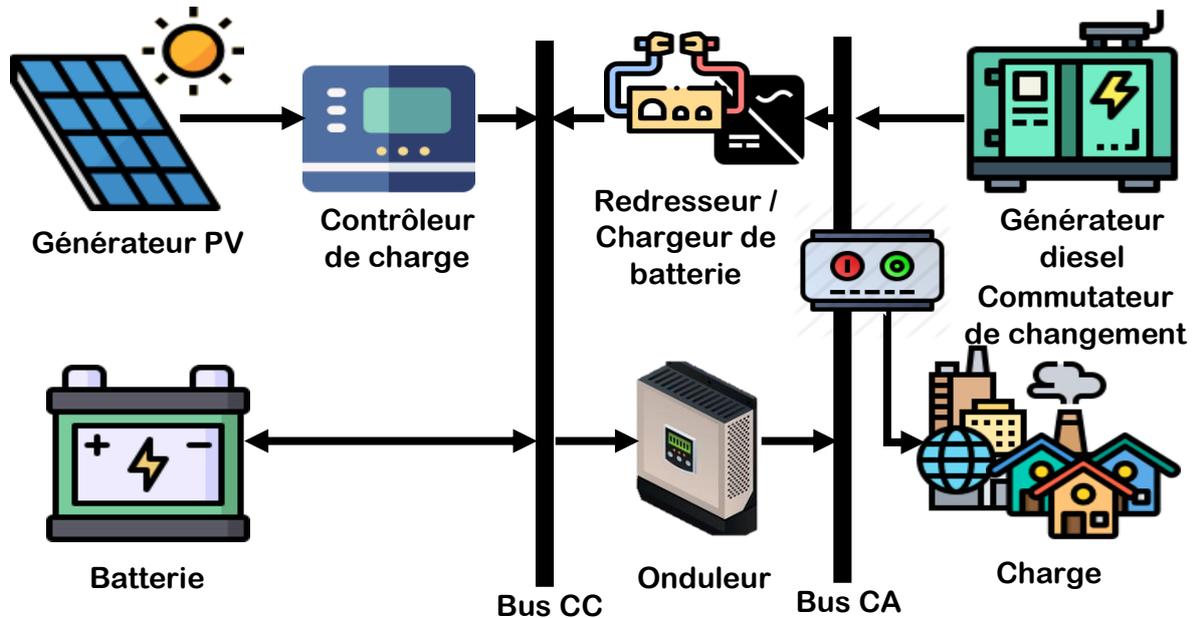


Figure 2. 8: système hybride PV – Diesel commuté.

L'avantage de cette configuration est l'élimination des pertes supplémentaires du a la conversion d'énergie. Le générateur produit une énergie supérieure à la demande de la charge et cet excès est utilisé pour charger la batterie. Lorsque la demande est faible le diesel sera arrêté, donc elle sera satisfaite par le champ PV et la batterie. La gestion du système doit être automatique à cause de sa complexité [49].

Avantages :

- Augmentation du rendement car la charge peut être alimentée directement par le générateur diesel d'où une baisse de la consommation de fuel ;
- La tension délivrée peut avoir différentes forme et amplitude grâce à l'onduleur en fonction du type d'application ;
- L'alimentation électrique ne peut subir de coupure en cas de défaillance au niveau de l'onduleur, car le générateur diesel peut satisfaire la charge.

Inconvénients :

- Les commutations des sources engendrent des coupures instantanées de l'alimentation ;
- Le groupe diesel et le générateur PV sont conçus pour supporter chacun seul les pics de charge, ce qui réduit leurs rendements face à des charges partielles ;
- Les deux sources ne peuvent être combinées pour répondre à l'appel de charge.

- Système hybride PV - Diesel parallèle :

Les générateurs diesels sont interconnectés ici par un bus courant alternatif. Le système photovoltaïque et la batterie sont connectés à un autre bus-courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un onduleur bidirectionnel. Il est utilisé comme redresseur lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe à la charge de la batterie, ou comme onduleur lorsque la charge est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. De cette manière la charge peut être alimentée par les deux bus en même temps [49].

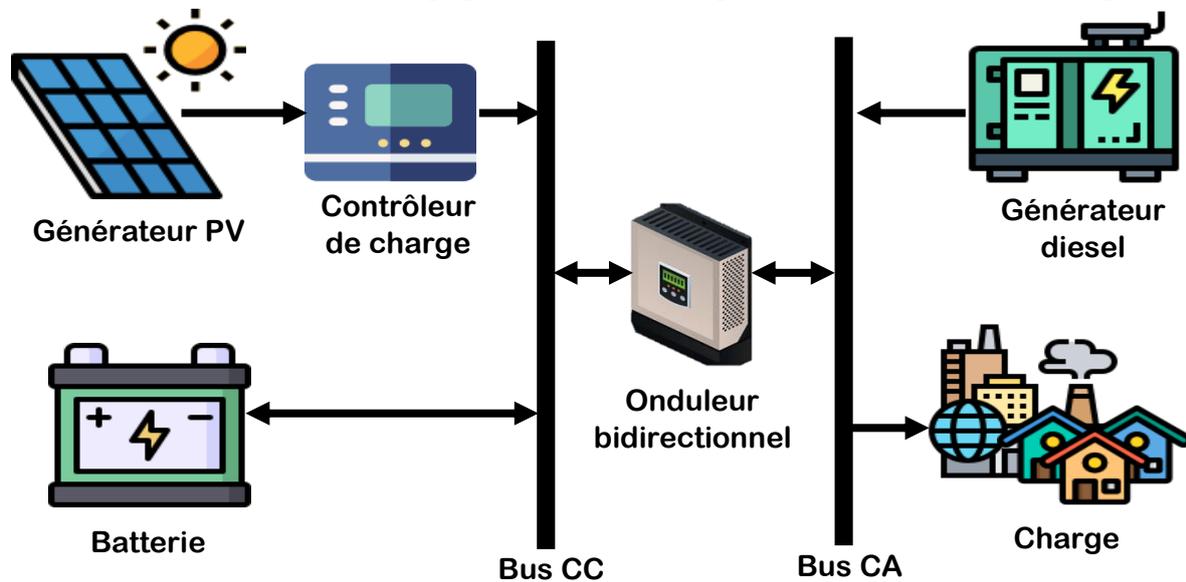


Figure 2. 9: système hybride PV – Diesel parallèle.

Avantages :

- Le dimensionnement des composants du système ne doit pas être pour la charge totale, car l'alimentation de la charge est assurée par la combinaison des deux sources fonctionnant en parallèle ;
- Le rendement est meilleur, en effet les sources fonctionnent à une puissance plus proche de leur puissance nominale ainsi que le générateur diesel peut alimenter directement la charge ;
- Baisse du nombre de convertisseurs électroniques réduit le coût d'investissement initial, de plus, une défaillance de cet onduleur n'engendre pas de coupure d'alimentation.

Inconvénients :

- Un contrôle automatique est exigé pour assurer le fonctionnement correct du système ;
- La synchronisation avec le générateur diesel est possible uniquement si le convertisseur électronique fournit une tension sinusoïdale.

2.2.4 La production de l'énergie et le changement climatique

De nos jours, l'industrie de la production de l'électricité est l'une des principales industries polluantes, en effet avec la demande croissante en énergie, les émissions des gaz à effet de serre ne font qu'augmenter contribuant ainsi au changement climatique. Ces émissions varient d'une technologie de production à une autre et ces gaz sont principalement [51] :

- Le gaz carbonique ou dioxyde de carbone (CO₂), produit lorsque des composés carbonés sont brûlés et en présence d'oxygène (combustion d'énergies fossiles dans les centrales thermiques et les groupes électrogènes) ;
- Le méthane (CH₄), dû :
 - Aux fuites dans la gestion des gisements d'énergies fossiles (émissions des mines de charbon, fuites lors de l'exploitation du gaz naturel — méthane — et torchage incomplet du méthane relâché par l'industrie pétrolière) ;
 - À la combustion incomplète de la biomasse ;
- Deux halocarbures (HFC et PFC) : les gaz réfrigérants utilisés pour la climatisation et les gaz propulseurs des aérosols ;
- Le protoxyde d'azote ou oxyde nitreux (N₂O) issu et de certains procédés chimiques ;
- L'hexafluorure de soufre (SF₆), utilisé dans des transformateurs électriques.

La production totale d'électricité est responsable de 42,5 % des émissions mondiales de CO₂. 73 % de ces émissions proviennent des centrales à charbon. Ainsi, la figure 2.11 et le tableau 2.2 présente la quantité de CO₂ émise par la production d'un kilowattheure (kWh) à base des différentes technologies (traditionnelle, renouvelable) [50].

Tableau 2. 3 : Quantité de CO₂ émise par kWh produit à base de différentes technologies [50].

Technologie de production	Centrale à charbon	Centrale à gaz	Solaire photovoltaïque	Eolien	Hydraulique	Centrale nucléaire
Quantité de CO ₂ émise par kWh produit (g)	950	350	110	12	6	4

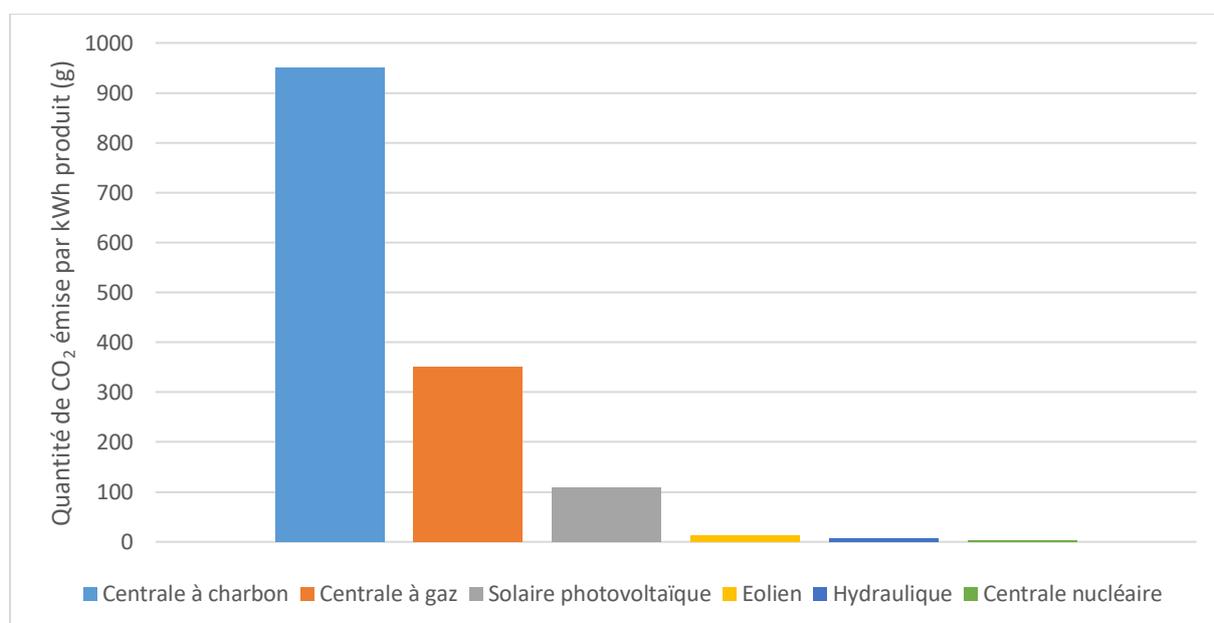


Figure 2. 10 : Quantité de CO₂ émise par kWh produit à base des différentes technologies [50].

La production tirée d'énergies renouvelables est beaucoup plus neutre pour l'environnement et les seules émissions de CO₂ sont celles liées à la construction des installations (panneaux PV, aérogénérateurs...etc.). Le nucléaire est peu émetteur de CO₂ mais certains pays le rejettent, de peur des accidents nucléaires et des déchets radioactifs, surtout depuis l'accident de la centrale de Fukushima au Japon en 2011. À l'inverse, des pays comme le Royaume-Uni ou la Chine investissent massivement dans des centrales nucléaires de nouvelle génération.

Avec le réchauffement climatique situation est considérée comme alarmante vue que les populations sont amenées à reconsidérer leur consommation en énergie électrique dans le but de limiter les émissions des GES, préserver et valoriser les ressources naturelles. Cela fait l'objet de différentes Conférence des parties (COP) principalement le Protocole de Kyoto 1997 qui vise à réduire les émissions des gaz à effet de serre dues à l'activité humaine. Alors chaque Partie doit s'engager à ne pas dépasser la quantité globale d'émissions attribuée prenant en compte les 6 gaz mentionnés (sur la base de « l'équivalent CO₂ »). Par ailleurs, le protocole de Kyoto prévoit trois mécanismes de « flexibilité » auxquels les pays développés peuvent recourir. Ces mécanismes s'ajoutent aux mesures qui peuvent être mises en place sur le plan national pour réduire les émissions de GES [52] :

- Les permis d'émission, mécanisme qui permet de vendre ou d'acheter des droits à émettre des GES entre les pays industrialisés afin d'améliorer les systèmes de production les plus polluants. Les États membres fixent pour chaque période des objectifs de réduction d'émission de GES à chacune des installations concernées grâce à un Plan National d'Affectation des quotas (PNAQ) ;
- La « mise en œuvre conjointe » (MOC), mécanisme de financement de projets ayant pour objectifs principaux le stockage de carbone et la réduction des émissions de GES. Elle concerne principalement les projets industriels et forestiers lancés en Russie et dans les pays d'Europe centrale et orientale. Entre deux pays industrialisés, elle donne la possibilité aux entreprises d'investir dans des « projets propres » en dehors de leur territoire national. Ceux-ci permettent de générer des crédits d'émission de GES utilisables par les investisseurs ;
- Le « mécanisme de développement propre » (MDP), mécanisme qui permet aux pays développés de réaliser leurs objectifs de réductions d'émissions de GES en investissant dans des projets réduisant les émissions de GES dans des pays en voie de développement. En retour, ils obtiennent des crédits d'émission pouvant être utilisés pour leurs propres objectifs de réduction d'émissions de GES.

Dans le même contexte, en 2015, s'est conclu un nouvel accord international pour contenir le réchauffement climatique en dessous des 2°C : c'est l'objet de la COP21. Les négociations de Paris ont élaboré les bases d'un nouvel accord qui doit [52] :

- Universel ;
- Juridiquement contraignant : applicable à partir de 2020 ;
- Différencié : définissant des objectifs différents pour les pays développés et les pays en développement ;
- Ambitieux : permettant de limiter réellement les changements climatiques.

Ainsi l'exploitation des différentes sources d'énergie renouvelable s'inscrit parfaitement dans le cadre des accords susmentionnés vue que ce sont des énergies inépuisables et peu polluantes.

2.3 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons examiné les différentes options de fourniture d'énergie dans les sites isolés, tout en présentant les avantages et les inconvénients de chaque option. Nous retenons que le choix de la solution dépend des considérations techniques et économiques liées à l'application.

Etant donné que la capacité installée dépasse largement la capacité demandée, l'exploitation actuelle des microcentrales diesels s'avère non rentable. Un tel fonctionnement engendre une hausse considérable de la consommation spécifique et par conséquent un coût du kWh élevé. L'opération d'hybridation de ces microcentrales par l'énergie photovoltaïque est une solution aux problèmes d'exploitation rencontrés. En effet, elle permet d'améliorer le rendement des groupes électrogènes, de réduire leur durée de fonctionnement et de réduire la contribution des gaz à effet de serre émis par les microcentrales diesels au changement climatique.

Nous avons aussi passé en revue les différents types de systèmes hybrides en présentant les avantages et les inconvénients de chaque configuration. Le système hybride à bus alternatif qui se distingue par sa flexibilité et sa modularité a été retenu pour la conception et la réalisation du banc d'essai.

En ce qui concerne les composants, nous concluons que les modules cristallins, caractérisés par un rendement élevé et une longue durée de vie, sont les mieux adaptés pour ce type d'application.

Chapitre 3 :

Modélisation des différents éléments
constituant le système hybride PV-Diesel

3 Chapitre 3 : Modélisation des différents éléments constituant le système hybride PV-Diesel

3.1 Introduction

Nous sommes tous conscients que notre planète est en danger à cause de la pollution atmosphérique causée par les activités industrielles. Les combustibles fossiles que nous consommons chaque jour contribuent au réchauffement climatique. De plus, on constate que d'ici 40 ans, les réserves de pétrole seront complètement épuisées. Dans ce cas, nous devons trouver une nouvelle énergie pour respecter notre environnement pour surmonter ce problème, il faut donc utiliser des énergies renouvelables. Une alternative intéressante et puissante consiste à envisager l'utilisation d'éoliennes ou solaire, qui ont attiré l'attention dans la production d'électricité à grande échelle. Cependant, en raison de leur imprévisibilité et de leur dépendance vis-à-vis des conditions météorologiques et climatiques qui changent avec le temps, ils présentent un défaut commun. Pour cette raison, un système électrique hybride qui combine plusieurs formes d'énergie est au centre de plusieurs travaux de recherche menés dans la littérature pour des endroits éloignés du réseau national [52]. Et donc, en utilisant deux sources d'énergie pour l'électrification rurale, on cherche à réduire les inconvénients propres à chaque technologie. Par exemple, les groupes électrogènes sont affectés par la hausse des prix du carburant, ainsi que par le coût de transport du carburant vers des zones souvent inaccessibles. L'énergie solaire elle-même évolue dans le temps, ce qui nécessite des dispositifs de stockage pour stocker l'électricité qui n'est pas consommée pendant la production. Bien qu'elle implique un investissement initial important, ses coûts d'exploitation sont très faibles. La combinaison de ces deux technologies permet de pallier certaines de leurs lacunes mutuelles.

3.2 L'intérêt des systèmes hybrides

Pour les systèmes hybrides comme pour toutes les technologies individuelles, deux facteurs clés doivent être pris en compte lors de l'évaluation de la pertinence d'un système : les coûts et la fiabilité technique du système. Les générateurs Diesel et les technologies d'énergies renouvelables ont des structures de coûts complètement différentes (investissement, maintenance, fonctionnement, etc.) [7]. Comparant à plusieurs technologies d'énergies renouvelables les générateurs Diesel ont un coût d'investissement assez faible. En revanche, les coûts de fonctionnement et de maintenance sont beaucoup plus élevés pour un générateur Diesel que pour la plupart des technologies d'énergie renouvelable.

En termes de qualité de service et de fiabilité du système, les générateurs diesel ont l'avantage de fournir de l'électricité à la demande, c'est-à-dire qu'ils fonctionnent selon les besoins exacts de populations rurales (sous condition qu'ils soient bien dimensionnés et alimentés en carburant). Quant aux énergies renouvelables, elles sont plus ou moins affectées par une variabilité prévisible, ce qui nécessite l'intégration de batteries dans ces systèmes. La consommation du gasoil (très coûteux et parfois inaccessible aux revenus des populations des zones rurales), les nuisances sonores et les émissions toxiques défavorisent l'intégration des générateurs Diesel dans les milieux ruraux. Les systèmes hybrides offrent la possibilité d'équilibrer les avantages spécifiques et les inconvénients de chaque technologie, en assurant une forte intégration des énergies renouvelables. Plusieurs études confirment que si les systèmes hybrides sont conçus de manière optimale, ils peuvent être plus rentables et plus fiables que les technologies d'énergies renouvelables seules ou les générateurs Diesel seuls. Par

conséquent, on note un intérêt croissant pour la conception, le dimensionnement et l'installation de systèmes hybrides ces dernières décennies pour l'électrification rurale.

Suivant les ressources disponibles, on distingue aujourd'hui une multitude de systèmes hybrides notamment les systèmes PV/Diesel, PV/éolien/Diesel, Biomasse/éolien /PV etc. Parmi ceux-ci, les plus utilisés sont issus des combinaisons des générateurs Diesel avec un système éolien et un système PV.

3.3 Configuration choisie

3.3.1 La configuration « single master »

Comme vu précédemment, l'existence de deux ou plusieurs sources de production qui génèrent simultanément de l'électricité pour alimenter une charge donnée, implique forcément l'utilisation de la configuration maître / esclave. La tension et la fréquence sont régulées automatiquement par la/les source(s) dite(s) maître, les imposant ainsi aux autres sources esclave afin d'assurer l'équilibre entre la production d'électricité et la consommation. Comme dans le cas de notre étude nous allons prendre le générateur diesel comme le seul maître « single master », car il est la seule source fiable en l'absence de batterie de stockage, d'où la nécessité de faire fonctionner au moins un générateur diesel à chaque instant.

3.3.2 La configuration parallèle

Pour le SHPE à dimensionner, il est nécessaire d'alimenter la charge simultanément par les deux sources (générateur diesel et générateur PV) ce qui exige une configuration parallèle implique que toutes les sources de production soient couplées de manière à fonctionner en parallèle pour satisfaire la demande par la combinaison des productions des deux sources présentes dans le système (Photovoltaïque & Diesel). De plus, en cas de faible demande, certaines unités peuvent être arrêtées sans compromettre le fonctionnement des autres.

3.4 Modélisation du générateur photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est une source de puissance non linéaire dont le courant et la tension de sortie dépendent à la fois de l'éclairement solaire et de la température. A cet effet, la prédiction des performances d'une cellule/module/générateur PV nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (éclairement, température, etc.). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule/module/générateur PV, d'autres sont orientés vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite [53].

Les générateurs PV utilisent généralement des systèmes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) et les modules photovoltaïques fonctionnent généralement à leur puissance maximale. Dans cette section, nous voulons déterminer la puissance maximale que le module PV peut fournir sous un éclairement et une température donnés. Nous illustrons deux modèles, le premier type de modèle permet de déterminer les caractéristiques de courant-tension, à partir desquelles on peut déterminer la puissance maximale que le module peut fournir dans les conditions météorologiques données. Le second type de modèle nous fournit directement la puissance maximale, qui est théoriquement obtenue grâce au contrôle MPPT.

3.4.1 Modèle basé sur la caractéristique I-V

Il existe dans la littérature scientifique plusieurs articles sur la modélisation de la caractéristique I-V des modules PV. Le modèle à une diode (le plus couramment utilisé) [54]

fournit de bons résultats pour une difficulté de mise en équation moindre. Le schéma électrique équivalent de ce modèle est illustré dans la figure suivante :

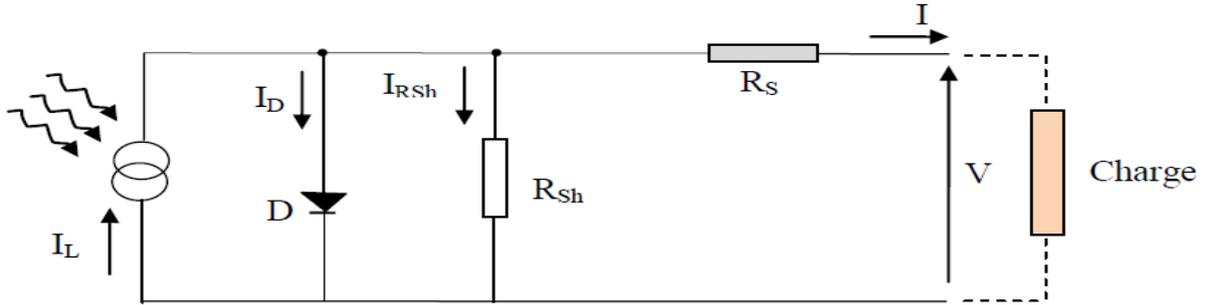


Figure 3. 1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

La relation entre le courant I et la tension V de module photovoltaïque est donnée par l'équation suivante [54] :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+IR_S}{mV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_{Sh}} \quad (3.1)$$

Où :

$$V_t = \frac{KT_c}{q} \quad (3.2)$$

Avec :

I_L : courant photogénéré, I_0 : courant de saturation. q : charge de l'électron. K : constante de Boltzmann. M : facture d'idéalité relatif au module. T_c : température de jonction de la diode. R_s : résistance série. R_{sh} : résistance shunt.

Avec : I_L photogénéré, I_0 courant de saturation, q charge de l'électron, K constante de Boltzmann, m facteur d'idéalité relatif au module, T_c température de jonction de la diode, R_s résistance série et R_{sh} résistance shunt.

Différents modèles permettant de déterminer les paramètres du modèle à une diode, existent dans la littérature. Ces modèles se différencient par la procédure et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la caractéristique courant-tension. Dans ce qui suit, nous aborderons l'étude et l'analyse de quelques modèles couramment utilisés.

3.4.1.1 Modèle à cinq paramètres

Ce modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction $I=f(I, V)$ (équation 3.1) à savoir : I_L , I_0 , R_s , R_{sh} , et m . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont : le courant de court-circuit, I_{sc} , la tension à circuit ouvert, V_{oc} , le courant, I_m et la tension, V_m au point de puissance maximale, P_m et les pentes au voisinage de V_{oc} et de I_{sc} [54].

$$R_{S0} = - \frac{dV}{dI (V=V_{oc})} \quad (3.3)$$

$$R_{Sh0} = - \frac{dV}{dI (I=I_{sc})} \quad (3.4)$$

$$R_S = \frac{R_{S0} \left(\frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 \right) + R_{Sh0} \left(1 - \frac{I_{sc} R_{S0}}{mV_t} \right)}{\frac{V_{oc} - I_{sc} R_{S0}}{mV_t}} \quad (3.5)$$

$$R_p = R_{Sh0} - R_S \quad (3.6)$$

$$m = \frac{V_m + I_m R_S - V_{oc}}{V_t \log \left[\frac{I_{sc} - I_m \left(1 + \frac{R_S}{R_p} \right) - \frac{V_m}{R_p}}{I_{sc} \left(1 + \frac{R_S}{R_p} \right) - \frac{V_{oc}}{R_p}} \right]} \quad (3.7)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_S}{R_p} \right) - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{mV_t} \right)} \quad (3.8)$$

$$I_L = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{mV_t} \right) - 1 \right] + \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (3.9)$$

3.4.1.2 Modèle à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres découle de celui à cinq paramètres en faisant tendre R_{sh} vers l'infini (∞). Les paramètres du modèle sont donc : I_L , I_0 , R_S et m et son équation est donnée par [54].

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{mV_t} \right) - 1 \right] \quad (3.10)$$

$$I_L = I_{sc} \quad (3.11)$$

$$\text{On pose : } A = \frac{1}{mV_t}$$

$$A = \frac{\left[\frac{I_{sc}}{I_{sc} - I_{mp}} \right] + \log \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right)}{2V_{mp} - V_{oc}} \quad (3.12)$$

$$R_S = \frac{\frac{1}{A} \log \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (3.13)$$

$$I_0 = I_{sc} * \exp(-A * V_{oc}) \quad (3.14)$$

$$m = \frac{1}{A * V_t} \quad (3.15)$$

3.4.1.3 Modèle explicité :

Ce modèle nécessite les données de quatre paramètres à savoir : le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension à circuit ouvert (V_{oc}), le courant maximal (I_m) et la tension maximale (V_m). La relation liant le courant I avec la tension V est donnée par [54]:

$$I = I_{sc} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V}{C_2 * V_{oc}} \right) - 1 \right) \right] \quad (3.16)$$

Avec :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp \left(\frac{-Vm}{C_2 * V_{oc}} \right) \quad (3.17)$$

$$C_2 = \frac{\frac{Vm}{V_{oc}} - 1}{\log \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right)} \quad (3.18)$$

3.4.1.4 Modèle simplifié

On considère les hypothèses simplificatrices suivantes :

- R_{sh} tend vers l'infinie (∞) : $\frac{V_{oc}}{R_{sh}} \ll I_{sc}$
- $I_L = I_{sc}$
- $\exp \left(\frac{V + I R_s}{m V_t} \right) \gg 1$
- $m = \text{constante}$ ($1 \leq m \leq 1.3$)

Condition de courts circuit :

$$I_0 = I_{sc} \exp \left(- \frac{V_{oc}}{V_t} \right) \quad (3.19)$$

L'équation de la caractéristique I-V devient :

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I * R_s}{V_t} \right) \right] \quad (3.20)$$

Avec :

$$FF_0 = \frac{V_{oc} - \log(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (3.21)$$

$$FF = \frac{I_m * V_m}{I_{sc} * V_{oc}} = FF_0 (1 - r_s) \quad (3.22)$$

Etant :

$$r_s = R_s \left(\frac{I_{sc}}{V_{oc}} \right) \quad (3.23)$$

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{m V_t} \quad (3.24)$$

3.4.1.5 Modèle à deux exponentielles

Le circuit équivalent du modèle à deux diodes est similaire à celui du modèle à une diode (Figure 3.1), la seule différence est l'utilisation d'une deuxième diode placée en parallèle avec la première afin de rendre le modèle plus représentatif du circuit équivalent [54].

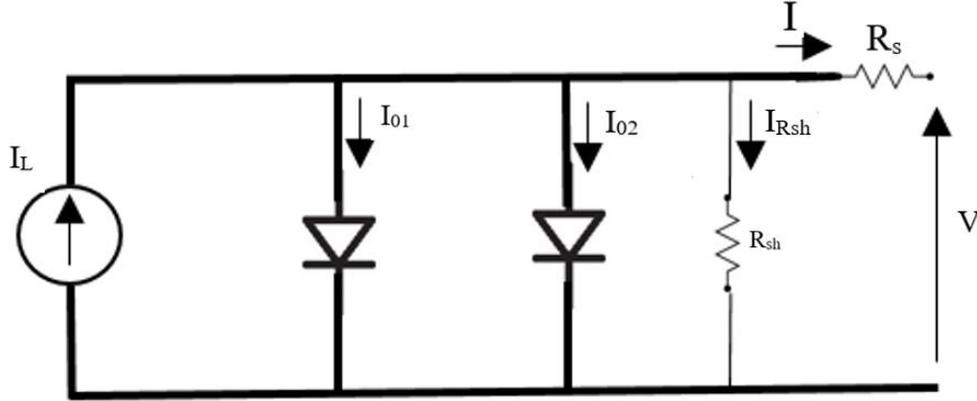


Figure 3. 2 : Circuit du modèle à deux diodes.

La caractéristique I-V de ce circuit est décrite par l'équation suivante:

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V+IR_S}{m_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V+IR_S}{m_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_{Sh}} \quad (3.25)$$

Avec :

$$I_L = I_{sc} \quad (3.26)$$

$$I_{01} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{V_t} \right)} \quad (3.27)$$

$$I_{02} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\exp \left(\frac{V_{oc}}{2V_t} \right)} \quad (3.28)$$

$m_1=1$ et $m_2=2$

R_s est obtenue en dérivant l'équation qui décrit la caractéristique I-V au point $V=V_{oc}$:

$$R_s = - \left[\frac{dV}{dI (V=V_{oc})} + \frac{1}{\left(X_{1v} + X_{2v} + \frac{1}{R_{sh}} \right)} \right] \quad (3.29)$$

Avec :

$$X_{1v} = \frac{qI_{01}}{KT} \exp \left(\frac{qV_{oc}}{KT} \right) \quad (3.30)$$

$$X_{2v} = \frac{qI_{02}}{2KT} \exp \left(\frac{qV_{oc}}{2KT} \right) \quad (3.31)$$

Et comme

$$\frac{1}{Rsh} \ll X_{1v} + X_{2v}$$

Donc :

$$Rs = - \left[\frac{dV}{dI (V=V_{oc})} + \frac{1}{(X_{1v} + X_{2v})} \right] \quad (3.32)$$

$$Rsh = - \frac{1}{\left[\frac{1}{\left(\frac{dV}{dI (I=I_{sc})} + Rs \right)} + X_{1i} + X_{2i} \right]} \quad (3.33)$$

$$X_{1i} = \frac{I_{01}}{Vt} \exp \left(\frac{I_{sc} * Rs}{Vt} \right) \quad (3.34)$$

$$X_{2i} = \frac{I_{02}}{2Vt} \exp \left(\frac{I_{sc} * Rs}{2Vt} \right) \quad (3.35)$$

3.4.2 Correction pour d'autres conditions de température et d'éclairement

Afin de convertir la caractéristique I-V donnée dans certaines conditions déterminées d'éclairement et de température en d'autres conditions différentes requises. La méthode est utilisée selon la norme CEI 981. Elle est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées sur les modules photovoltaïques au silicium cristallin seulement [54]. Avec cette méthode, la caractéristique courant-tension peut être corrigée par rapport aux valeurs choisies de température et éclairement :

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha_T (T_2 - T_1) \quad (3.36)$$

$$V_2 = V_1 + Rs(I_2 - I_1) - K_C I_2 (T_2 - T_1) + \beta_T (T_2 - T_1) \quad (3.37)$$

I_1, V_1 : Coordonnées d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur (A), (V)

I_2, V_2 : Coordonnées d'un point de la courbe corrigée (A), (V)

I_{sc} : Courant de court-circuit de la courbe de référence (A)

G_1 : Irradiation dans les conditions de mesure (W/m^2)

G_2 : Irradiation dans les conditions désirées (W/m^2)

T_1 : Température dans les conditions de mesure ($^{\circ}C$)

T_2 : Température dans les conditions désirées ($^{\circ}C$)

α_T : Coefficients de température du courant ($A/^{\circ}C$)

β_T : Coefficients de température de la tension ($V/^{\circ}C$)

K_C : Facteur de correction de la courbe ($0,00125 \Omega/^{\circ}C$)

3.4.3 Modèles de la puissance maximale

Généralement, dans les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et par conséquent les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Ceci explique pourquoi la puissance maximale du module/générateur photovoltaïque devient un point important dans la modélisation de ce composant du système. Pour cela plusieurs modèles ont été développés [53].

Dans ce qui suit nous présentons les plus utilisés :

3.4.3.1 Modèle de Chow

Chow et al. ont proposé un modèle de la puissance maximale basé sur le rendement. Il utilise les données météorologiques de l'irradiation solaire incidente sur le plan du module, G et de la température, ainsi que les paramètres relatifs au module PV fournis par le constructeur. L'expression mathématique du modèle est donnée par [53,54]:

$$P_m = \eta_e A G \tau g_{pr} [1 + \varphi_c (T_c - 25)] \quad (3.38)$$

P_m : puissance maximale produite.

T_c : température de fonctionnement du module PV.

φ_c : facteur de remplissage du module PV.

τg : transmissibilité effective du vitrage.

η_e : rendement de conversion électrique

3.4.3.2 Modèle de Fuentes :

Le modèle de Fuentes est donné par la relation suivante [54].

$$P_m = P_{max,réf} \left(\frac{G}{G_{réf}} \right) [1 - \gamma (T_c - 25)] \quad (3.39)$$

$P_{max,réf}$: Est la puissance de référence dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000W/m²)

T_c : étant la température de jonction des cellules exprimée en degrés Celsius (°C)

γ : Coefficient de variation du rendement en fonction de la température

3.4.3.3 Modèle de Huld

Le modèle de Huld est une version modifiée du modèle proposé par King et al. (1998, 2004). Dans ce modèle, la puissance maximale produite ne dépend que de la température du module T_c et de l'irradiation incidente sur le plan du module G [54].

$$P_m(G, T_c) = P_{réf} \frac{G}{G_{réf}} \eta_{rel}(G', T') \quad (3.40)$$

$P_{réf}$: La puissance du module dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m²)

η_{rel} : Rendement relatif instantané donné par :

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1[\log G'] + k_2 [\log G']^2 + T'(k_3 + k_4 [\log G'] + k_5 [\log G']^2) + k_6 T' \quad (3.41)$$

G' et T' sont des paramètres normalisés par rapport aux conditions standard.

$$G' = (G/G_{réf}) \quad \text{et} \quad T' = T_c - T_{c,réf} \quad (3.42)$$

Les coefficients k_i ($i=1,6$) seront déterminés par ajustement du modèle aux données expérimentales mesurées dans un ou plusieurs sites de test.

3.4.3.4 Modèle de Jie

Pour obtenir une corrélation du point de puissance maximale, Jie et al. ont proposé l'expression mathématique suivante [54] :

$$P_m = -8,6415 + 0,076128G + 1,02318G^2 + 0,20187T_c - 4,9886 \cdot 10^{-3}T_c^2 \quad (3.43)$$

Avec :

T_c est la température du module, exprimée en degrés Kelvin (K) et G est l'irradiation solaire incidente (W/m^2). La même forme peut être utilisée pour corréler la puissance maximale d'un module quelconque et ce, en ajustant les coefficients.

3.4.3.5 Modèle de Risser

L'expression suivante donne la corrélation établie par Risser et Fuentes, permettant de connaître la puissance maximale P_m aux bornes d'un module PV donné, et ce dans les conditions d'éclairement et de température considérées [54].

$$P_m = -0,4905 + ,050889G + 0,00753T_c - 0,000289GT_a \quad (3.44)$$

Où, T_c est la température de jonction des cellules PV, exprimée en degrés Celsius ($^{\circ}C$), T_a est la température ambiante et G est l'irradiation solaire incidente sur le plan du module.

3.4.3.6 Modèle de Rosell

En vue de déterminer la puissance maximale produite, dans des conditions réelles d'utilisation, de température et d'éclairement, Rosell et Ibanez ont proposé l'expression mathématique suivante [54] :

$$P_m = D_1G + D_2T_c + D_3 [\log G]^m + D_4T_c[\log G]^m \quad (3.45)$$

Où, T_c est la température de jonction des cellules PV, exprimée en degrés Celsius ($^{\circ}C$) et G est l'irradiation solaire (W/m^2) incidente sur le plan des modules. D_{1-4} et m sont des paramètres du modèle, à déterminer.

3.4.4 Modèle de la température de jonction du module PV

La température de jonction de la cellule/module photovoltaïque T_c est déterminée à partir de la température ambiante T_a , et de l'irradiation solaire incidente sur la surface du module PV. Ces deux paramètres externes, influent sensiblement sur la caractéristique I-V du module PV.

En plus de ces deux paramètres externes, le modèle choisi, utilise le NOCT, appelé la température nominale des cellules en opération. Le NOCT dépend du type de modules PV

considérés. La température de jonction de la cellule solaire T_c est donnée par la relation suivante [54] :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} G \quad (3.46)$$

Avec :

T_a : températures ambiante (°C)

T_c : température de jonction de la cellule PV (°C)

G : irradiation solaire incidente sur le plan du module (W/m^2)

NOCT : température nominale des cellules en opération (dépend du type de modules PV)

3.5 Modélisation du générateur diesel

Le générateur diesel est constitué d'un moteur thermique couplé mécaniquement à un alternateur synchrone, à partir de la combustion d'un carburant il fournit de l'énergie électrique avec une onde sinusoïdale d'amplitude et fréquence constantes.

La modélisation d'un tel système repose principalement sur sa consommation en carburant (horaire ou spécifique) qui est liée à la puissance électrique suivant différents modèles à savoir :

3.5.1 Modèle linéaire

La consommation en carburant est supposée croître linéairement avec la puissance utile demandée par la charge et peut être exprimée comme suit [55] :

$$q_{DG}(t) = a \cdot P_{DG}(t) + b \cdot P_{DG.nom} \quad (3.47)$$

Où :

$q_{DG}(t)$ [l/h] est la consommation horaire en carburant

a et b [l/kWh] sont des constantes caractéristiques du générateur diesel

$P_{GD}(t)$ [kW] est la puissance générée par le générateur diesel à un instant t

$P_{GD.nom}$ [kW] est la puissance nominale du générateur diesel.

Les puissances sont définies par :

$$P_{GD}(t) = \sqrt{3} I_{GD}(t) \cdot U_{GD.nom} \cdot \cos(\varphi) \quad (3.48)$$

$$P_{GD.nom}(t) = \sqrt{3} I_{GD.max}(t) \cdot U_{GD.nom} \cdot \cos(\varphi) \quad (3.49)$$

$U_{GD.nom}$ et $\cos(\varphi)$ sont respectivement la tension nominale et le facteur de puissance du générateur Diesel.

$I_{GD}(t)$ [A] est le courant fourni par le générateur diesel à un instant t est donné par la formule suivante [56] :

$$I_{GD}(t) = I_{GD.max} \cdot x_{GD}(t) \quad (3.50)$$

$I_{GD.max}$ Intensité maximale du générateur diesel,

$x_{GD}(t)$: le taux de charge (exprimée en pourcentage de sa puissance nominale) à un instant t .

Pour un nombre n_{GD} de générateurs :

Le courant total généré à un instant t est donné par :

$$I_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{DG}} I_{GD_i.max} \cdot x_{GD_i}(t) \cdot \varepsilon_i(t) \quad (3.51)$$

$\varepsilon_i(t)$: traduit l'état d'arrêt ou de marche de générateur i à un instant t ($\varepsilon_i(t)=1$ si générateur est en marche et $\varepsilon_i(t)=0$ si générateur est en arrêt).

Les puissances s'expriment par :

$$P_{GD}(t) = \sqrt{3} \sum_{i=1}^{n_{DG}} I_{GD_i.max} * x_{GD_i}(t) * U_{GD_i.nom} * \cos(\varphi) * \varepsilon_i(t) \quad (3.52)$$

$$P_{GD.nom}(t) = \sqrt{3} \sum_{i=1}^{n_{DG}} I_{GD_i.max} * U_{GD_i.nom} * \cos(\varphi) * \varepsilon_i(t) \quad (3.53)$$

Donc à un instant t , la consommation en carburant des générateurs diesel est donnée par :

$$q_{DG}(t) = \sqrt{3} * \cos(\varphi) \sum_{i=1}^{n_{DG}} I_{GD_i.max} * U_{GD_i.nom} * (a \cdot x_{GD_i}(t) + b) * \varepsilon_i(t) \quad (3.54)$$

3.5.2 Modèle polynomial

La consommation du générateur est exprimée en fonction de la puissance par l'expression suivante [57] :

$$q_{DG} = \alpha * P_{DG}^2 + \beta * P_{DG} + \lambda \quad (3.55)$$

Avec :

q_{DG} : la consommation horaire en carburant,

P_{DG} : la puissance à la sortie du générateur diesel,

α , β et λ : sont des constantes liée au générateur.

On note que la constante ' α ' est généralement tends vers 0 (l'ordre de 10^{-5})

3.6 Les composants d'un système hybride PV-Diesel sans stockage

Toute architecture de systèmes hybrides d'énergie mise au point dépend de nombreux éléments technologiques, géographiques et même socio-économiques. Les facteurs les plus déterminants sont la disponibilité des ressources énergétiques, les types de charges, le profil de

consommation, la taille du site et la technologie choisie. Et donc notre étude est basée sur un système hybride PV-Diesel sans stockage pour une alimentation à grande échelle.

Les systèmes hybrides sont composés d'éléments spécifiques à l'énergie solaire et au groupe Diesel [53] :

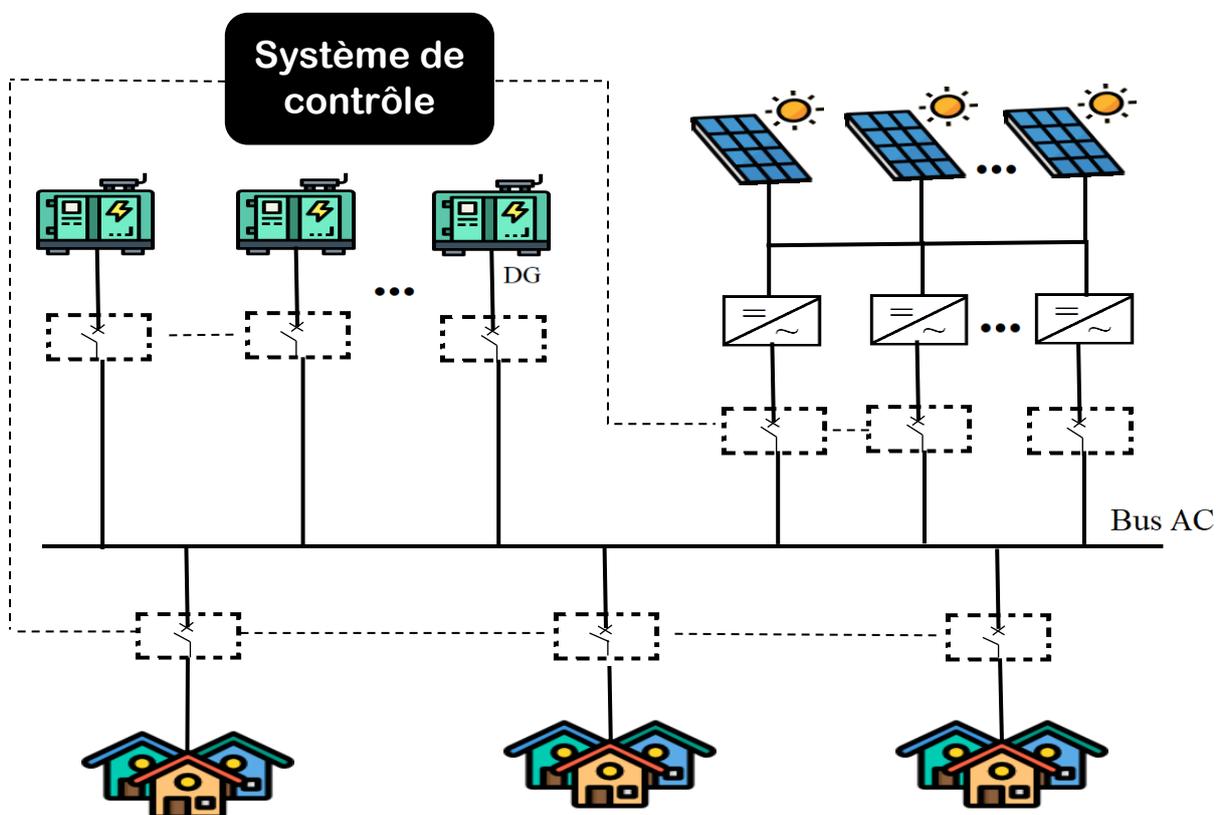


Figure 3.3: architecture des systèmes PV-Diesel sans batterie de stockage

3.6.1 Modules photovoltaïques

Ils bénéficient d'une longue durée de vie, plus de 20 ans, et d'un faible besoin de maintenance (nettoyage). Cependant, leur efficacité diminue avec le temps, avec une perte de capacité moyenne d'environ 0.5% par an. Actuellement, les principaux constructeurs garantissent une baisse de puissance maximale de l'ordre de 20% sur 20 ou 25 ans [53].

3.6.2 Système de gestion de l'énergie

Il se compose d'un ou plusieurs onduleurs et régulateurs, qui peuvent contrôler la tension et la fréquence du réseau, convertir le courant continu du champ photovoltaïque en courant alternatif, La durée de vie de l'onduleur peut dépasser dix ans [53]. Dans les régions isolées ou dans des pays où leurs fournisseurs professionnels n'ont pas de base commerciale, le remplacement d'un onduleur défaillant peut se révéler complexe. Par conséquent, les risques associés à une panne de l'onduleur doivent être pris en compte.

3.6.3 Groupe électrogène

Il doit assurer l'intégralité de la production électrique en cas de défaillance de l'onduleur ou de trop faible apport solaire sur une période prolongée. Ainsi, il est dimensionné pour répondre à la pointe de la courbe de charge, majorée d'un coefficient de sécurité.

3.7 Conclusion

Après avoir présenté l'intérêt de l'hybridation des centrales diesel, nous avons établi le choix de la structure qui convient à notre SHPE pour enfin citer les différents modèles provenant de la littérature scientifique, exprimant la puissance générée par les panneaux PV et la quantité de carburant consommée par le générateur diesel, ces modélisations sont faite dans le but de réaliser une simulation afin de valider la stratégie qui serait élaboré dans le chapitre suivant. Pour les besoins de notre simulation nous avons choisi le modèle de puissance maximale « modèle de Fuentes » pour le calcul de la puissance de sortie du générateur PV et le modèle linéaire pour l'estimation de la consommation en carburant des groupes électrogènes.

Chapitre 04 :

Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/Diesel

4 Chapitre 04 : Dimensionnement et optimisation du système hybride PV/Diesel.

4.1 Introduction

Il ressort que l'orientation vers les systèmes hybrides est plus nécessaire à nos jours. En revanche, les projets ou les systèmes de production d'énergies renouvelables et/ou conventionnelles sont confrontés à de multiples barrières (techniques, institutionnelles, socioculturelles et financières) qui entravent leur développement. Les coûts d'investissement élevés des systèmes d'énergies renouvelables, le recours constant à des subventions, à des dons ou à toutes autres formes d'aide quelconque et la conjoncture économique difficile de plusieurs régions sont autant d'éléments qui ne favorisent pas la réalisation des projets de production d'énergie.

L'objectif de ce chapitre est de présenter des stratégies de fonctionnement optimal d'un système hybride PV-Diesel sans batterie avec et sans charges auxiliaires, ainsi le fonctionnement des générateurs diesels sans hybridation. On note que les charges auxiliaires sont des charges qui peuvent être délestées ou alimentées à n'importe quel moment de la journée sans aucun impact négatif réel. Exemple d'une station de pompage d'eau, d'un système de purification d'eau, d'un système d'irrigation, d'un concasseur.

4.2 Stratégies :

4.2.1 Diesel uniquement

4.2.1.1 Cas d'un seul générateur

Dans ce cas, le groupe électrogène unique est dimensionné de manière à faire correspondre sa puissance nominale au pic de puissance de la charge. Celui-ci est autorisé à fonctionner de P_{MIN} à P_{MAX} . La valeur de P_{MIN} peut être choisie dans une plage allant de 0 % à 50 % de P_{MAX} . Il faut définir P_{MIN} et P_{MAX} .

Si P_{MIN} est différent de zéro et que la puissance de la charge est inférieure à ce minimum, certaines mesures correctives doivent être prises en considération selon les recommandations des fabricants des groupes électrogènes. Pour les besoins de la simulation on peut soit, de permettre au générateur de fonctionner au-dessous de P_{MIN} , ou bien de connecter une charge auxiliaire pour assurer le fonctionnement du groupe électrogène à P_{MIN} . Par conséquent, une puissance de décharge variable égale à $(P_{MIN}-P_L)$ est connectée chaque fois que $P_L < P_{MIN}$.

4.2.1.2 Cas de plusieurs générateurs identiques

Le fonctionnement de plusieurs GE en parallèle est contrôlé par deux stratégies communes : « ON/OFF » et « Optimal » qui permettent la déconnexion/reconnexion de groupe électrogènes individuels et ce, pour répondre à la demande de charge tout en tenant compte de la réserve tournante requise. La réserve tournante, qui est spécifiée comme un pourcentage de la demande de charge présente, indique l'excédent de puissance qui pourrait être fourni immédiatement par les groupes électrogènes en cas d'augmentation soudaine de la demande de charge. Ainsi, la déconnexion des groupes électrogènes n'est permise que si la puissance nominale agrégée de celles qui restent en service est égale ou supérieure à la réserve tournante requise.

Dans la stratégie ON/OFF, les groupes électrogènes en fonctionnement se partagent la puissance de la charge de manière équitable. Le contrôleur du système démarre/arrête les groupes électrogènes lorsque la puissance de la charge dépasse un certain pourcentage de la puissance nominale totale, généralement appelé "point de consigne". Le nombre de points de

consigne est égal au nombre de groupes électrogènes du système moins un, c-à-d ($N_{DG} - 1$). Par exemple, pour un système avec deux groupes électrogènes, il n'y a qu'un point de consigne à 50 %. Pour trois groupes, deux points de consigne à 33% (1/3) et 67% (2/3), etc. et ainsi de suite. Le démarrage et l'arrêt des groupes électrogènes ne sont pas effectués exactement aux points de consigne, mais dans une bande d'hystérésis autour de ceux-ci.

La stratégie « optimal » vise à garantir à tout instant, un fonctionnement optimal des ($N_{DG}-1$) en fonctionnement et ce, pour minimiser au mieux la consommation en carburant. Ce point de puissance optimal se situe souvent autour de 80 % de la puissance nominale, mais toute d'autres valeurs peuvent être choisies. Dans ce qui suit, on va s'intéresser à l'algorithme de contrôle optimal. Cet algorithme comprend les étapes suivantes :

- A. Le premier calcul consiste à déterminer le nombre requis de groupes électrogènes en service, N_{GEN} :
- $$N_{GEN} = \max\left(\frac{P_L}{P_{OPT}}\right) \quad (4.1)$$

Avec : N_{GEN} : nombre requis de groupes électrogènes.

P_L : puissance de charge.

P_{OPT} : puissance optimale des générateurs.

- B. Dans le premier scénario, si un seul groupe électrogène est requis en fonctionnement ($N_{GEN}=1$ ou $P_L \leq P_{OPT}$), dans ce cas, son fonctionnement est celui décrit précédemment.
- C. Dans le cas où plus d'un groupe qui rentrent en fonctionnement, on envisage deux cas possibles :

- a. Soit $P_{OPT} < P_L \leq [N_{GEN,Total} * P_{OPT}]$

Dans ce cas ($N_{GEN}-1$), les groupes électrogènes peuvent fonctionner à P_{OPT} , et un groupe électrogène non équilibré fonctionne à la puissance de : $[P_L - P_{OPT} * (N_{GEN}-1)]$.

- b. Ou $[N_{GEN,Total} * P_{OPT}] < P_L \leq [N_{GEN,Total} * P_{MAX}]$

Dans ce cas, la puissance de la charge est supérieure à l'addition des puissances optimales, mais inférieure à la puissance maximale du système. Ici, nous pouvons distinguer deux sous cas.

- Tout d'abord, si le surplus $[P_L - P_{OPT} * N_{GEN,Total}]$ ne dépasse pas la puissance maximale P_{MAX} d'un seul groupe électrogène, $[N_{GEN,Total}-1]$ groupes électrogènes peuvent toujours fonctionner au P_{OPT} , et le groupe électrogène déséquilibré fonctionne à $[P_L - P_{OPT}(N_{GEN}-1)]$, qui se situe dans sa gamme de puissance allant de P_{OPT} à P_{MAX} .
- Deuxièmement, si le groupe électrogène non équilibré atteint sa puissance maximale P_{MAX} , et que la charge augmente dans cette situation, le groupe électrogène équilibré doit augmenter sa puissance au-delà de P_{OPT} et partager la même puissance. Ce qui est égal à :

$$\frac{(P_L - P_{max})}{N_{GEN} - 1}$$

4.2.1.3 Cas de plusieurs générateurs non identiques

✓ Situation sans charge auxiliaire

Le but d'utiliser des générateurs non identiques est d'approcher le fonctionnement de maximum de générateurs à leurs puissances optimales P_{opt} . Ceci est accompli, en comparant à chaque instant la puissance de charge P_L à la puissance qui peut être produite par les générateurs afin de choisir la meilleure combinaison possible. Notant, que le nombre des combinaisons est ($2^{N_{Gen}} - 1$). On cherche à faire fonctionner les générateurs de puissances les plus petites à leurs puissances optimales, ainsi que le groupe électrogène non équilibré à $[P_L - \sum_{j=1}^{N_{Gen}-1} P_{jopt}]$.

On définit les puissances des groupes comme suit :

P_p : Puissance d'un petit générateur

P_m : Puissance d'un générateur moyen

P_g : Puissance d'un grand générateur

Plusieurs scénarios de fonctionnement sont énumérés dans ce cas, à savoir :

- A. $P_L < P_{popt}$
Le petit générateur est le générateur déséquilibré et il fonctionne à P_L
 - B. $P_{popt} < P_L < P_{mopt}$
Le petit générateur s'arrête et le générateur moyen fonctionne à P_L
 - C. $P_{mopt} < P_L < P_{popt} + P_{mopt}$
Dans ce cas le petit générateur fonctionne à sa puissance optimale et le générateur de moyenne puissance à $[P_L - P_{popt}]$
 - D. $P_{popt} + P_{mopt} < P_L < P_{gopt}$
Uniquement le grand générateur qui fonctionne et à P_L
 - E. $P_{gopt} < P_L < P_{gopt} + P_{popt}$
Le grand générateur fonctionne à sa puissance optimale et le petit à $[P_L - P_{gopt}]$
 - F. $P_{gopt} + P_{popt} < P_L < P_{gopt} + P_{mopt}$
Le grand générateur fonctionne à sa puissance optimale et le moyen à $[P_L - P_{gopt}]$
 - G. $P_{gopt} + P_{mopt} < P_L < P_{gopt} + P_{mopt} + P_{popt}$
Les deux générateurs avec la puissance élevés fonctionnent à leurs puissances optimale et le petit à $[P_L - P_{gopt} - P_{mopt}]$
- ✓ **Situation avec charge auxiliaire**

La charge auxiliaire dans ce cas, comme précédemment, permet le fonctionnement des générateurs au-dessus de leurs puissances minimales, et donc la puissance totale qui sera produite par les générateurs doit satisfaire la charge principale et la charge auxiliaire. Dans ce cas la comparaison se fait à chaque fois pour la puissance minimale des générateurs et pour les puissances optimales.

Cas de trois générateurs non identiques avec une charge auxiliaire

Plusieurs scénarios de fonctionnement sont énumérés ci-dessous :

- A. Dans le premier scénario, il est question de comparer la puissance demandée par la charge avec la puissance minimale du petit générateur : $P_L < P_{pmin}$.
Dans ce cas, le petit générateur fonctionne à sa puissance nominale, et la charge auxiliaire, aura une puissance égale à : $[P_L - P_{pmin}]$
- B. Puis, on passe à la comparaison de la puissance de la charge avec la puissance optimale du petit générateur :
 $P_{pmin} < P_L < P_{popt}$
Dans ce cas le petit générateur est considéré comme générateur déséquilibré. A cet effet, il fonctionne à P_L .

C. $P_L - P_{popt} < P_{mmin}$

Dans ce scénario, le petit générateur fonctionne à sa puissance optimale, le générateur moyen est à sa puissance minimale, la charge auxiliaire sera alimentée avec une puissance égale à : $P_L - P_{popt} + P_{mmin}$

D. $P_{mmin} < P_L - P_{popt} < P_{mopt}$

Dans ce cas, le petit générateur fonctionne toujours à sa puissance optimale et le générateur moyen est considéré comme générateur déséquilibré. Il fonctionne à une puissance égale à : $[P_L - P_{popt}]$

E. $P_{mopt} + P_{popt} < P_L < P_{gmin}$

Dans ce cas, les deux générateurs précédents s'arrêtent ~~éteignent~~, le grand générateur fonctionne à sa puissance minimale, et on alimente la charge auxiliaire de façon à avoir l'équilibre de puissances suivant : $P_L + P_{aux} = P_{gmin}$

F. $P_{gmin} < P_L < P_{gopt}$

Le grand générateur sera l'unique générateur fonctionnant à P_L

G. $P_{gopt} < P_L < P_{gopt} + P_{pmin}$

Dans ce cas, le grand générateur produit une puissance égale à sa puissance optimale et le petit générateur fonctionne à sa puissance minimale. La charge auxiliaire, aura une puissance égale à : $P_{aux} = P_L - P_{gopt} - P_{pmin}$

H. $P_{gopt} + P_{pmin} < P_L < P_{gopt} + P_{popt}$

Le grand générateur est fixé à sa puissance optimale et le petit sera considéré comme le générateur déséquilibré. Il fonctionne une puissance égale à $[P_L - P_{gopt}]$

I. $P_{gopt} + P_{popt} < P_L < P_{gopt} + P_{mmin}$

Dans ce cas, le grand générateur est toujours à sa puissance optimale, le générateur moyen fonctionne à sa puissance minimale et la charge axillaire sera alimentée par une puissance égale à : $P_{aux} = P_L - P_{gopt} - P_{mmin}$

J. $P_{gopt} + P_{mmin} < P_L < P_{gopt} + P_{mopt}$

Le grand générateur maintien sa puissance optimale et le générateur moyen sera considéré comme le générateur déséquilibré qui doit fonctionner à $[P_L - P_{gopt}]$

K. $P_{gopt} + P_{mopt} < P_L < P_{gopt} + P_{mopt} + P_{pmin}$

Le grand générateur et le moyen doivent fonctionner à leurs puissances optimales P_{gopt} et P_{mopt} respectivement et le petit générateur à sa puissance minimale. Dans ce cas, la charge axillaire aura une puissance égale à : $[P_L - P_{gopt} - P_{mopt} - P_{pmin}]$

L. $P_{gopt} + P_{mopt} + P_{pmin} < P_L < P_{gopt} + P_{mopt} + P_{popt}$

Dans ce dernier cas, les deux grands générateurs fonctionnent à leurs puissances optimales et le plus petit sera le générateur déséquilibré, il fonctionne à $[P_L - P_{gopt} - P_{mopt}]$

Remarque :

On choisit les générateurs de façon que la somme de leurs puissances optimales soit plus grande que le pic de puissance de la charge.

Si la charge est plus grande à la somme des puissances optimales de tous les générateurs on peut permettre le fonctionnement de l'un des générateurs au-dessus de sa puissance optimale.

4.2.2 Hybridation Photovoltaïque-Diesel

4.2.2.1 PV-Diesel (un seul générateur)

Le générateur diesel doit fournir la charge nette, qui est définie comme la différence entre la demande de la charge et la puissance PV générée : $P_{NET} = P_L - P_{PV}$. De toute évidence, l'énergie PV générée réduit la consommation de carburant et les niveaux de puissance auxquels le groupe électrogène fonctionne. Ici, nous pouvons distinguer deux cas selon la demande de la charge.

- Premièrement, si $P_L < P_{MIN}$, la puissance PV est délestée pour éviter le fonctionnement du groupe électrogène en dessous de ce seuil.
- Deuxièmement, si $P_L > P_{MIN}$, l'équation précédente s'applique à condition que $P_{NET} \geq P_{MIN}$.

Si $P_{NET} < P_{MIN}$, la puissance PV est réduite pour assurer qu'au moins $P_{NET} = P_{MIN}$ et ce, pour éviter un fonctionnement du groupe électrogène en dessous de ce minimum.

4.2.2.2 PV-Diesel (Des générateurs identiques)

Les groupes électrogènes partagent la charge nette, P_{NET} , comme décrit dans la section « Diesel seulement : (plusieurs groupes électrogène) » et ce, en remplaçant P_L par P_{NET} . En outre, si la puissance PV générée P_{PV} , entraîne un fonctionnement du groupe électrogène en dessous de P_{MIN} , la puissance PV est limitée afin de ramener le groupe à génératrice fonctionne avec une puissance minimale égale à P_{MIN} .

L'absence d'une charge auxiliaire exige la permission du générateur non équilibré à fonctionner au-dessous de sa puissance minimale

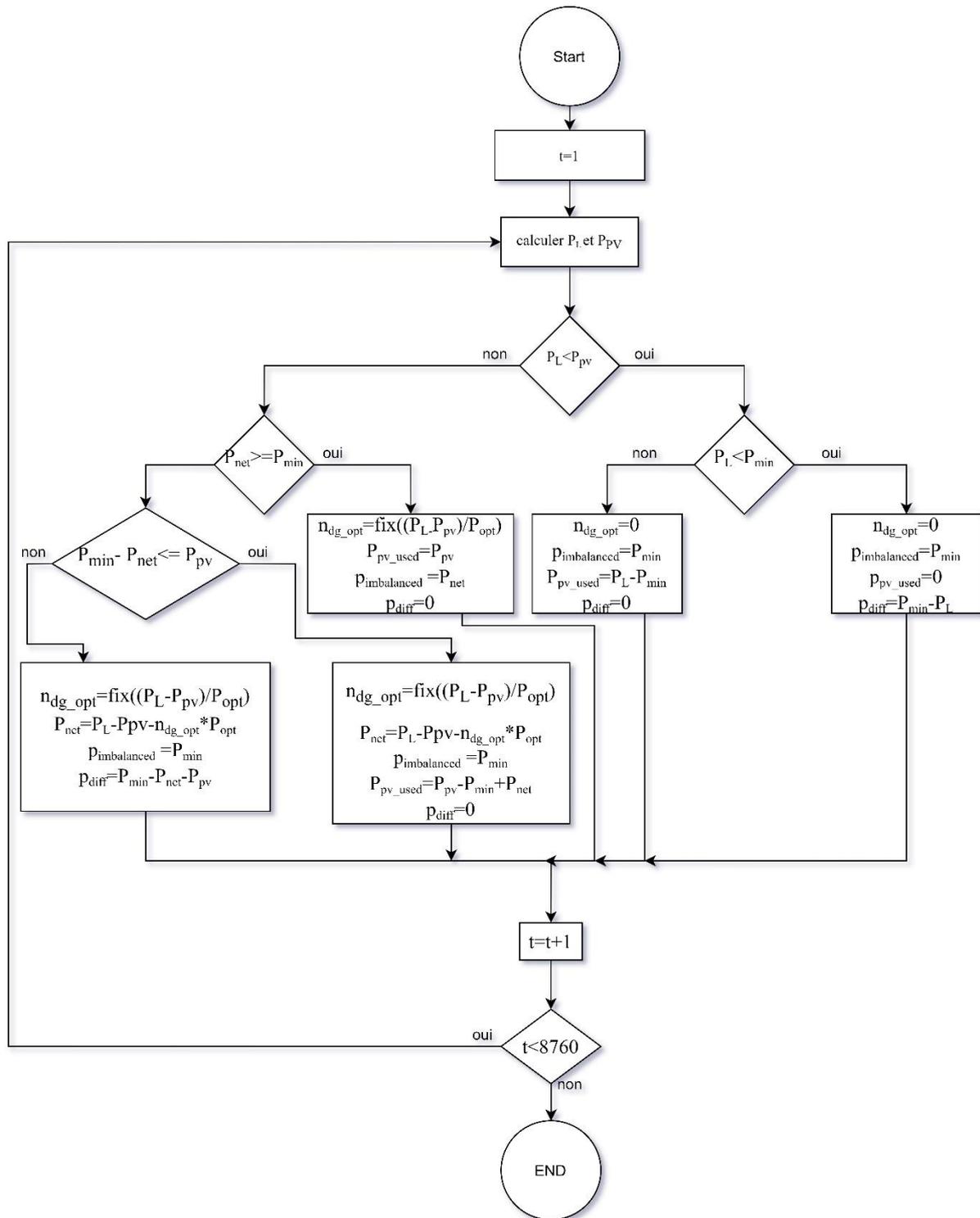


Figure 4. 1 : Algorithme de simulation d'un système hybride PV-Diesel avec des générateurs identiques avec une charge auxiliaire

4.2.2.3 PV-Diesel (3 générateurs non identique)

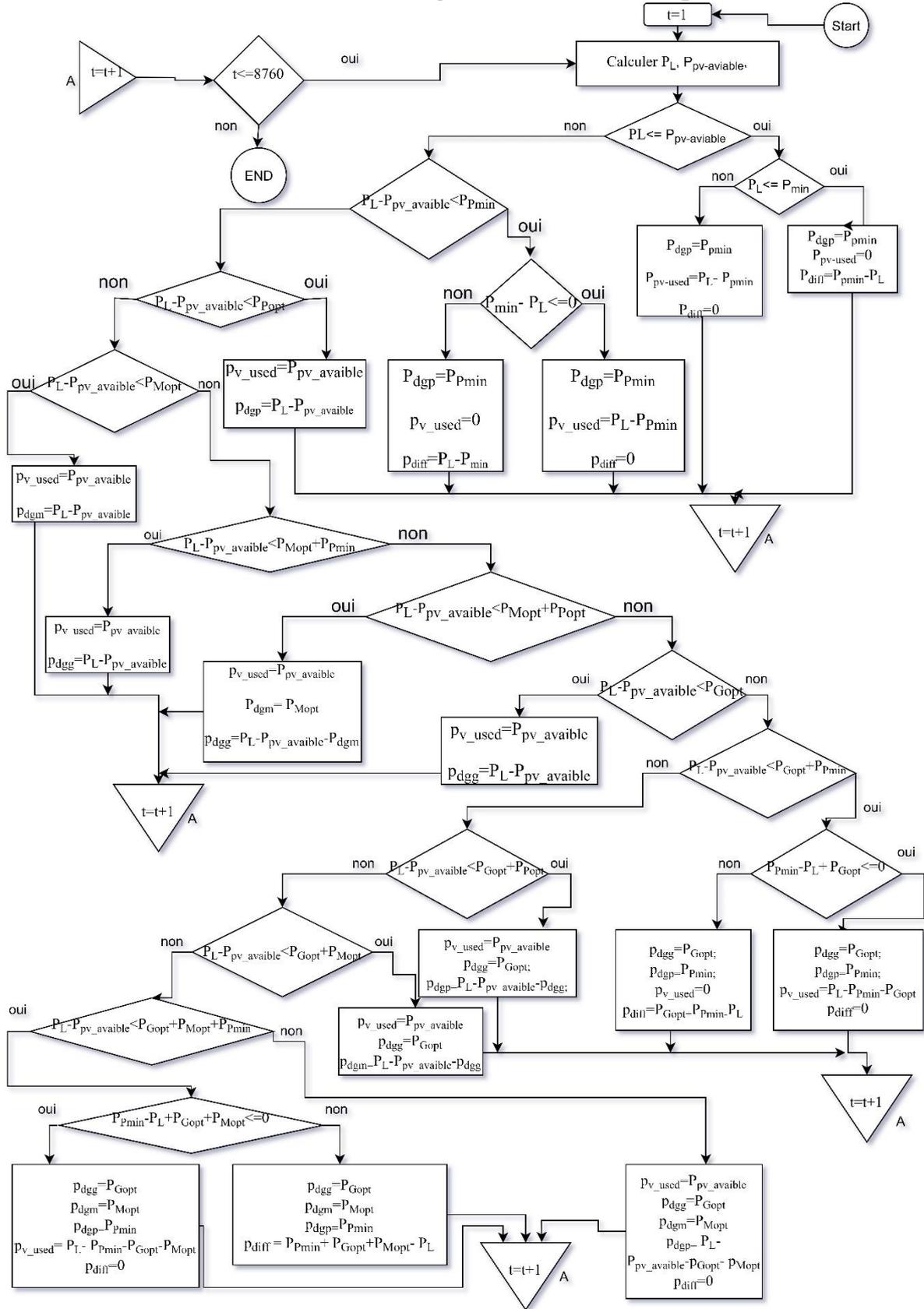


Figure 4. 2 : Algorithme de simulation d'un système hybride PV-Diesel avec trois générateurs non identiques avec une charge auxiliaire

4.3 Modélisation des différents coûts

4.3.1 Coût d'investissement

Pour chacun des trois composants du système, (champ PV, onduleurs et générateurs Diesel), le coût spécifique d'investissement (€/kW) est exprimé en fonction de la puissance du composant (en kW) et ce, par la relation [31]:

$$C_{I,j} = a_j P_j^{-b_j} (\text{€/kW}) \quad (4.2)$$

Où a_j et b_j sont deux constantes positives obtenues de l'analyse statique des coûts observés sur le marché du lieu d'étude. Ces constantes sont aussi disponibles dans la littérature ou dans les bases de données commerciales. Pour chacun des composants, ces coûts d'investissement intègrent les coûts éventuels d'installation et de transport des équipements [31].

Le coût d'investissement total du système est donc obtenu par l'expression suivante :

$$C_I = N_{PV} a_{PV} (P_{STC})^{1-b_{PV}} + N_{Ond} a_{Ond} (P_{Ond})^{1-b_{Ond}} + N_{GEN,Total} a_D (P_{DG.nom})^{1-b_D} \quad (4.3)$$

4.3.2 Coûts de maintenance

4.3.2.1 Système solaire (panneaux PV + onduleurs)

Le coût de maintenance du système solaire correspond au nettoyage des panneaux photovoltaïques, à la maintenance de l'environnement (désherbage, etc.) et aux coûts de supervision des appareils électroniques. Ce coût de maintenance est généralement pris égal à des pourcentages m_{PV} et m_{Ond} du coût d'investissement annualisé sur la durée de vie du projet [31]:

$$C_{M,PV} = (m_{solair} * C_{I,PV} + m_{Ond} C_{I,Ond}) UCR_f(e, n) \quad (4.4)$$

Où représente le facteur « Uniform Capital Recovery » donnée par [31] :

$$UCR_f(e, n) = \frac{e(1+e)^n}{((1+e)^n - 1)} \quad (4.5)$$

e : taux d'actualisation (%)

n : durée de vie du projet (an)

4.3.2.2 Les générateurs Diesel

En plus de l'entretien général (vidange, changement d'eau de refroidissement et des filtres à huile), les points de maintenance les plus sensible sur les générateurs diesel sont les démarreurs à cause des multiples arrêts/marches. Les coûts induits par tous ces points de maintenance peuvent s'exprimer en fonction de leur temps de fonctionnement. Le coût annuel de maintenance total s'écrit [31]:

$$C_{M,D} = \sum_{j=1}^{N_{GEN,Total}} m_{DG} T_j \quad (4.6)$$

T_j étant le temps de fonctionnement annuel de chaque générateur Diesel.

4.3.3 Coûts de fonctionnement

Dans le système hybride PV/Diesel, seuls les générateurs Diesel engendrent des coûts de fonctionnement. Ces coûts sont liés à la consommation horaire en carburant $q_{DG}(t)$. Le coût de fonctionnement annuel s'exprime par [31] :

$$C_{f,D} = \sum_{j=1}^{N_{GEN,Total}} \sum_{t=1}^{8760} c_f q_{DG}(t) \quad (4.7)$$

Où c_f représente le coût du carburant (€/l).

4.3.4 Coût de remplacement

Le coût de remplacement est lié à la durée de vie des onduleurs ainsi des générateurs diesels, on note que pour les générateurs la durée de leurs vies est en fonctionne de nombre d'heures de leurs fonctionnements, par contre la durée de vie des onduleurs est donnée par le constructeur. Sinon pour les panneaux photovoltaïques on note que leur durée de vie est égale à la durée du projet donc ils ne nécessitent pas un coût de remplacement. Donc le coût de remplacement est donné par :

Le coût de remplacement est lié à la durée de vie des composants à remplacer, les remplacements donc apparaissent d'une manière périodique. En supposant que la même technologie est acquise lorsqu'il y a remplacement, le coût de remplacement peut être estimé égal au coût d'investissement [31].

$$C_{R,j} = US_{f,j}(i, e, N_{Remp,j}) C_{I,j} \quad (4.8)$$

4.4 Evaluation des critères économiques

4.4.1 Life Cycle Cost (LCC)

Le LCC s'écrit [31] :

$$LCC = C_I + US_f(i, e, n)[C_M + C_f] + \sum_k C_{R,k} \quad (4.9)$$

Où C_I , C_M , C_f et C_R représentent respectivement les coûts d'investissement, de maintenance, de fonctionnement de remplacement. Toute ces quantités sont exprimées par € par an.

Avec :

US_f Représente le facteur série uniforme valeur actuelle « uniforme series present worth » exprimé tel que [31] :

$$US_f(i, e, n) = \sum_{j=1}^n \left(\frac{1+i}{1+e} \right)^j \quad (4.10)$$

Où e et i sont respectivement le taux d'actualisation nominale et le taux d'inflation (tous en %). n étant la durée du projet donnée en année.

$$US_{f,k}(i, e, N_{Remp,k}) = \sum_{j=1}^{N_{Remp,k}} \left(\frac{1+i}{1+e} \right)^{j*\ell_k} \quad (4.11)$$

Où $N_{Remp,k}$ représente le nombre de fois de remplacement du composant k ;
 ℓ_k sa durée de vie (ans).

$$N_{Remp,k} = \left[\frac{n}{\ell_k} \right] \quad (4.12)$$

Pour le cas d'un générateur diesel la durée de vie h_{DG} est donnée en heure, d'où ℓ_{DG} est exprimé par la relation suivante :

$$\ell_{DG,j} = \frac{h_{DG,j}}{T_j} \quad (4.13)$$

Notons que les durées de vie des composants sont connues (données par les fabricants).

4.4.2 Le LCOE

Le cout moyen actualisé de l'énergie (LCOE) sera défini par [31] :

$$LCOE = \frac{LCC}{US_f(i, e, n) * \sum_{t=1}^{8760} P_{L,t}} \quad (4.14)$$

Où $\sum_{t=1}^{8760} P_{L,t}$ est la quantité d'électricité produite par an (kWh/an)

4.5 Estimation des émissions CO₂

L'un des inconvénients des micro-réseaux alimentés par des générateurs diesel on trouve les émissions CO₂ dues à la fabrication de ces groupes et à la combustion du carburant lors de leur fonctionnement. Toutefois, les panneaux photovoltaïques peuvent aussi être émetteurs de CO₂ en raison de leur processus de fabrication nécessitant une importante énergie et des technologies avancées. Ainsi nous nous intéressons à quantifier le CO₂ provenant de chacune des sources d'énergie constituant notre système hybride, et cela en nous basant sur des modèles trouvées la littérature.

4.5.1 Générateurs Diesel

La quantité du CO₂ émis par les générateur diesels provient principalement de leur installation et de la combustion de carburant, sa quantité en g peut être exprimée comme suit [58] :

$$CO_{2e}^{DG,inst} = \sum_{j=1}^{N_{GEN,Total}} \delta^{DG,inst} (N_{Remp,j} + 1) P_{DG,nom,j} \quad (4.15)$$

$$CO_{2e}^{diesel} = \sum_{t=1}^{8760} \delta^{diesel} q_{DG}(t) \quad (4.16)$$

$$CO_{2e}^{DG} = CO_{2e}^{DG,inst} + CO_{2e}^{diesel} \quad (4.17)$$

Où $\delta^{DG,inst}$ (g/kW) étant les émissions de CO₂ associées aux générateurs diesel installés au i^{eme} remplacement, et δ^{diesel} (g/l) étant les émissions de CO₂ par litre de diesel consommé.

4.5.2 Champ photovoltaïque

Du CO^2 est émis par l'installation du champ photovoltaïque et par les différents composants (panneaux, onduleurs, etc.), et on peut ces émissions par la relation suivante [58] :

$$CO_{2e}^{PV} = N_{PV} \cdot P_{STC} (\delta^{PV,inst} + \delta^{PV}) + N_{Ond} \cdot P_{Ond} \cdot \delta^{Ond} \cdot (N_{Remp,Ond} + 1) \quad (4.18)$$

Avec $\delta^{PV,inst}$ et δ^{PV} (g/Wc) sont respectivement le CO^2 lié à l'installation et la fabrication des panneaux PV, et δ^{Ond} (g/W) représente les émissions CO^2 dues à la fabrication des onduleurs [58].

4.6 Taux de pénétration solaire

Le taux de pénétration solaire dépend à la fois de la puissance crête du champ PV donc de l'ensoleillement et de la charge à alimenter. Le système ayant le taux de pénétration solaire maximal le plus élevé est celui issu de la minimisation du LCOE.

4.6.1 Taux de pénétration en puissance de l'installation par le PV

$$T_{pp} = 100 * N_{PV} \frac{P_{STC}}{\max(P_L)} \quad (4.19)$$

Rappelons que P_{STC} est la puissance maximale qu'un panneau photovoltaïque peut délivrer.

4.6.2 Taux de pénétration en énergie de l'installation par le PV

$$T_{pe-PV-aviable} = 100 * \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{PV-aviable,t}}{\sum_{t=1}^{8760} P_{L,t}} \quad (4.20)$$

4.6.3 Taux de pénétration en énergie de la production par le PV

$$T_{pe-PV-used} = 100 * \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{PV-used,t}}{\sum_{t=1}^{8760} P_{L,t}} \quad (4.21)$$

4.7 Taux de la charge auxiliaire

$$T_{pe-diff} = 100 * \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{diff,t}}{\sum_{t=1}^{8760} P_{L,t}} \quad (4.22)$$

4.8 Conclusion

L'étude des coûts fait intervenir des paramètres dont les valeurs peuvent être soit fluctuantes, soit imprécises. Il s'agit par exemple du coût du carburant qui peut varier en fonction de l'éloignement du site, des subventions octroyées sur le gasoil, de la fluctuation du cours du pétrole sur le marché international, il s'agit aussi des coûts d'achats des modules PV qui varient suivant la technologie choisie (amorphe, monocristallin, poly-cristallin). Aussi, il convient également, de prendre en considération l'option « intégration des charges auxiliaire » dans la stratégie de fonctionnement du système et ce, en vue de faire fonctionner les groupes électrogènes à leurs puissances nominales.

Le chapitre suivant va porter sur la présentation des résultats de ces stratégies adoptées dans cette étude, ainsi que le calcul du coût et l'optimisation économique relative aux différentes typologies de l'hybridation.

Chapitre 5 :
Discussions des résultats de
l'application

5 Chapitre 5 : discussions des résultats de l'application

5.1 Introduction

L'étude de dimensionnement est toujours confrontée à des critères essentiels tels que le gisement solaire, le fonctionnement des groupes électrogènes et la demande énergétique de la charge. Le dimensionnement d'une installation hybride Photovoltaïque-Diesel revient à déterminer le nombre nécessaire de modules photovoltaïques utilisés ainsi que le nombre de générateurs intervenants à chaque pas de temps (une heure dans cette application).

L'objectif de notre travail est de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal grâce à un dimensionnement optimal de système hybrides (Photovoltaïque-Diesel). Pour cette raison on présente une méthode de dimensionnement optimal d'un système hybride de production d'électricité de grande puissance alimentant la localité de Tin Alkoun située à Djanet, Algérie.

On détermine par un travail sur Matlab, les dimensions des différents composants du système, permettant la minimisation du coût.

5.2 Caractéristique de la localité de Tin Alkoun

L'Algérie est un pays nord-africain couvrant une superficie totale de 2,382 millions km², compte actuellement environ 1541 communes, réparties dans 548 daïras dont seulement 58 wilayas. Le Sahara couvre la majorité du territoire algérien situé dans le sud du pays et couvre près de 86% de sa superficie, constituée de dix-neuf wilayas strictement sahariennes parmi elles on trouve Djanet. La wilaya de Djanet est constituée de deux communes : Bordj El Haouas et Djanet. Dans cette dernière on trouve le village Tin Alkoun (figure 5.1) situé à 24,59°N et 10,21°E. Tin Alkoun est l'un des trois postes de contrôle de la frontière entre l'Algérie et la Libye, c'est une petite localité ne disposant pas de banque, ni de caisse populaire, ni de structure de microfinance. Les trois principales activités de la localité sont par ordre d'importance l'agriculture, l'élevage et le petit commerce.

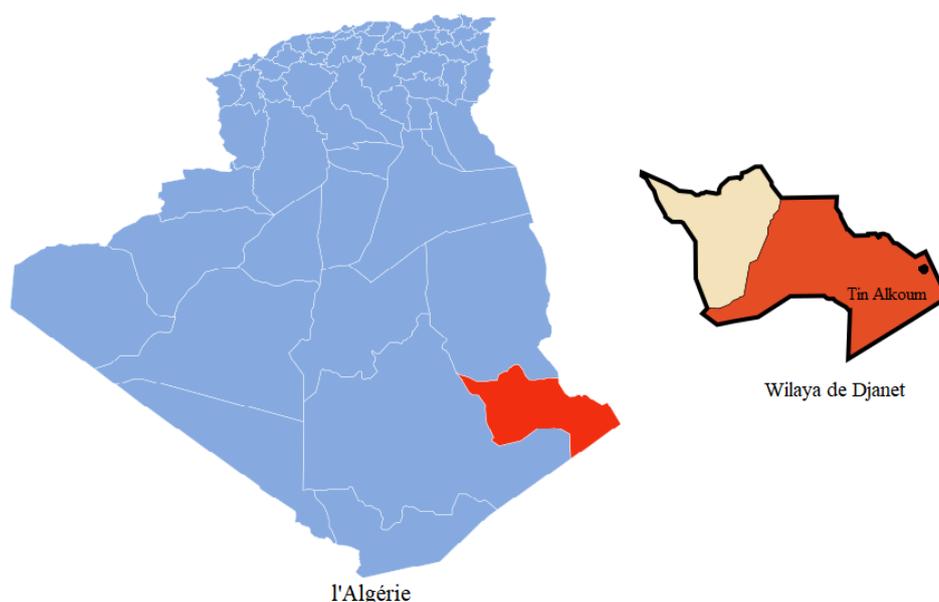


Figure 5. 1 : localisation de Tin Alkoun, Djanet, Algérie

La localité de Tin Alkoum n'a pas accès au réseau électrique national Algérien. La principale énergie consommée est produite par de groupes électrogènes diesel et distribuée par un mini-réseau et ainsi alimente un nombre limité de consommateurs.

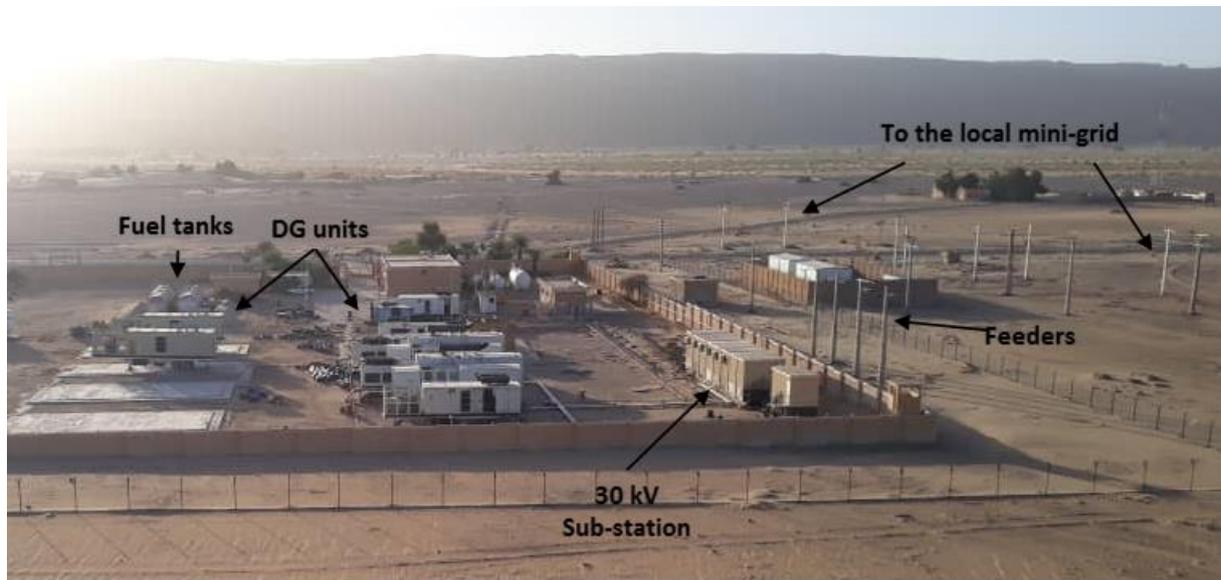


Figure 5. 2 : Vue de la centrale diesel de Tin Alkoum

5.3 Ressources solaire et demande énergétique

5.3.1 Les ressources solaires de Tin Alkoum

Les figures 5.3 et 5.4 représentent l'évolution journalière sur une décennie (2007-2016) de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné $G(t)$ ainsi que la température ambiante $T(t)$ au niveau de la localité de Tin Alkoum. Ces données d'ensoleillement et de température sont prises du site Photovoltaïc Geographical Information System.

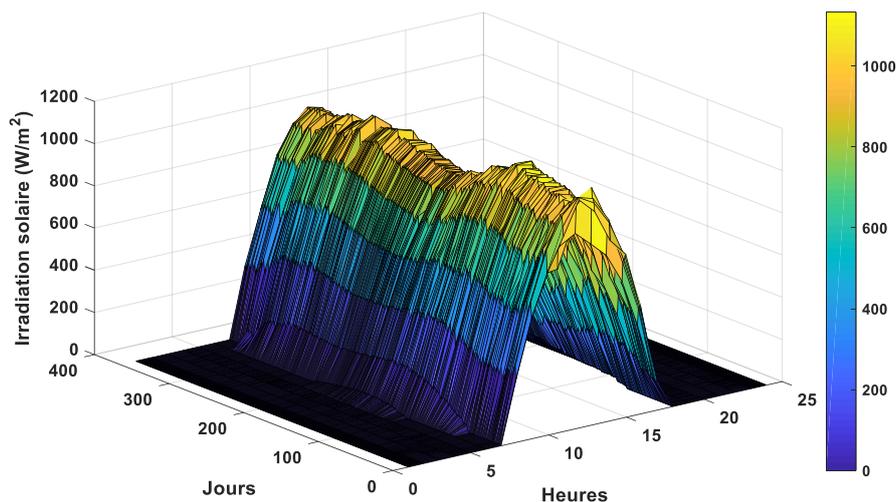


Figure 5. 3 : Irradiation solaire dans la localité de Tin Alkoum (2007-2016)

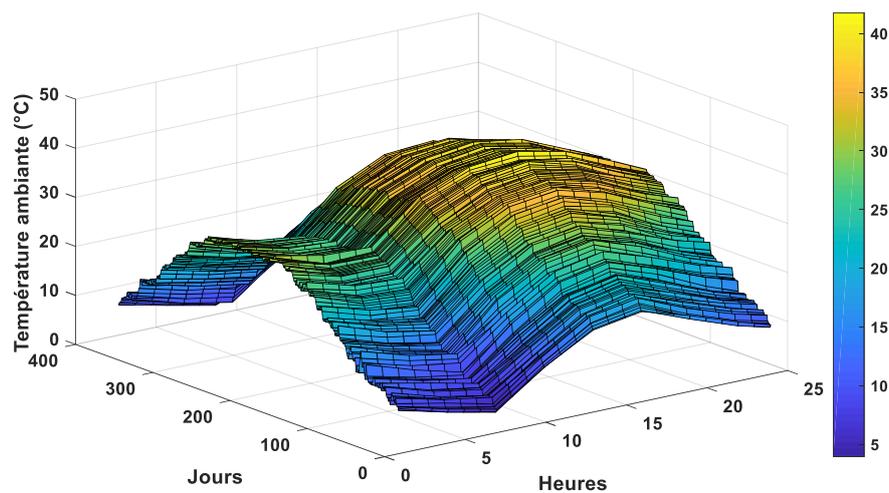


Figure 5. 4 : Température horaires dans la localité de Tin Alkoum (2007-2016)

On peut constater à travers la figure 5.5 représentant, l'évolution journalière de l'irradiation solaire et la température ambiante, que cette localité est dotée d'un très fort éclairage solaire avec un pic atteignant les 1012 W/m^2 . De manière générale, la localité de Tin Alkoum possède un éclairage considérable, ce qui la rend très favorable à l'implantation de centrales solaire photovoltaïques.

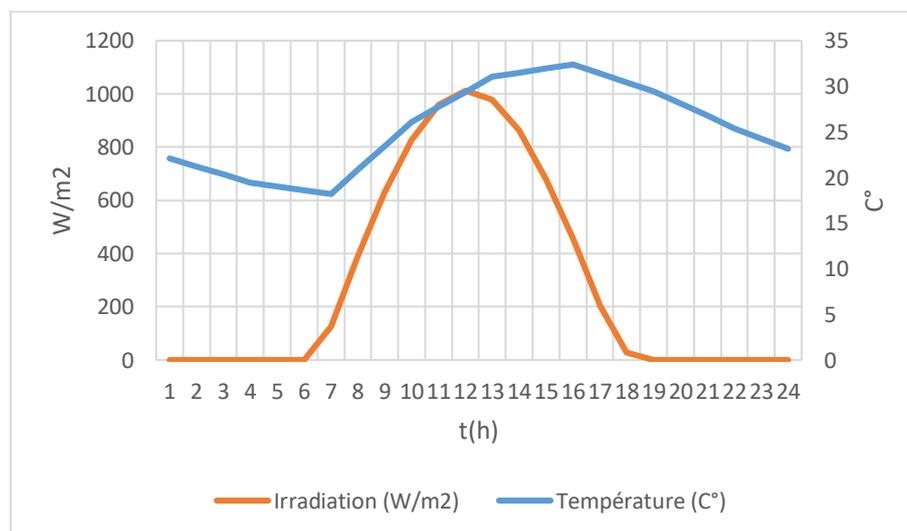


Figure 5. 5 : Ensoleillement global et profil de température dans la localité de Tin Alkoum (2007-2016)

Cependant, sur cette même figure, le profil de température indique des températures assez élevées, la plupart du temps supérieures ou égale à 25°C pendant les heures d'ensoleillement et pouvant évoluer jusqu'à 32°C . La température moyenne de cette décennie choisie est de 25.5°C . Sachant que la variation de la température a un impact considérable sur le rendement des cellules PV [59,60], cet aspect a été pris en considération dans cette étude,

en adoptant un modèle de puissance PV qui prend en compte l'impact de la température sur les performances du système PV. Ainsi, le modèle considéré est le modèle de « Fuentes » déjà présenté dans le chapitre 3 (Equation (3.39)).

Notons que le module PV pris pour notre étude, à une puissance de 380 W_c aux conditions standards de fonctionnement à savoir : 1000 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

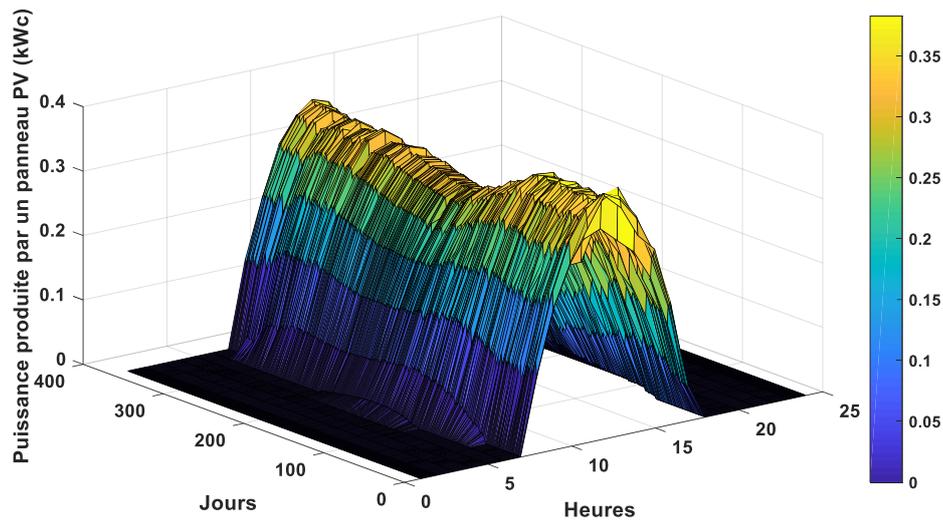


Figure 5. 6 : Puissance horaire produite par un panneau photovoltaïque

La Fig. 5. 6 présente l'évolution de la puissance horaire journalière produite par le module PV choisi. Elle a la forme d'une cloche avec un pic de 380 W . Cette puissance varie linéairement avec l'irradiation solaire et la température cellule T_c .

5.3.2 La demande énergétique à Tin Alkoum

La figure 5.7 présente le profil de charge horaire en 2019 de la localité de Tin Alkoum. Le maximum de puissance demandée est aux alentours de 1100 kW . La demande annuelle en énergie à Tin Alkoum est donc estimée à environ 4.415 GWh par an.

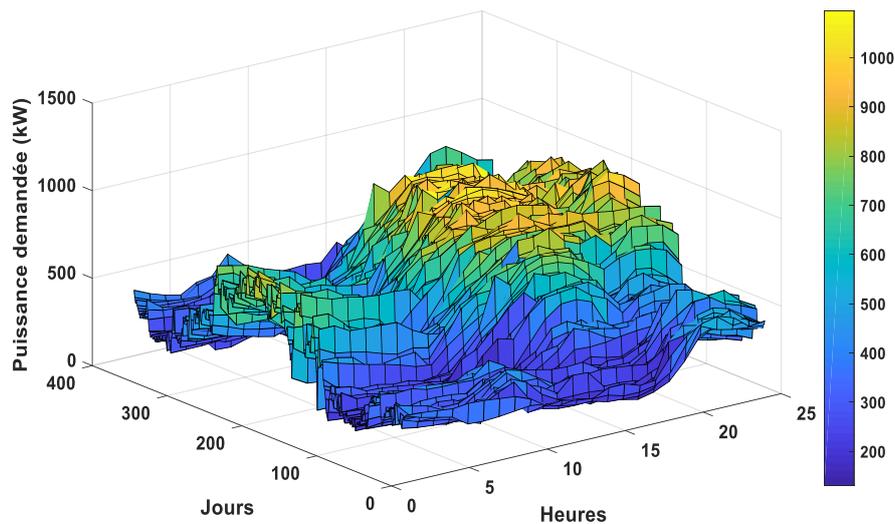


Figure 5. 7 : profil de charge électrique horaire de la localité de Tin Alkoum en 2019

La figure 5.8 présente le profil de charge mensuel en 2019 de la localité de Tin Alkoum. On note une évolution rampante de la charge à partir de mois d'avril induisant une hausse drastique de la pointe qui atteint son maximum en mois de juillet.

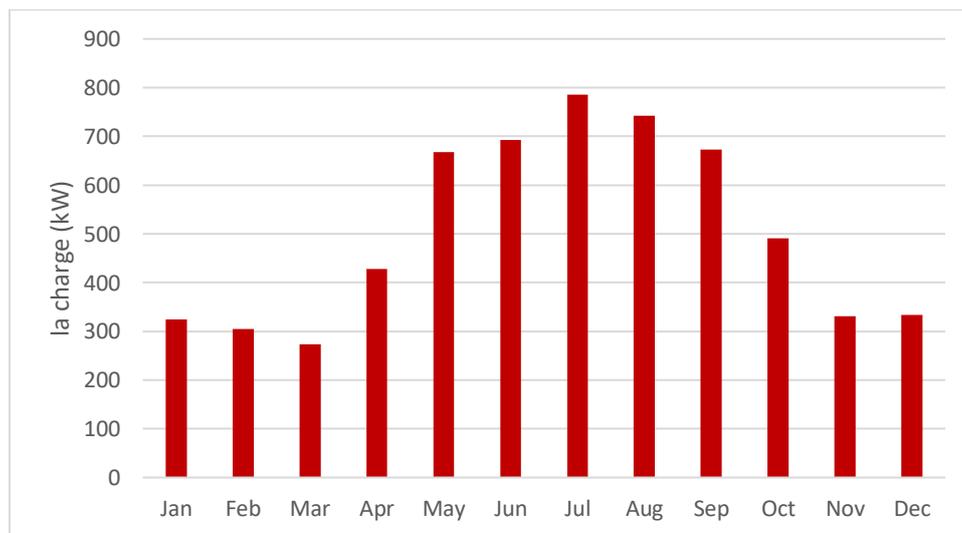


Figure 5. 8 : profil de charge électrique mensuelle de la localité de Tin Alkoum en 2019

A Tin Alkoum, entre 06 h et 11 h du matin, les activités prédominantes sont l'agriculture et l'élevage. L'énergie est demandée majoritairement pour le fonctionnement de l'école primaire existant au niveaux de la localité, ainsi que les petits espaces économiques (boutique, ateliers artisanaux, etc.). Par contre, à partir de 12 h jusqu'au 18 h, l'utilisation des climatiseurs suite à l'augmentation de la température, engendre une demande élevée de la charge. Enfin, à partir de 18 h, pendant que la majeure partie de la population retourne dans les foyers, plusieurs points économiques et centres de santé restent en activité et on enregistre aussi quelques coins d'animations nocturnes d'où l'augmentation de la demande.

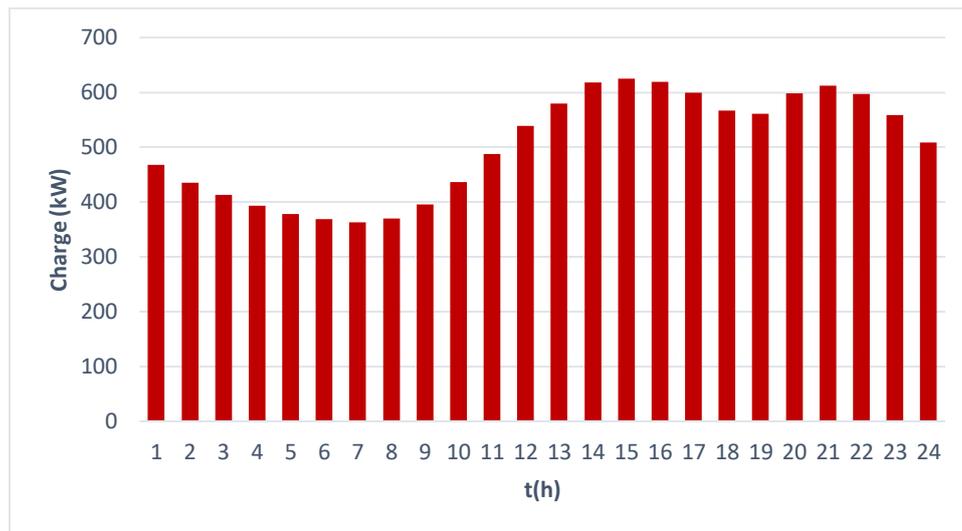


Figure 5. 9: profil de charge électrique moyenne de la localité de Tin Alkoum en 2009 sur 24h

5.4 Optimisation de la conception du système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage

Afin de dimensionner de façon optimale le système hybride nous allons étudier différents critères technico-économiques et leurs évolutions par rapport à la puissance maximale du champ PV, pour cela nous tenons à définir les différents paramètres qui nous ont permis d'évaluer les critères susmentionnés

Les tableaux suivants présentent les différents paramètres nécessaires à l'évaluation technico-économique de notre application [31, 58] :

Tableau 5.1 : paramètres économiques d'optimisation

Facteur d'acquisition du PV	a_{pv}	3.5 €/Wc
	b_{pv}	0.03
Facteur d'acquisition des DG	a_{DG}	2.6 €/W
	b_{DG}	0.72
Facteur d'acquisition des onduleurs	a_{Ond}	1.4 €/W
	b_{Ond}	0.27
Taux d'actualisation	e	11%
Taux d'inflation	i	4%
Coût de maintenance unitaire	m_{DG}	0.06 €/kW
Coût du gasoil	C_f	0.9 €/l

Tableau 5.2 : Paramètres techniques d'optimisation.

Systeme		
Durée de vie du système	n	25ans
PV		
Puissance maximale d'un module PV	P_{STC}	385 Wc
Coefficient de variation du rendement en fonction de la température	γ	0.390%
Taux de maintenance des modules PV	m_{PV}	2%
Durée de vie du champ PV	ℓ_{PV}	25 ans
Onduleur		
Puissance nominale d'un onduleur	P_{Ond}	20440 W
Taux de maintenance des onduleurs	m_{Ond}	1%
Durée de vie d'un onduleur	ℓ_{Ond}	10 ans

Tableau 5.3 : Différents paramètres des générateurs diesel.

L'application	Puissance apparente (kVA)	Puissance nominale (kW)	Durée de vie (heures)	Facteurs de consommation spécifique (l/kWh)	
Un seul générateur Diesel	1650	1200	80000	a	0,21258824
				b	0,0179951
Trois générateurs identiques	700	507	60000	a	0,21705882
				b	0,01235294
Trois générateurs non identiques	1000	727	60000	a	0,25719921
				b	0,01183432
	550	400	60000	a	0,2385
				b	0,01825
	350	254	60000	a	0,23149606
				b	0,01574803

A partir des différents modèles décrits auparavant nous estimons les critères technico-économiques qui peuvent nous permettre d'effectuer le choix de la meilleure combinaison afin d'obtenir

5.4.1 Résultats relatifs aux critères technico-économiques

5.4.1.1 Consommation en carburant

La réduction de la quantité de carburant consommée est l'un des objectifs principaux de l'hybridation, d'où l'intérêt de présenter son évolution dans la figure qui suit.

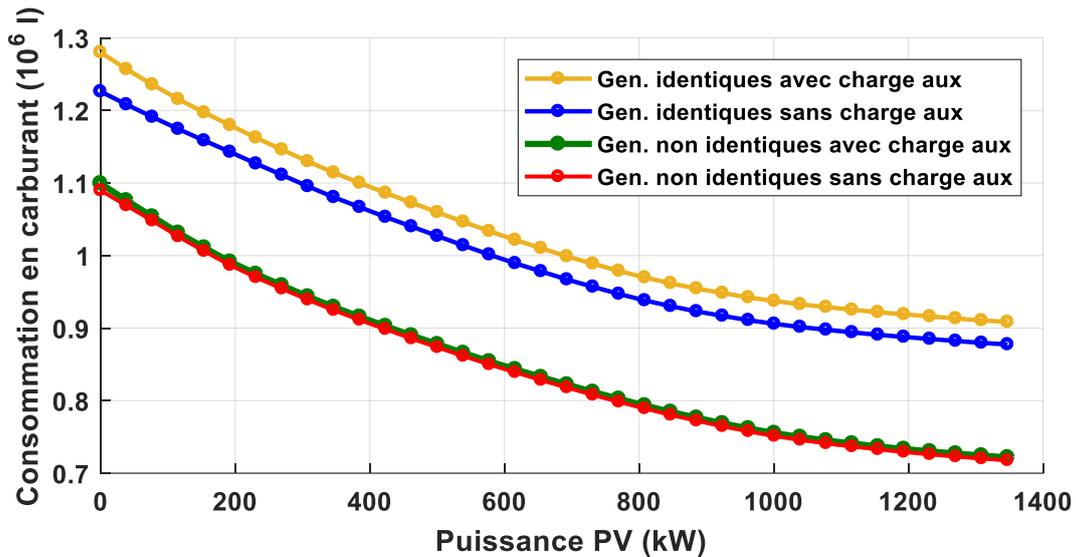


Figure 5.10 : Evolution de la consommation en carburant du kWh par rapport à la puissance du champ PV dans les différents cas

Nous remarquons que pour les 4 cas la consommation ne fait que diminuer vu que la puissance PV augmente et peut donc participer à alimenter une importante part de la charge limitant ainsi le nombre d'heures de fonctionnement des différents générateurs diesel.

L'existence d'une charge auxiliaire engendre une augmentation de consommation en carburant importante pour les cas des générateurs identiques contrairement pour les générateurs de puissances différentes on remarque que les deux courbes sont très proches, et c'est d'ailleurs ces systèmes à générateurs non identiques qui consomment moins de carburant pour alimenter la même charge.

5.4.1.2 Taux de pénétration en énergie de la production PV

Comptabiliser l'apport du PV à alimenter la charge est très important dans l'étude d'un système hybride il nous permet de connaître réellement le degré d'exploitation de la ressource solaire

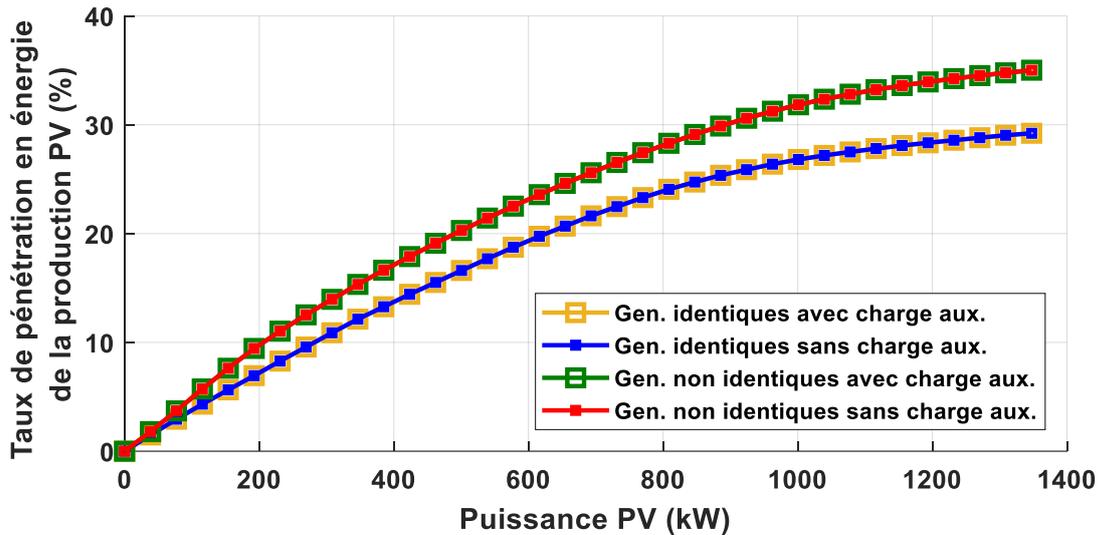


Figure 5.11 : Evolution du taux de pénétration en énergie de la production PV par rapport à la puissance du champ PV dans les différents cas

La fig. 5.11 nous permet de constater que la charge auxiliaire n'influe pas sur le taux de pénétration en énergie de la production PV, mais les systèmes à générateurs de tailles différentes présentent toujours de meilleurs résultats avec des taux plus importants atteignant les 35% contre un taux maximal de près de 30% pour les systèmes à générateurs identiques.

5.4.1.3 Les émissions CO₂

Actuellement, les producteurs d'énergie sont appelés à réduire les émissions CO₂ en provenance des différentes centrales de production ainsi nous étudions ces émissions dans le cas de notre système

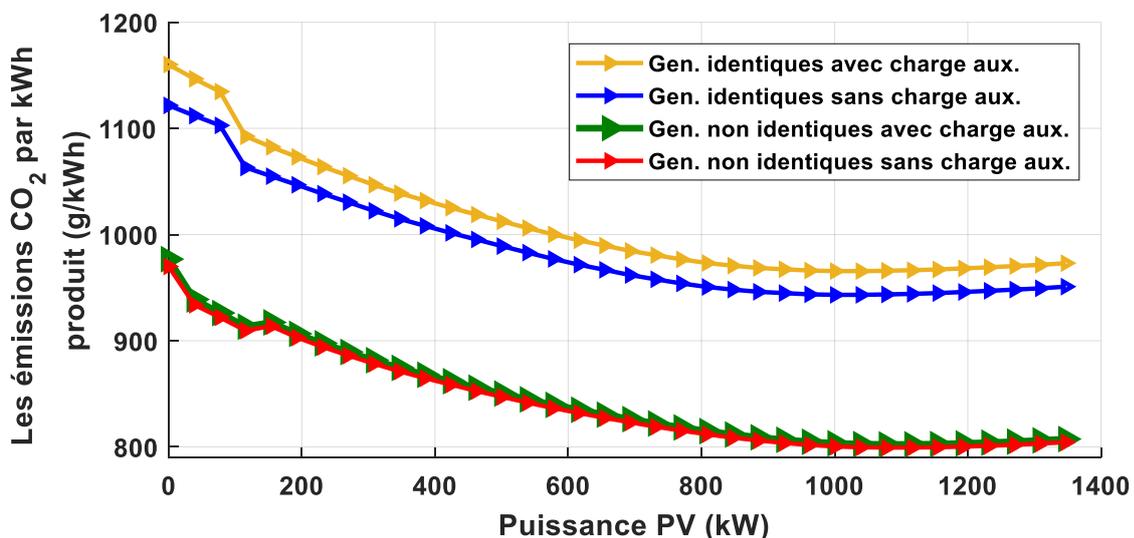


Figure 5.12 : Evolution des quantités de CO₂ émises par kWh produit par rapport à la puissance du champ PV dans les différents cas.

Nous remarquons (Fig.5.12) bien que l'évolution des quantités de CO₂ émises par kWh produit, à la même allure que celle de la consommation en carburant, du fait que le CO₂ provient principalement de la combustion du carburant, ainsi que la présence de la charge auxiliaire

induit à une hausse de ces émissions particulièrement pour le système à générateurs de puissances égales. On constate également, que les systèmes à générateurs non identiques émettent moins de CO₂.

5.4.1.4 Taux d'énergie consommée par la charge auxiliaire

Sachant que la charge auxiliaire est utilisée rien que pour éviter de faire fonctionner le générateur diesel au-dessous d'une limite inférieure de près de 30% sa puissance nominale limitant ainsi son usure, néanmoins cette charge est une considérée comme contrainte par rapport au producteur et ne doit dépasser les 5% de l'énergie totale demandée par la charge principale.

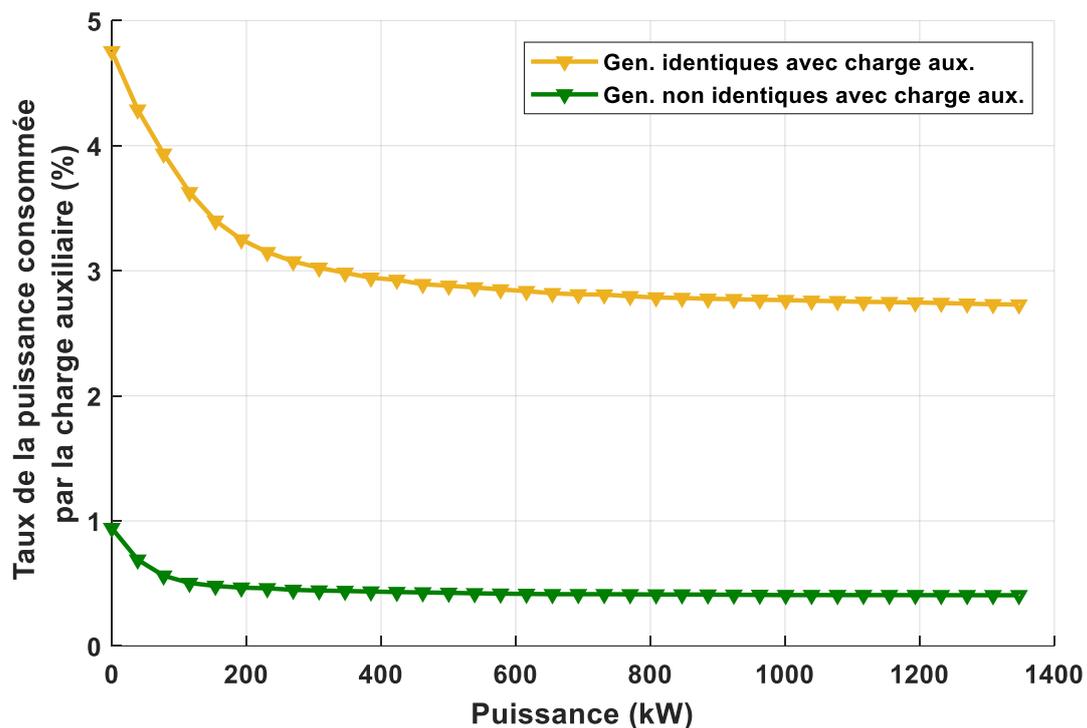


Figure 5.13 : Evolution du taux d'énergie consommée par la charge auxiliaire en fonction de la puissance du champ PV dans les différents cas.

Comme présenté dans la figure ci-dessus le taux d'énergie consommée par la charge auxiliaire répond à la condition de ne pas dépasser la limite de 5%, en effet pour le cas de l'utilisation des générateurs à puissances égales le maximum est de 4.75% qui est 5 fois plus important que le maximum enregistré pour le cas où les générateurs sont de différentes puissance, qui ne dépasse pas 0.95%.

5.4.1.5 Levelized Cost of Energy LCOE

Le "Levelized Cost of Energy" qui représente le coût du kWh produit, est un critère de rentabilité économique très important dans la mesure où il nous permet de la technologie de production adaptée aux moyens financiers disponibles, dans ce contexte nous allons suivre son évolution en fonction de la puissance du champ PV afin de déterminer la meilleure combinaison PV-Diesel.

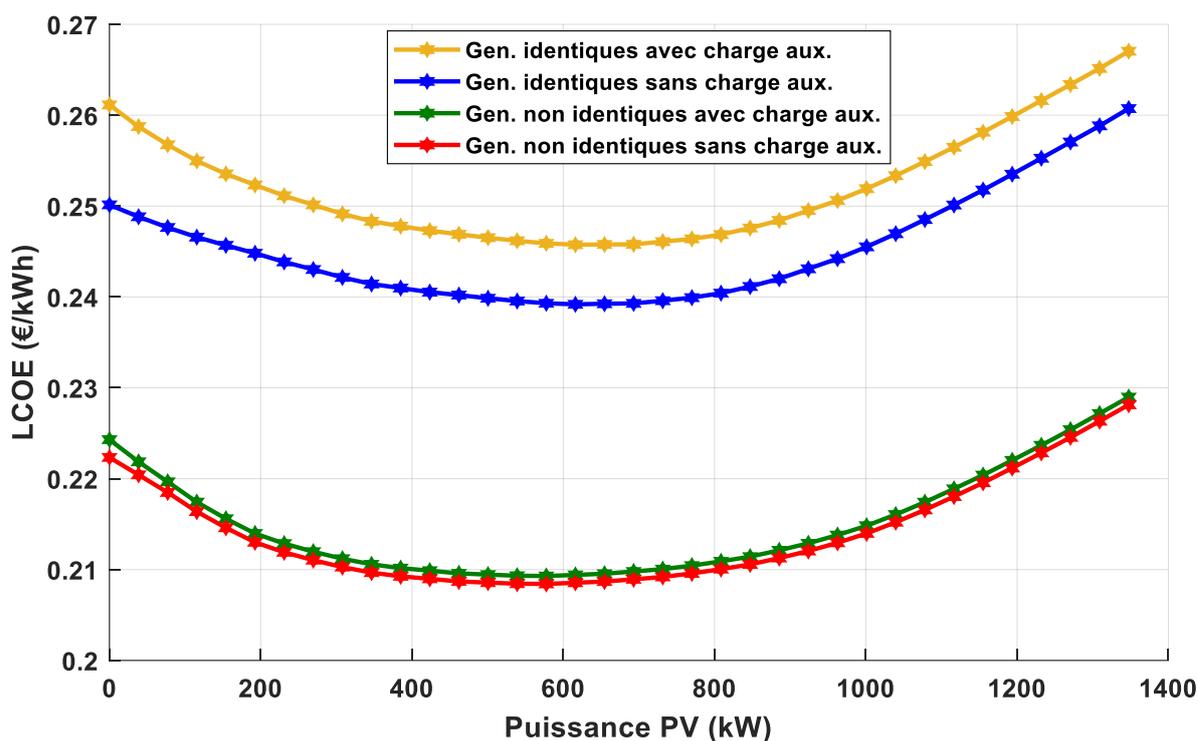


Figure 5.14 : Evolution du Levelized Cost of Energy en fonction de la puissance du champ PV dans les différents cas.

Il est à constater que les différentes courbes présentent des minimums correspondant à aux meilleures combinaisons pour chaque typologie de système.

Dans le cas de l'utilisation de générateurs identiques l'absence d'une charge auxiliaire engendre une baisse du coût. En ajoutant la charge auxiliaire un coût minimal de 0.245 €/kWh est obtenu pour une puissance de 616 kW, en son absence le coût baisse à 0.239 €/kWh pour une même puissance de 616 kW.

Pour des générateurs de puissance différentes, l'influence de la charge auxiliaire est très limitée, et des coûts de 0.208 €/kWh et de 0.209 €/kWh sont enregistré respectivement pour l'élimination et ajout de la charge auxiliaire pour une puissance du champ PV de 577.5 kW.

5.4.2 Choix de combinaisons optimales

En nous basant sur les différents critères présentés précédemment nous pouvons à présent choisir des combinaisons optimales pour les différents cas à savoir : générateurs identiques/non identiques, avec/ sans charge auxiliaire. Ainsi, nous considérons que le critère qui nous permet d'effectuer le choix est le Levelized Cost Of Energy qui pour :

- **Le cas de générateurs identiques**, les coûts minimaux sont de 0.245 €/kWh et 0.239 €/kWh avec et sans charge auxiliaire pour une puissance PV de 616 kW, un taux de pénétration en énergie de près de 19.74% et des émissions CO₂ de 900g/kWh et une consommation en carburant avoisinant 1 millions de litres.
- **Le cas de générateurs à puissances différentes**, les coûts sont réduits à 0.208 €/kWh et 0.209 €/kWh pour l'élimination et ajout de la charge auxiliaire respectivement avec une puissance du champ PV de 577.5 kW, un taux de pénétration en énergie de près de 22.51% et une consommation en carburant réduite qui ne dépasse pas 950 mille litres impliquant ainsi une réduction des émissions CO₂ à moins de 840g/kWh.

5.5 Mise en évidence de la stratégie de gestion d'énergie dans le SHPE sans batterie de stockage

Afin de vérifier la stratégie élaborée dans le chapitre 4 nous allons présenter dans ce qui suit, tenant compte des combinaisons optimales des différents typologies (générateurs identiques/non identiques, avec/sans charge auxiliaire et hybride/monosource) les bilans de puissances produites et demandées par les charges afin de confirmer la satisfaction continue des charges et ce, pour toutes les combinaisons. Pour se faire nous prenons la journée de 07 juillet comme exemple.

A noter que dans ce qui suit P_{Load} est la puissance appelée par la charge, $P_{charge\ aux}$ est la puissance consommée par la charge auxiliaire, P_{GD_i} est la puissance produite par le i^{eme} générateur diesel s'ils sont à puissances égales, $P_{P\ GD}$, $P_{M\ GD}$ et $P_{G\ GD}$ sont les puissances produites par les générateurs diesel de petite, moyenne et grande puissance respectivement, P_{PV} est la puissance produite par le générateurs PV et P_{charge} est la puissance totale fournie à la charge.

5.5.1 Un seul générateur diesel

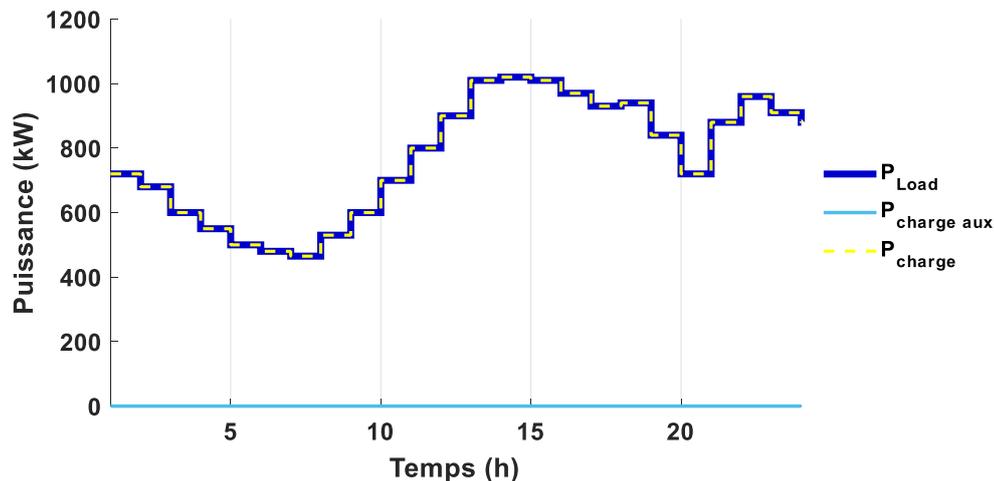


Figure 5.15 : Puissance produite par un seul générateur pour satisfaire la demande en présence de la charge auxiliaire

Nous remarquons que la charge est satisfaite par le générateur diesel sans alimenter la charge auxiliaire car la puissance demandée dépasse la puissance minimale du générateur diesel qui est de 400kW.

5.5.2 Trois générateurs identiques

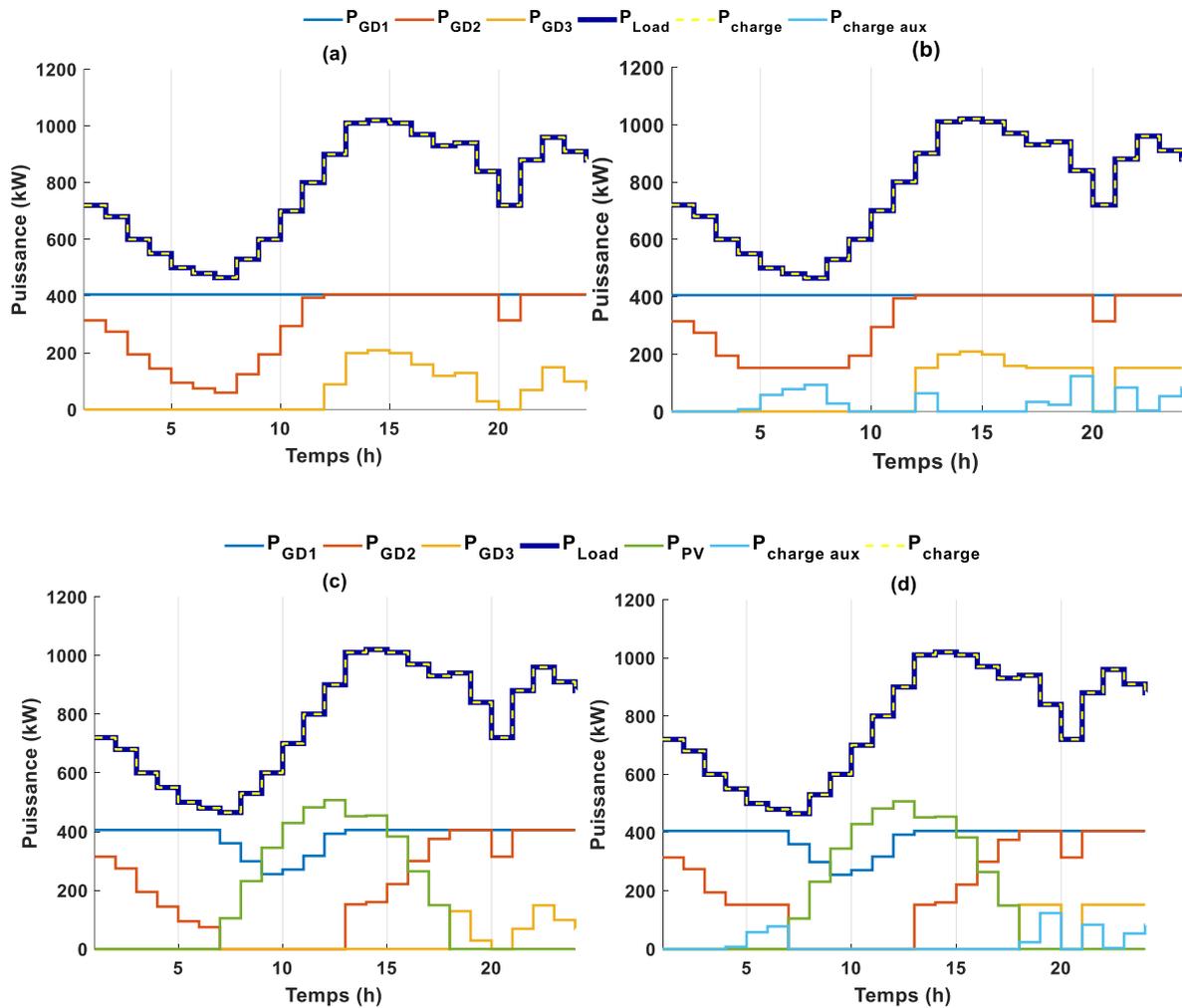


Figure 5.16 : les puissances produites par les sources et les puissances consommées par les charges en utilisant 3 générateurs identiques : (a) système diesel sans charge auxiliaire, (b) système diesel avec charge auxiliaire, (c) système hybride sans charge auxiliaire et (d) système hybride avec charge auxiliaire

Il est à constater que le branchement de la charge auxiliaire se fait lorsqu'un générateur diesel est contraint de produire moins que sa puissance minimale de 152.1 kW. On note également, que dans le cas de l'hybridation le générateur PV réduit la production par le diesel pour assurer l'alimentation de la charge principale, tout en maintenant au moins un générateur diesel en marche afin de pouvoir assurer le contrôle de la tension et la fréquence de notre réseau local, vu qu'il est considéré comme la source « maître » dans notre configuration « single master ».

5.5.3 Trois générateurs non identiques

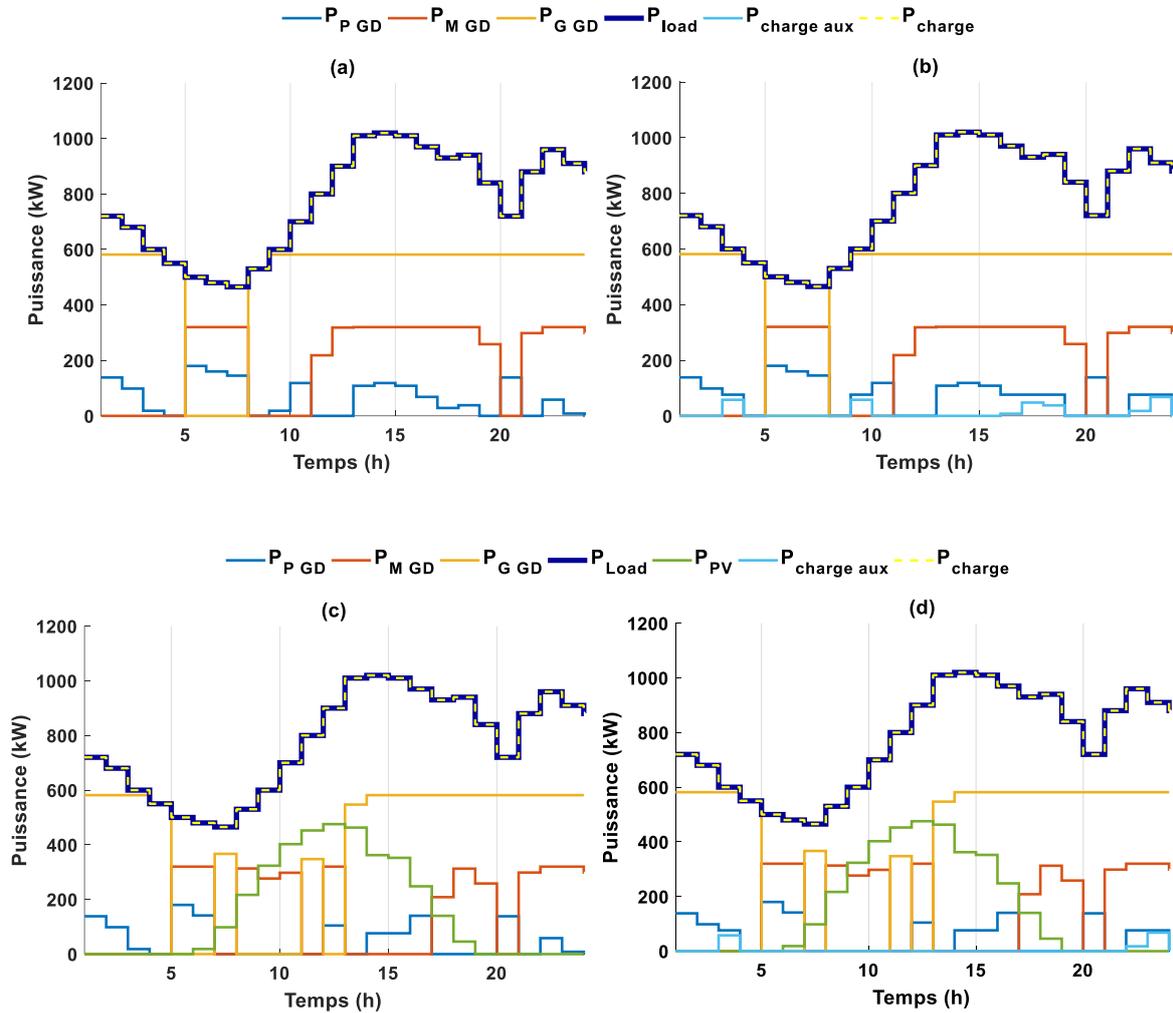


Figure 5.17 : les puissances produites par les sources et les puissances consommées par les charges en utilisant 3 générateurs non identiques : (a) système diesel sans charge auxiliaire, (b) système diesel avec charge auxiliaire, (c) système hybride sans charge auxiliaire et (d) système hybride avec charge auxiliaire

Comme pour le cas précédent, la charge auxiliaire est alimentée en électricité dans le seul but d'éviter le fonctionnement des générateurs Diesel au-dessous de leurs puissances minimales.

A chaque heure, l'équilibre des puissances actives demandée et produite est maintenu et on peut le constater d'après la figure où $P_{charge} = P_{Load}$. Leurs courbes sont bien confondues. Pour l'hybridation, on remarque bien que lorsque le générateur PV délivre une puissance on réduit la puissance produite par les générateurs diesel et garder au minimum un générateur DG afin de réguler la tension et la fréquence du réseau.

5.6 Comparaison des résultats

Tableau 5.4 : tableau récapitulatif englobant les différentes configurations du système et critère technique et économique d'optimisation

		Générateurs Identiques				Générateurs Non Identique				Un seul générateur
		Système Diesel		Système Hybride		Système Diesel		Système Hybride		Système Diesel
		Sans charge auxiliaire	Avec charge auxiliaire	Sans charge auxiliaire	Avec charge auxiliaire	Sans charge auxiliaire	Avec charge auxiliaire	Sans charge auxiliaire	Avec charge auxiliaire	Avec charge auxiliaire
Système Solaire	P_{STC} (Wc)	385	385	385	385	385	385	385	385	385
	N_{PV}	0	0	1600	1600	0	0	1500	1500	0
	N_{PV} .P_{STC} (kWc)	0	0	616	616	0	0	577.5	577.5	0
	P_{Ond} (W)	20440	20440	20440	20440	20440	20440	20440	20440	20440
	N_{Ond}	0	0	32	32	0	0	30	30	0
	C_{I, PV} (M€)	0	0	1.80	1.80	0	0	1.69	1.69	0
	C_{I, Ond} (k€)	0	0	62.79	62.79	0	0	58.87	58.87	0
	C_{M, PV} (k€)	0	0	4.43	4.43	0	0	4.15	4.15	0
	C_{R, Ond} (k€)	0	0	49.80	49.80	0	0	46.69	46.69	0
	CO_{2e}^{PV} (t)	0	0	219.77	219.77	0	0	206.03	206.03	0
	P_{PV, Used} (MW)	0	0	871.87	871.87	0	0	994.22	994.22	0
	P_{PV, Available} (MW)	0	0	1431.74	1431.74	0	0	1342.26	1342.26	0

Système diesel						727	727	727	727	
	P_{DG,nom} (kW)	507	507	507	507	400	400	400	400	1200
						254	254	254	254	
	Cons. en carb. (million de l)	1.22	1.28	0.98	1.02	1.08	1.09	0.84	0.85	1.20
	C_{I, DG} (€)	102.89	102.89	102.89	102.89	294.88	294.88	294.88	294.88	130.96
	C_{M, DG} (€)	901.02	901.02	775.86	775.86	839.1	839.1	739.02	739.02	525.6
	C_{F, DG} (M€)	1.10	1.15	0.89	0.92	0.98	0.99	0.76	0.77	1.09
	C_{R, DG} (€)	203.37	203.37	170.72	170.72	148.13	148.13	128.88	128.88	112.09
	CO_{2e}^{DG} (t)	4952.13	5122.07	4070.07	4171.46	4282.49	4312.77	3487.56	3500.98	4768.27
Taux	T_{pe-PV-Used} (%)	0	0	19.74	19.74	0	0	22.51	22.51	0
	T_{pe-PV- Available} (%)	0	0	32.42	32.42	0	0	30.40	30.40	0
	T_{pp} (%)	0	0	56.25	56.25	0	0	52.73	52.73	0
	T_{pe-DG} (%)	100	104.75	80.25	83.09	100	100.94	77.48	77.89	107.17
	T_{pe-diff} (%)	0	4.75	0	2.83	0	0.94	0	0.41	7.17

Système entier	P_{diff} (MW)	0	209.92	0	125.24	0	41.61	0	18.44	316.84
	C_I (k€)	0.308	0.308	1866.47	1866.47	0.294	0.294	1749.82	1749.82	0.130
	C_M (€)	901.02	901.02	5207.63	5207.63	839.1	839.1	4893.81	4893.81	525.6
	C_F (M€)	1.10	1.15	0.89	0.92	0.98	0.99	0.76	0.77	1.09
	C_R (€)	203.37	203.37	49973.43	49973.43	148.13	148.13	46818.92	46818.92	112.09
	LCC (M€)	13.18	13.76	12.61	12.95	11.72	11.82	10.98	11.03	12.97
	LCOE (€)	0.250	0.261	0.239	0.245	0.222	0.224	0.208	0.209	0.246
	CO_{2e} (t)	4952.13	5122.07	4289.84	4391.23	4282.49	4312.77	3693.60	3707.02	4768.27
	CO_{2e, unit} (g/kWh)	1121.62	1160.11	971.61	994.58	969.95	976.81	836.57	839.61	1079.97

5.7 Conclusion :

D'après l'étude comparative faite dans le tableau 5.4 nous constatons que le système qui présente les meilleures performances est celui à trois générateurs de puissances différentes hybridé avec un champ PV. Ce dernier est d'une puissance de 577.5 kWc produite par 1500 modules et faisant fonctionner 30 onduleur de puissance unitaire de 20440 W. Pour ce SHPE nous avons un LCOE de 0.208 €/kWh, un taux de pénétration en énergie de la production PV de 22.51 % en consommant 840 mille litres de carburant et émettant 836.37 g/kWh de CO₂.

Les performances de ce système sont légèrement meilleures que celles d'un même système comportant une charge auxiliaire vu que nous avons permis le fonctionnement des générateurs au-dessous de leur puissances minimale et cela peut être pénalisé par un coût de maintenance élevé.

Les systèmes hybrides avec les différentes configurations sont nettement meilleurs que ceux à générateurs diesel uniquement en effet ils sont plus économiques (LCOE réduit), moins polluants (moins d'émission CO₂) en préservant les sources d'énergie fossile (baisse de consommation en carburant) et en exploitant les ressources d'énergies renouvelable (solaire photovoltaïque) pour assurer l'alimentation d'une population donnée en électricité de manière continue et avec une haute fiabilité.

Conclusion général

Conclusion générale

L'objectif de ce travail effectué dans le cadre d'un projet de fin d'études est de dimensionner un système hybride de production d'énergie (SHPE) en combinant une source d'énergie conventionnelle (générateurs diesel) avec une source d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque), et ceci en optimisant les différents paramètres techniques, économiques et écologiques afin d'aboutir à un système satisfaisant.

Dans ce contexte, nous avons réalisé une étude statistique pour évaluer le gisement solaire en Algérie en mettant l'accent sur la région du grand sud qui est la plus ensoleillée avec des conditions climatiques avantageuses en plus de son importante surface, ce qui permet la réalisation de plusieurs centrales à base de l'énergie solaire. Comme nous avons présenté les différentes réalisations mises en service par le gouvernement algérien dans l'objectif de promouvoir les énergies renouvelables.

Nous nous sommes intéressés aux différents moyens d'approvisionnement en électricité des sites isolés, la décentralisation de la production de l'énergie est assez répandue, car elle est considérablement plus économique que le raccordement au réseau de cette population d'où l'utilisation des centrales diesel, des micros turbines à gaz, des systèmes autonomes d'énergie renouvelable (éolien, PV, CSP,..) et les systèmes hybrides qui alimentent la charge en utilisant deux/plusieurs sources d'énergie conventionnelles et/ou renouvelables. Nous avons illustré les différentes configurations des SHPEs tout en expliquant l'intérêt de combiner des sources d'énergie.

Par la suite l'intérêt s'est porté sur le choix de la configuration d'un SHPE PV-Diesel destiné à alimenter une charge de grande puissance sans avoir recours à l'utilisation de batterie de stockage. Pour ensuite présenter les différents modèles des composants constituant ce système à savoir les modules PV et les générateurs diesel en expliquant les raisons de l'hybridation.

Nous avons ensuite proposé des stratégies de fonctionnement pour les systèmes d'alimentation en considérant les différents cas possibles (générateurs identiques/non identiques, avec/ sans charge auxiliaire, système hybride/non hybride), et défini quelques paramètres technico-économiques relatifs à l'optimisation de notre SHPE ; le Life Cycle Cost, le Levelized Cost Of Energy, les émissions CO₂, la consommation en carburant, les différents taux de pénétration de l'installation PV.

Pour finir nous avons réalisé une simulation en vue de valider les stratégies de fonctionnement pour ainsi dimensionner le SHPE en tenant compte d'un profil de charge d'un site situé au sud de l'Algérie, et en considérant une multitude de paramètres techniques et économiques d'optimisation qui nous ont permis d'effectuer le choix de la meilleure combinaison PV-Diesel adapté à notre étude. Finalement nous avons abouti à des résultats concordants avec la réalité qui peuvent être pris en considération dans le cadre de la réalisation de centrales hybrides au grand sud algérien vu que la combinaison PV-Diesel est appropriée à ces régions ayant une irradiation solaire élevée. En raison de la disponibilité de la ressource solaire en Algérie en plus du développement réalisé en matière de la production de l'énergie en utilisant les modules photovoltaïques. De plus la réalisation de ces SHPEs sera plus fiable et plus rentable que les systèmes photovoltaïques autonomes ou les systèmes à générateurs diesel seuls.

Pour conclure, nous précisons que le système optimal est celui à base de générateurs diesel de puissances différentes fonctionnant en parallèle avec un champ PV de moindre puissance, en considérant les groupes électrogènes comme le seul « maître » de notre système à single master chargé de maintenir l'équilibre des puissances et de là imposer une tension et une fréquence de fonctionnement à l'ensemble du réseau alimenté par la centrale. Ce type de SHPE s'avère réalisable et peut donner suite à l'hybridation de plusieurs centrales diesel actuellement en service dans le sud du pays.

Pour l'avenir nous envisageons de définir une fonction objective à minimiser en considérant différents critères tels que le Levelized Cost of energy et la consommation en carburant et le résoudre en faisant appel à certaines méthodes encore plus avancées comme les métaheuristique et les appliquer sur des systèmes à taux de pénétration du PV encore plus élevé (high penetration systems) avec stockage.

Références bibliographiques

- [1] G. Bhargava, *Global Warming and Climate Changes: Transparency and Accountability*, Isha Books, 2004
- [2] K. Bouchouicha , M. A. Hassan, N. Bailek , N. Aoun, Estimating the global solar irradiation and optimizing the error estimates under Algerian desert climate, *Renewable Energy* 139 (2019) 844-858
- [3] N. Khraief, M. Shahbaz, H. Mallick, N. Loganathan, Estimation of electricity demand function for Algeria: revisit of time series analysis, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82 (2018) 4221-4234
- [4] M.A. Hassan, A. Khalil, S. Kaseb, M.A. Kassem, Exploring the potential of treebased ensemble methods in solar radiation modeling, *Appl. Energy* 203 (2017)897-916
- [5] M.A. Hassan, A. Khalil, S. Kaseb, M.A. Kassem, Independent models for estimation of daily global solar radiation: a review and a case study, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82 (2018) 1565-1575
- [6] L.M. Halabi, S. Mekhilef, M. Hossain, Performance evaluation of hybrid adaptive neuro-fuzzy inference system models for predicting monthly global solar radiation, *Appl. Energy* 213 (2018) 247-261
- [7] A. HAMIDAT “Simulation des Systèmes de Pompage Photovoltaïque Destinés pour l’alimentation en Eau Potable et pour la Petite Irrigation” Thèse de Doctorat d’état, Université de Tlemcen, 2004
- [8]A. Boudghene Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, Y. Kitamura, A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 4445-4460.
- [9] Y. Himri, S. Arif Malik, A. Boudghene Stambouli, S. Himri, B. Draoui, Review and use of the Algerian renewable energies for sustainable development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009; 13(6–7):1584–91
- [10] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan, Daily insolation on surfaces tilted towards to equator, *Trans ASHRAE* 67, 526–541, 1961.
- [11] Y.Q. Tian, R.J. Davies-Colley, P. Gong, B.W. Thorrold, Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agric For Meteorol* 2001; 109:67–74.
- [12] Badescu V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy* 2002; 26:221–3.
- [13] R.C. Temps, K.L. Coulson, Solar radiation incident upon slopes of different orientation. *Solar Energy* 19, 179–184, 1977.
- [14] T.M. Klucher, Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces, *Solar Energy* 1979; 23:111–4.
- [15] C.C.Y. Ma, M. Iqbal, Statistical comparison of models for estimating solar radiation on inclined surfaces. *Solar Energy* 31, 313– 317, 1983.

- [16] J.E. Hay, D.C. McKay, Calculation of Solar Irradiances for Inclined Surfaces: Verification of Models which Use Hourly and Daily Data. IEA Task IX Final Report, Atmospheric Environment Service, Downsview, Canada. (1988).
- [17] D.T. Reindl, W.A. Beckman, J.A. Duffie, Evaluation of hourly tilted surface radiation models, *Solar Energy* 45, 9–17, 1990.
- [18] C. Gueymard, An anisotropic solar irradiance for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms, *Solar Energy* 38, 367–386, 1987.
- [19] T. Muneer, *Solar Radiation and Daylight Models for the Energy Efficient Design of Buildings*, Architectural Press, Oxford, pp. 19, 1997.
- [20] R. Perez, R. Stewart, R. Arbogast, J. Seals, J. Scott, An anisotropic hourly diffuse radiation model for surfaces: description, performance validation, site dependency evaluation, *Solar Energy* 36, 481–497, 1986.
- [21] International Energy Agency Report, /www.iea.org; 2011.
- [22] Jacobson MZ. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy & Environmental Science* 2009; 2(2):148–73.
- [23] German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment, Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, 2005
- [24] A. Boudghene Stambouli, Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 1169–1181
- [25] A. Bouraiou, A. Necaibia, N. Boutasseta, S. Mekhilef, R. Dabou, A. Ziane, N. Sahouane, I. Attoui, M. Mostefaoui, O. Touaba, Status of renewable energy potential and utilization in Algeria, *Journal of Cleaner Production* 246 (2020).
- [26] D. Saheb-Koussa et M. Belhamel, Système hybride (éolien – photovoltaïque – diesel) à fourniture d’énergie électrique totalement autonome. *Revue des Energies Renouvelables CER’07 Oujda* (2007) 67 – 70.
- [27] Ibrahim Hussein, Ilinca Adrian et Perron Jean. (2008). Investigation des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l’électrification des sites isolés : rapport interne. Université du Québec à Rimouski, Laboratoire de recherche en énergie éolienne, Université du Québec à Chicoutimi, Laboratoire international des matériaux antigivre.
- [28] B. Berbaoui, R. Dehini and M. Hatti, “An applied methodology for optimal sizing and placement of hybrid power source in remote area of South Algeria” *Renewable Energy*. Volume 146, Février 2020, Pages 2785-2796.
- [28] Amar KHELIF. Etude Technico-économique d’une Installation Hybride Photovoltaïque Diesel. 144 p. Thèse de doctorat : Electronique, option : Instrumentation Electronique : Alger, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, 2013.
- [29] Amar KHELIF, Expérience, Potentiel et Marche Photovoltaïque Algérien. *New Energy Algeria NEAL*.

- [30] H. Nehrir, B.J. LaMeris, G. Venkataramanan, V. Gerez and L. A. Alvarado, "An Approach to Evaluate the General Performance of Stand-Alone Wind/Photovoltaic Generating Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15, NO.4, December 2000.
- [31] D. TSUANYO. "Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés : cas des systèmes hybrides PV/Diesel", Thèse de doctorat : Systèmes énergétiques. École doctorale 305 : ENERGIE ET ENVIRONNEMENT Et de l'unité de recherche UPR 8521 PROMES-CNRS, Université de Perpignan Via Domitia.
- [32] H. G. Arantzamendi, Etude de Structures d'Intégration des Systèmes de Centration Décentralisée : Application aux Micro réseaux. Energie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. Français.
- [33] S. Roy, O. P. Malik and G. S. Hope. Adaptive Control Of Speed And Equivalence Ratio Dynamics Of A Diesel Driven Power-Plant, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 1, March 1993. Department of Electrical Engineering, University of Calgary, Calgary, Canada
- [34] A. KHELIF, "Développement d'un Outil d'Aide à la Décision pour l'Hybridation par le Photovoltaïque des Microcentrales Diesel du Sud de l'Algérie" mémoire de magister, Université Des Sciences Et De La Technologie Houari Boumediene, Alger, mai 2008.
- [35] Bernard COLIN. Groupes électrogènes de secours. SDMO Industries, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique.
- [36] C. Chevassu, "Couplage des alternateurs," Cours L'Ecole Natl. Mar. Marchande Nantes Mis En Ligne Par Reselec Réseau Natl. Ressour En Électrotechniques.
- [37] M, Desbazeille, Diagnostic de groupes électrogènes diesel par analyse de la vitesse de rotation du vilebrequin. Traitement du signal et de l'image [eess.SP], Université Jean Monnet - Saint-Etienne, 2010.
- [38] M. Hankins, Stand-Alone Solar Electric Systems: The Earthscan Expert Handbook For Planning, Design and Installation, First published in 2010 by Earthscan, Earthscan Ltd, Dunstan House, 14a St Cross Street, London EC1N 8XA, UK.
- [39] S. SEMAOUI. Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque. Mémoire de magister, Spécialité : Science physique Option : Physique énergétique. Université de Ouargla.
- [40] Z. ZERROUKI, R. BEREKSI REGUIG, Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, Mémoire de mastère, Spécialité : Génie électrique et électronique, Option : Instrumentation électronique. Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen.
- [41] W. DIB, Modélisation des Structures Photovoltaïques : Aspects Fondamentaux et Appliqués, Thèse de doctorat : Physique Energétique et Matériaux. Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER) & Université Abou-Bekr Belkaid, Tlemcen.
- [42] A. Labouret, P. Cumunel, J.P. Braun, B. Faraggi. Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque 5e édition. Dunod, Paris, 1998, 2001, 2005, 2010, ETSF, Paris, 1995, pour la première édition.

- [43] A. MIRECKI, Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance, Thèse de doctorat : Spécialité : Génie Electrique. L'Institut National Polytechnique de Toulouse, Toulouse.
- [44] L. Chang, Systèmes de conversion de l'énergie éolienne, IEEE Canadian Review - Été 2002. Université du Nouveau-Brunswick, NB, Canada.
- [45] M. Belhamed, S. Moussa, A. Kaabeche, Production d'électricité au moyen d'un système hybride éolien-photovoltaïque-diesel, Revue Énergies Renouvelables : Zones Arides (2002), pp. 49-54.
- [46] C. Vaughn Nelson, L. Ken Stracher, E. Robert Foster, R. Nolon Clark, D. Raubenheimer, Wind hybrid systems technology characterization, West Texas AM University – AEI, New Mexico State University – SWTDI, USDA – ARS Bushland, Vista University, May 2002.
- [47] Y. Zahraoui, R. B. Khan, I. AlHamrouni, S. Mekhilef and M. Ahmed, Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria: A Review, Energies 2021, 14, 2354
- [48] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Ppron, Investigation des Différentes Alternatives Renouvelables et Hybrides Pour L'Electrification des Sites Isolés, Laboratoire de recherche en énergie éolienne (LREE), université du Québec à Rimouski & université du Québec à Chicoutimi Québec.
- [49] F. Allaoua, A. Lbane, Etude et implémentation d'une stratégie de contrôle d'un système hybride (Photovoltaïque Diesel), Thèse de master en Electrotechnique, Option : Energie Renouvelable. Université Abderrahmane Mira, Bejaia.
- [50] <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/production-d-electricite-et-ses-emissions-de-co2>
- [51] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/protocole-de-kyoto>
- [52] M. Fahad, M.A. Kassim, J.O. Rakoto, M. El Ganaoui, Dimensionnement d'un Système Hybride PV/Générateur Diesel Pour L'Alimentation Electrique D'Un Pylône de Télécommunication Aux Comores, Faculté des Sciences et Technologies, Université d'Antananarivo, Madagascar, Laboratoire d'Energie et Mécanique Appliquée, LEMA.
- [53] L. Grégoire, Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale, Tâche 9 de l'AIE-PVPS, Sous-Tâche 4, Rapport AEI-PVPS T9-13 :2013 CLUB-ER, Publication Thématique, Juillet 2013. ISBN : 978-3-906042-15-2.
- [54] A. Kaabeche, Etude comparative entre le stockage à hydrogène et les batteries au plomb dans un système hybride (Photovoltaïque / Eolien) autonome, Thèse de Doctorat en Sciences, Département de Génie Electrique, Laboratoire de Recherche en Electrotechnique, Ecole National Polytechnique, Alger.
- [55] O. Skarstein, K. Uhlen, "Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants", Wind Engineering, Volume 13, pp. 72-87, 1989.

- [56] G.C. Seeling-Hochmuth, “A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems”, *Solar energy* 61(2), pp. 77-87, 1997.
- [57] S. Makhdoomi, A. Askarzadeh “Optimizing operation of a photovoltaic/diesel generator hybrid energy system with pumped hydro storage by a modified crow search algorithm”, *Journal of Energy Storage* 27 (2020)
- [58] C. D. Rodríguez-Gallegos, D. Yang, O.Gandhi, Monika Bieri, T. Reindl et S.K. Panda, “A multi-objective and robust optimization approach for sizing and placement of PV and batteries in off-grid systems fully operated by diesel generators: An Indonesian case study”, *Energy* 160 (2018) 410-429.
- [59] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, “Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World –A Review,” *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311–321, 2013.
- [60] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, Mai 2009.

Annexe

Annexe

❖ Les générateurs choisis

➤ Cas d'un seul générateur

S=1650 kVA, P=1200 kW.


Industrial Diesel Generator Set – KD1650-E
 50 Hz - Emission Optimized – EPA Tier 2 Compliant


RATINGS 400 V - 50 Hz		
Standby	kVA	1650
	kWe	1320
Data Center / Mission Critical	kVA	1650
	kWe	1320
Prime	kVA	1500
	kWe	1200

Benefits & features**KOHLER SDMO premium quality**

- KOHLER SDMO provides **one source responsibility** for the generating set and accessories
- The generator set, its components and a wide range of options have been **fully developed, prototype tested, factory built**, and production-tested
- The generator sets are designed in accordance to ISO8528-5 performance **class G3** and accepts rated load in one step

KOHLER SDMO premium performances**Engines**

- Low fuel consumption thanks to a high technology common rail injection engine
- A smaller footprint thanks to a high power density
- Low temperature starting capability
- Long maintenance interval

Alternator

- Provide industry leading motor starting capability
- Excitation system to permit sustained overcurrent > 300% In, during 10 sec
- Built with a class H insulation and IP23

Cooling

- A compact and complete solution using a mechanically driven radiator fan
- High temperature and altitude product capacity available

Control Panel

- The KOHLER SDMO wide controller range provide the reliability and performances you expect from your equipment. You can program, manage and diagnose it easily and in an efficient way

KOHLER SDMO worldwide support

- A standard three-year or 1000-hour limited warranty for standby applications.
- A standard two-year or 8700-hour limited warranty for prime power applications.
- A worldwide product support

GENERAL SPECIFICATIONS

Engine brand	KOHLER KD Series
Alternator commercial brand	KOHLER
Voltage (V)	400/230
Standard Control Panel	M80-D
Optional control panel	APM403
Optional Control Panel	APM802
Consumption @ 100% load ESP (L/h)	324
Consumption @ 100% load PRP (L/h)	296
Engine optimisation	Emission optimisation
Type of Cooling	Mechanical driven fan
Performance class	G3
One step load acceptance (out of ISO criteria)	100%

GENERATOR SETS RATINGS

Voltage	Standby			Data Center / Mission Critical		Prime	
	kWe	kVA	Amps	kWe	kVA	kWe	kVA
415/240	1320	1650	2296	1320	1650	1200	1500
400/230	1320	1650	2382	1320	1650	1200	1500
380/220	1320	1650	2507	1320	1650	1200	1500

DIMENSIONS COMPACT VERSION

Length (mm)	5090
Width (mm)	2122
Height (mm)	2481
Tank capacity (L)	500
Dry weight (kg)	10100

DIMENSIONS SOUNDPROOFED VERSION

Type soundproofing	ISO20 Si
Length (mm)	6058
Width (mm)	2438
Height (mm)	2896
Tank capacity (L)	465
Dry weight (kg)	15900
Acoustic pressure level @1m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	97
Acoustic pressure level @7m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	88

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.



Industrial Diesel Generator Set – KD1650-E

50 Hz - Emission Optimized – EPA Tier 2 Compliant

Engine			
General			
Engine brand	KOHLER KD Series		
Engine ref.	KD45V20-5DES *		
Air inlet system	Turbo		
Fuel	Diesel Fuel		
Engine optimisation	Emission optimisation		
Cylinders configuration	V		
Number of cylinders	20		
Displacement (l)	44,95		
Bore (mm) * Stroke (mm)	135 * 157		
Compression ratio	15 : 1		
Speed (RPM)	1500		
Maximum stand-by power at rated RPM (kW)	1463		
Piston type & material	Steel		
Charge Air coolant	Air/Air		
Frequency regulation, steady state (%)	+/- 0.25%		
Injection Type	Direct		
Governor type	Electronic		
Air cleaner type, models	Dry		
Fuel system			
Maximum fuel pump flow (l/h)	470		
Fuel Inlet Minimum recommended size (mm)	19,05		
Fuel Outlet Minimum recommended size (mm)	9,53		
Max head on fuel return line (m)	3,10		
Maximum allowed inlet fuel temperature (°C)	60		
Consumption with cooling system			
	PRP	ESP	
Consumption @ 100% load (g/kW.h)	196	195	
Consumption @ 75% load (g/kW.h)	209,10	209,60	
Consumption @ 50% load (g/kW.h)	219,20	221,50	
Consumption @ 25% load (g/kW.h)	241,90	243,60	
Lubrication System			
Oil system capacity including filters (l)	180		
Min. oil pressure (bar)	3,50		
Max. oil pressure (bar)	6,50		
Oil sump capacity (l)	180		
Oil consumption 100% ESP 50Hz (l/h)	0,17		
Air Intake system			
Max. intake restriction (mm H2O)	510		
Intake air flow (l/s)	1501,41		
Exhaust system			
	PRP	ESP	
Heat rejection to exhaust (kW)		1077	
Exhaust gas temperature (°C)	499	519	
Exhaust gas flow (L/s)	3973	4218	
Max. exhaust back pressure (mm H2O)	867		
Cooling system and charge air cooler			
Ambient temperature design (°C)	40		
Radiator & Engine capacity (l)	286		
Fan power 50Hz (kW)	37,60		
Fan air flow w/o restriction (m3/s)	26		
Available restriction on air flow (mm H2O)	30		
Type of coolant	Gencool		
Radiated heat to ambient (kW)	102		
Heat rejection to coolant HT (kW)	535		
Flow on the HT circuit at 0.7Bars pressure drop off engine (l/min)	1904		
Coolant capacity HT, engine only (l)	143		
Outlet coolant temperature (°C)	100		
Max coolant temperature, Shutdown (°C)	105		
Max. pressure at inlet of HT water pump (mbar)	1000		
Thermostat begin of opening HT (°C)	82		
Thermostat end of opening HT (°C)	92		
CAC Heat Rejection (kW)	317		
Compressor Discharge Temp at 25°C (°C)	212		

* Engine reference may be partially modified depending on genset application, options selected by the customer and lead time required.

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.

➤ **Cas de trois générateurs identiques**
S=700 kVA, P=507 kW.



Industrial Diesel Generator Set – D700
50 Hz



RATINGS 400 V - 50 Hz		
Standby	kVA	697
	kWe	558
Prime	kVA	634
	kWe	507

Benefits & features

KOHLER SDMO premium quality

- Design offices using the latest technical innovations
- Modern fully certified factories
- A cutting edge laboratory
- The generating set, its components and a wide range of options have been fully developed, prototype tested, factory built, and production tested

KOHLER SDMO premium performances

- Optimized and certified sound levels
- Reliable power, even in extreme conditions
- Optimized fuel consumption
- Compact footprint
- Best quality of electricity, high starting and loading capacity, according to ISO8528-5
- Robust base frames and high-quality enclosures
- Protection of installations and people
- Approved in line with the most stringent standards

Engines

- Premium level engines, in-house or from strong partners
- High power density, small footprint
- Low temperature starting capability
- Long maintenance interval

Alternator

- Provide industry leading motor starting capability
- Made in Europe
- Built with a class H insulation and IP23

Cooling

- A flexible solution using an electrical driven radiator fan
- Designed or optimized by KOHLER-SDMO
- High temperature and altitude product capacity available

Base frame and enclosure

- High quality steel with enhanced corrosion resistance
- Highly durable QUALICOAT-certified epoxy paint
- Minimum 1000 hours of resistance to salt spray in accordance with ISO12944
- Ergonomic access to allow easy maintenance and connection of the generator
- Robust design optimized for transportation

GENERAL SPECIFICATIONS

Engine brand	DOOSAN
Alternator commercial brand	KOHLER
Voltage (V)	400/230
Standard Control Panel	APM403
Optional control panel	APM802
Optional Control Panel	M80
Optional control panel	Terminal block
Consumption @ 100% load ESP (L/h)	150
Consumption @ 100% load PRP (L/h)	137
Type of Cooling	Mechanical driven fan
Performance class	G2

GENERATOR SETS RATINGS

D700	Voltage	PH	Hz	Standby Rating			Prime Rating	
				kWe	kVA	Amps	kWe	kVA
	415/240	3	50	556	695	967	506	632
	400/230	3	50	558	697	1006	507	634
	380/220	3	50	556	695	1056	506	632

DIMENSIONS COMPACT VERSION

Length (mm)	3470
Width (mm)	1630
Height (mm)	2122
Tank capacity (L)	610
Dry weight (kg)	3633

DIMENSIONS SOUNDPROOFED VERSION

Type soundproofing	M230
Length (mm)	5031
Width (mm)	1690
Height (mm)	2672
Tank capacity (L)	610
Dry weight (kg)	5381
Acoustic pressure level @1m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	88
Acoustic pressure level @7m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	78

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.



Industrial Diesel Generator Set – D700

50 Hz

Engine			
General			
Engine brand	DOOSAN		
Engine ref.	DP180LB *		
Air inlet system	Turbo		
Cylinders configuration	V		
Number of cylinders	10		
Displacement (l)	18,27		
Bore (mm) * Stroke (mm)	128 * 142		
Compression ratio	15 : 1		
Speed (RPM)	1500		
Maximum stand-by power at rated RPM (kW)	612		
Charge Air coolant	Air/Air		
Frequency regulation, steady state (%)	+/- 0.25%		
Injection Type	Direct		
Governor type	Electronic		
Air cleaner type, models	Dry		
Fuel system			
Maximum fuel pump flow (l/h)	540		
Max head on fuel return line (m)	1		
Consumption with cooling system			
Consumption @ 100% load ESP (l/h)	149,50		
Consumption @ 100% PRP load (l/h)	136,40		
Consumption @ 75% PRP load (l/h)	103,80		
Consumption @ 50% PRP load (l/h)	71,20		
Emissions			
Emission PM (g/kW.h)	0,07		
Emission CO (g/kW.h)	0,71		
Emission NOx (g/kW.h)	13,60		
Emission HC (g/kW.h)	0,13		
Lubrication System			
Oil system capacity including filters (l)	34		
Min. oil pressure (bar)	0,50		
Max. oil pressure (bar)			
Oil sump capacity (l)			
Oil consumption 100% ESP 50Hz (l/h)	0,65		
Air Intake system			
Max. intake restriction (mm H2O)	220		
Intake air flow (l/s)	600		
Exhaust system			
		PRP	ESP
Heat rejection to exhaust (kW)			561
Exhaust gas temperature (°C)			587
Exhaust gas flow (L/s)			1967
Max. exhaust back pressure (mm H2O)	600		
Cooling system			
Radiator & Engine capacity (l)	123		
Fan power 50Hz (kW)	24		
Fan air flow w/o restriction (m3/s)	13,80		
Available restriction on air flow (mm H2O)	25		
Type of coolant	Glycol-Ethylene		
Radiated heat to ambient (kW)	57		
Heat rejection to coolant HT (kW)	268		
Coolant capacity HT, engine only (l)	21		
Max coolant temperature, Shutdown (°C)	103		
Thermostat begin of opening HT (°C)	71		
Thermostat end of opening HT (°C)	85		

* Engine reference may be partially modified depending on genset application, options selected by the customer and lead time required.

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit. Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.

➤ Cas des générateurs non identiques :

S=350 kVA, P=254 kW.



Industrial Diesel Generator Set – V350C2

50 Hz



RATINGS 400 V - 50 Hz		
Standby	kVA	350
	kWe	280
Prime	kVA	318
	kWe	254

Benefits & features

KOHLER SDMO premium quality

- Design offices using the latest technical innovations
- Modern fully certified factories
- A cutting edge laboratory
- The generating set, its components and a wide range of options have been fully developed, prototype tested, factory built, and production tested

KOHLER SDMO premium performances

- Optimized and certified sound levels
- Reliable power, even in extreme conditions
- Optimized fuel consumption
- Compact footprint
- Best quality of electricity, high starting and loading capacity, according to ISO8528-5
- Robust base frames and high-quality enclosures
- Protection of installations and people
- Approved in line with the most stringent standards

Engines

- Premium level engines, in-house or from strong partners
- High power density, small footprint
- Low temperature starting capability
- Long maintenance interval

Alternator

- Provide industry leading motor starting capability
- Made in Europe
- Built with a class H insulation and IP23

Cooling

- A flexible solution using an electrical driven radiator fan
- Designed or optimized by KOHLER-SDMO
- High temperature and altitude product capacity available

Base frame and enclosure

- High quality steel with enhanced corrosion resistance
- Highly durable QUALICOAT-certified epoxy paint
- Minimum 1000 hours of resistance to salt spray in accordance with ISO12944
- Ergonomic access to allow easy maintenance and connection of the generator
- Robust design optimized for transportation

GENERAL SPECIFICATIONS

Engine brand	VOLVO
Alternator commercial brand	KOHLER
Voltage (V)	400/230
Standard Control Panel	APM403
Optional control panel	APM802
Optional Control Panel	M80
Optional control panel	Terminal block
Consumption @ 100% load ESP (L/h)	70
Consumption @ 100% load PRP (L/h)	63
Type of Cooling	Mechanical driven fan
Performance class	G3

GENERATOR SETS RATINGS

	Voltage	PH	Hz	Standby Rating			Prime Rating	
				kWe	kVA	Amps	kWe	kVA
V350C2	415/240	3	50	280	350	487	254	318
	400/230	3	50	280	350	505	254	318
	380/220	3	50	280	350	532	254	318
	200/115	3	50	280	350	1010	254	318
	240 TRI	3	50	280	350	842	254	318
	230 TRI	3	50	280	350	879	254	318
	220 TRI	3	50	280	350	919	254	318

DIMENSIONS COMPACT VERSION

Length (mm)	3160
Width (mm)	1340
Height (mm)	1805
Tank capacity (L)	470
Dry weight (kg)	3103

DIMENSIONS SOUNDPROOFED VERSION

Type soundproofing	M228
Length (mm)	4475
Width (mm)	1410
Height (mm)	2430
Tank capacity (L)	470
Dry weight (kg)	4035
Acoustic pressure level @1m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	77
Acoustic pressure level @7m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	67

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.



Industrial Diesel Generator Set - V350C2

50 Hz

Engine			
General		Lubrication System	
Engine brand	VOLVO	Oil system capacity including filters (l)	36
Engine ref.	TAD1341GE-B *	Min. oil pressure (bar)	2,50
Air inlet system	Turbo	Max. oil pressure (bar)	
Fuel	Diesel Fuel	Oil sump capacity (l)	30
Cylinders configuration	L	Oil consumption 100% ESP 50Hz (l/h)	0,04
Number of cylinders	6	Air Intake system	
Displacement (l)	12,78	Max. intake restriction (mm H2O)	510
Bore (mm) * Stroke (mm)	131 * 158	Intake air flow (l/s)	402
Compression ratio	18.1 : 1	Exhaust system	
Speed (RPM)	1500		PRP ESP
Maximum stand-by power at rated RPM (kW)	308	Heat rejection to exhaust (kW)	203
Charge Air coolant	Air/Air	Exhaust gas temperature (°C)	405 414
Frequency regulation, steady state (%)	+/- 0.25%	Exhaust gas flow (L/s)	817 867
Injection Type	Direct	Max. exhaust back pressure (mm H2O)	1020
Governor type	Electronic	Cooling system	
Air cleaner type, models	Dry	Radiator & Engine capacity (l)	24
Fuel system		Fan power 50Hz (kW)	10
Maximum fuel pump flow (l/h)	90	Fan air flow w/o restriction (m3/s)	7,50
Max head on fuel return line (m)	2	Available restriction on air flow (mm H2O)	20
Maximum allowed inlet fuel temperature (°C)	50	Type of coolant	Glycol-Ethylene
Consumption with cooling system		Radiated heat to ambient (kW)	10
Consumption @ 100% load ESP (l/h)	70,30	Heat rejection to coolant HT (kW)	133
Consumption @ 100% PRP load (l/h)	63,50	Flow on the HT circuit at 0.7Bars pressure drop off engine (l/min)	300
Consumption @ 75% PRP load (l/h)	48,10	Coolant capacity HT, engine only (l)	20
Consumption @ 50% PRP load (l/h)	33,40	Outlet coolant temperature (°C)	92
Emissions		Max coolant temperature, Shutdown (°C)	107
Emission PM (g/kW.h)	0,08	Max. pressure at inlet of HT water pump (mbar)	1000
Emission CO (g/kW.h)	0,56	Thermostat begin of opening HT (°C)	82
Emission NOx (g/kW.h)	5,62	Thermostat end of opening HT (°C)	92
Emission HC (g/kW.h)	0,22		

* Engine reference may be partially modified depending on genset application, options selected by the customer and lead time required.

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.

S=550 kVA, P=400 kW.



Industrial Diesel Generator Set – V550C3

50 Hz



RATINGS 400 V - 50 Hz		
Standby	kVA	550
	kWe	440
Prime	kVA	500
	kWe	400

Benefits & features

KOHLER SDMO premium quality

- Design offices using the latest technical innovations
- Modern fully certified factories
- A cutting edge laboratory
- The generating set, its components and a wide range of options have been fully developed, prototype tested, factory built, and production tested

KOHLER SDMO premium performances

- Optimized and certified sound levels
- Reliable power, even in extreme conditions
- Optimized fuel consumption
- Compact footprint
- Best quality of electricity, high starting and loading capacity, according to ISO8528-5
- Robust base frames and high-quality enclosures
- Protection of installations and people
- Approved in line with the most stringent standards

Engines

- Premium level engines, in-house or from strong partners
- High power density, small footprint
- Low temperature starting capability
- Long maintenance interval

Alternator

- Provide industry leading motor starting capability
- Made in Europe
- Built with a class H insulation and IP23

Cooling

- A flexible solution using an electrical driven radiator fan
- Designed or optimized by KOHLER-SDMO
- High temperature and altitude product capacity available

Base frame and enclosure

- High quality steel with enhanced corrosion resistance
- Highly durable QUALICOAT-certified epoxy paint
- Minimum 1000 hours of resistance to salt spray in accordance with ISO12944
- Ergonomic access to allow easy maintenance and connection of the generator
- Robust design optimized for transportation

GENERAL SPECIFICATIONS

Engine brand	VOLVO
Alternator commercial brand	KOHLER
Voltage (V)	400/230
Standard Control Panel	APM403
Optional control panel	APM802
Optional Control Panel	M80
Optional control panel	Terminal block
Consumption @ 100% load ESP (L/h)	112
Consumption @ 100% load PRP (L/h)	101
Type of Cooling	Mechanical driven fan
Performance class	G3

GENERATOR SETS RATINGS

	Voltage	PH	Hz	Standby Rating			Prime Rating	
				kWe	kVA	Amps	kWe	kVA
V550C3	415/240	3	50	440	550	765	400	500
	400/230	3	50	440	550	794	400	500
	380/220	3	50	440	550	836	400	500
	200/115	3	50	440	550	1588	400	500
	240 TRI	3	50	440	550	1323	400	500
	230 TRI	3	50	440	550	1381	400	500
	220 TRI	3	50	440	550	1443	400	500

DIMENSIONS COMPACT VERSION

Length (mm)	3470
Width (mm)	1630
Height (mm)	2095
Tank capacity (L)	610
Dry weight (kg)	3650

DIMENSIONS SOUNDPROOFED VERSION

Type soundproofing	M230
Length (mm)	5031
Width (mm)	1690
Height (mm)	2672
Tank capacity (L)	610
Dry weight (kg)	5170
Acoustic pressure level @1m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	81
Acoustic pressure level @7m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	71

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.



Industrial Diesel Generator Set – V550C3

50 Hz

Engine			
General		Lubrication System	
Engine brand	VOLVO	Oil system capacity including filters (l)	48
Engine ref.	TAD1651GE *	Min. oil pressure (bar)	0,70
Air inlet system	Turbo	Max. oil pressure (bar)	6,50
Cylinders configuration	L	Oil sump capacity (l)	42
Number of cylinders	6	Oil consumption 100% ESP 50Hz (l/h)	0,10
Displacement (l)	16,12	Air Intake system	
Bore (mm) * Stroke (mm)	144 * 165	Max. intake restriction (mm H2O)	500
Compression ratio	16.5 : 1	Intake air flow (l/s)	500
Speed (RPM)	1500	Exhaust system	
Maximum stand-by power at rated RPM (kW)	484		
Charge Air coolant	Air/Air		
Frequency regulation, steady state (%)	+/- 0.25%	Heat rejection to exhaust (kW)	PRP ESP
Injection Type	Direct	Exhaust gas temperature (°C)	492 523
Governor type	Electronic	Exhaust gas flow (L/s)	1267 1367
Air cleaner type, models	Dry	Max. exhaust back pressure (mm H2O)	1000
Fuel system		Cooling system	
Maximum fuel pump flow (l/h)	141	Radiator & Engine capacity (l)	60
Max head on fuel return line (m)	0	Fan power 50Hz (kW)	11
Consumption with cooling system		Exhaust gas temperature (°C)	8,60
Consumption @ 100% load ESP (l/h)	113,90	Exhaust gas flow (L/s)	25
Consumption @ 100% PRP load (l/h)	102,70	Available restriction on air flow (mm H2O)	
Consumption @ 75% PRP load (l/h)	79,80	Type of coolant	Glycol-Ethylene
Consumption @ 50% PRP load (l/h)	55	Radiated heat to ambient (kW)	19
Emissions		Heat rejection to coolant HT (kW)	200
Emission PM (g/kW.h)	0,14	Flow on the HT circuit at 0.7Bars pressure drop off engine (l/min)	383
Emission CO (g/kW.h)	0,77	Coolant capacity HT, engine only (l)	33
Emission NOx (g/kW.h)	3,49	Outlet coolant temperature (°C)	93
Emission HC (g/kW.h)	0,14	Max coolant temperature, Shutdown (°C)	107
		Thermostat begin of opening HT (°C)	82
		Thermostat end of opening HT (°C)	92

* Engine reference may be partially modified depending on genset application, options selected by the customer and lead time required.

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.

S=1000 kVA, P=707 kW.



Industrial Diesel Generator Set – KD1000-E 50 Hz - Emission Optimized – EPA Tier 2 Compliant



Benefits & features

KOHLER SDMO premium quality

- KOHLER SDMO provides **one source responsibility** for the generating set and accessories
- The generator set, its components and a wide range of options have been **fully developed, prototype tested, factory built**, and production-tested
- The generator sets are designed in accordance to ISO8528-5 performance **class G3** and accepts rated load in one step

KOHLER SDMO premium performances

Engines

- Low fuel consumption thanks to a high technology common rail injection engine
- A smaller footprint thanks to a high power density
- Low temperature starting capability
- Long maintenance interval

Alternator

- Provide industry leading motor starting capability
- Excitation system to permit sustained overcurrent > 300% In, during 10 sec
- Built with a class H insulation and IP23

Cooling

- A compact and complete solution using a mechanically driven radiator fan
- High temperature and altitude product capacity available

Control Panel

- The KOHLER SDMO wide controller range provide the reliability and performances you expect from your equipment. You can program, manage and diagnose it easily and in an efficient way

KOHLER SDMO worldwide support

- A standard three-year or 1000-hour limited warranty for standby applications.
- A standard two-year or 8700-hour limited warranty for prime power applications.
- A worldwide product support

RATINGS 400 V - 50 Hz		
Standby	kVA	1000
	kWe	800
Data Center / Mission Critical	kVA	1000
	kWe	800
Prime	kVA	909
	kWe	727

GENERAL SPECIFICATIONS

Engine brand	KOHLER KD Series
Alternator commercial brand	KOHLER
Voltage (V)	400/230
Standard Control Panel	M80-D
Optional control panel	APM403
Optional Control Panel	APM802
Consumption @ 100% load ESP (L/h)	204
Consumption @ 100% load PRP (L/h)	180
Engine optimisation	Emission optimisation
Type of Cooling	Mechanical driven fan
Performance class	G3
One step load acceptance (out of ISO criteria)	100%

GENERATOR SETS RATINGS

	Standby			Data Center / Mission Critical			Prime	
	kWe	kVA	Amps	kWe	kVA	kWe	kVA	
415/240	800	1000	1391	800	1000	727	909	
400/230	800	1000	1443	800	1000	727	909	
380/220	800	1000	1519	800	1000	727	909	

DIMENSIONS COMPACT VERSION

Length (mm)	4190
Width (mm)	1720
Height (mm)	2275
Tank capacity (L)	500
Dry weight (kg)	6040

DIMENSIONS SOUNDPROOFED VERSION

Type soundproofing	M427SI
Length (mm)	6413
Width (mm)	2160
Height (mm)	2750
Tank capacity (L)	1035
Dry weight (kg)	8800
Acoustic pressure level @1m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	86
Acoustic pressure level @7m in dB(A) 50Hz (75% PRP)	77

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.



Industrial Diesel Generator Set – KD1000-E

50 Hz - Emission Optimized – EPA Tier 2 Compliant

Engine			
General			
Engine brand	KOHLER KD Series		
Engine ref.	KD27V12-5CES *		
Air inlet system	Turbo		
Fuel	Diesel Fuel		
Engine optimisation	Emission optimisation		
Cylinders configuration	V		
Number of cylinders	12		
Displacement (l)	26,97		
Bore (mm) * Stroke (mm)	135 * 157		
Compression ratio	15 : 1		
Speed (RPM)	1500		
Maximum stand-by power at rated RPM (kW)	905		
Piston type & material	Steel		
Charge Air coolant	Air/Air		
Frequency regulation, steady state (%)	+/- 0.25%		
Injection Type	Direct		
Governor type	Electronic		
Air cleaner type, models	Dry		
Fuel system			
Maximum fuel pump flow (l/h)	310		
Fuel Inlet Minimum recommended size (mm)	19,05		
Fuel Outlet Minimum recommended size (mm)	9,53		
Max head on fuel return line (m)	3,10		
Maximum allowed inlet fuel temperature (°C)	60		
Consumption with cooling system			
	PRP	ESP	
Consumption @ 100% load (g/kW.h)	195	201	
Consumption @ 75% load (g/kW.h)	198,50	196,80	
Consumption @ 50% load (g/kW.h)	213	209	
Consumption @ 25% load (g/kW.h)	235	232,50	
Lubrication System			
Oil system capacity including filters (l)	101		
Min. oil pressure (bar)	3,30		
Max. oil pressure (bar)	5,50		
Oil sump capacity (l)	89		
Oil consumption 100% ESP 50Hz (l/h)	0,11		
Air Intake system			
Max. intake restriction (mm H2O)	510		
Intake air flow (l/s)	923,82		
Exhaust system			
	PRP	ESP	
Heat rejection to exhaust (kW)		648	
Exhaust gas temperature (°C)	474	558	
Exhaust gas flow (L/s)	2428	2727	
Max. exhaust back pressure (mm H2O)	867		
Cooling system and charge air cooler			
Ambient temperature design (°C)	40		
Radiator & Engine capacity (l)	116		
Fan power 50Hz (kW)	20,80		
Fan air flow w/o restriction (m3/s)	15		
Available restriction on air flow (mm H2O)	20		
Type of coolant	Gencool		
Radiated heat to ambient (kW)	65		
Heat rejection to coolant HT (kW)	304		
Flow on the HT circuit at 0.7Bars pressure drop off engine (l/min)	817		
Coolant capacity HT, engine only (l)	55		
Outlet coolant temperature (°C)	100		
Max coolant temperature, Shutdown (°C)	105		
Max. pressure at inlet of HT water pump (mbar)	1000		
Thermostat begin of opening HT (°C)	82		
Thermostat end of opening HT (°C)	92		
CAC Heat Rejection (kW)	203		
Compressor Discharge Temp at 25°C (°C)	209		

* Engine reference may be partially modified depending on genset application, options selected by the customer and lead time required.

Reference Conditions: 25°C Air Inlet Temperature, 40°C Fuel Inlet Temperature, 100 kPa Barometric Pressure; 10.7 g/kg of dry air Humidity. Intake Restriction set to maximum allowable limit for clean filter; Exhaust Back pressure set to maximum allowable limit.

Data was taken from a single engine test according to the test methods, fuel specification and reference conditions stated above and is subjected to instrumentation and engine-to-engine variability. Test conducted with alternate test methods, instrumentation, fuel or reference conditions can yield different results. Data and specifications subject to change without notice.

❖ Facteurs de consommation des groupes électrogènes :

On obtient les deux facteurs de consommation à partir de la courbe de la consommation du fuel en fonction de la puissance tel que :

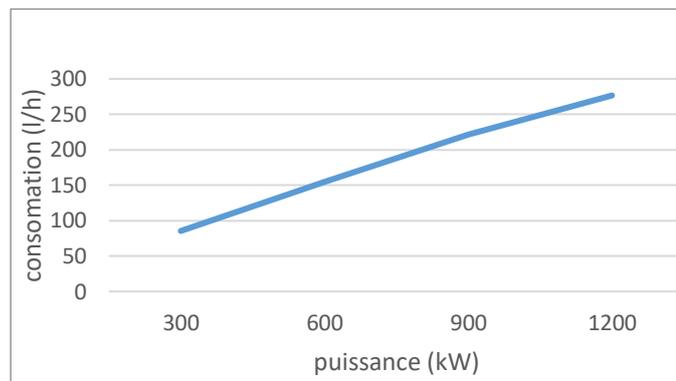
a est la pente de la courbe : $a = \frac{\Delta \text{puissance}}{\Delta \text{consommation}}$ (l/kWh)

b est le rapport de consommation pour une puissance nulle et la puissance maximale de générateur : $b = \frac{\text{Consommation}_0}{P_{DG}}$ (l/kWh)

➤ Cas d'un seul générateur

On prend un générateur de puissance 1650 kVA dont sa consommation est donnée par le tableau et la courbe suivants :

Puissance (kW)	Consommation (l/h)
300	85.3764706
600	154.729412
900	221.4
1200	276.705882



$a=0.21258824$ l/kWh

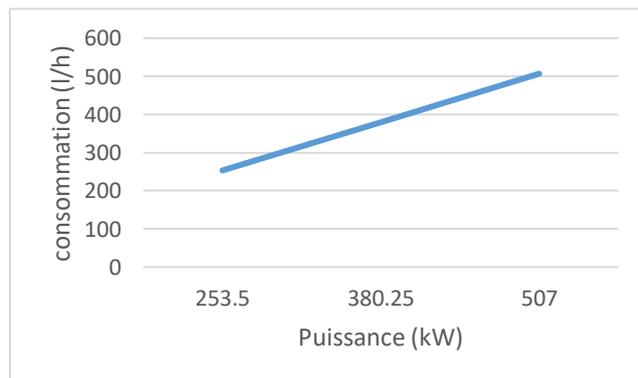
$b=0.0179951$ l/kWh

La consommation de fuel en fonction de sa puissance pour le générateur de $P_n=1200$ kW.

➤ Cas des générateurs identiques

Les générateurs présent dans ce cas est de 700 kVA

Puissance (kW)	Consommation (l/h)
253.5	71.2
380.25	103.8
507	136.4



$a= 0.25719921$ l/kWh

$b= 0.01183432$ l/kWh

La consommation de fuel en fonction de sa puissance pour le générateur de $P_n=707$ kW.

➤ **Cas des générateurs non identiques**

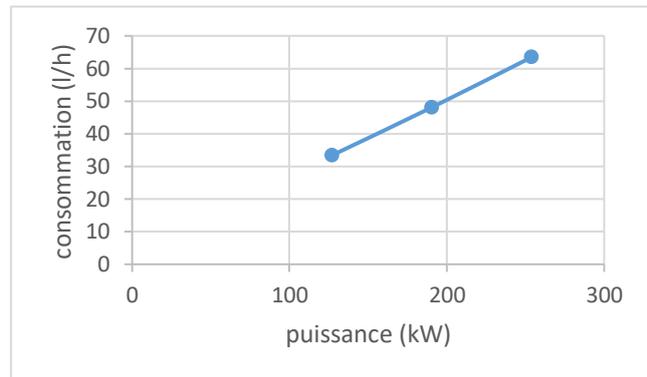
Les générateurs présent pour ce cas sont : 350 kVA, 500 kVA et de 1000 kVA

• **Petit générateur**

Puissance (kW)	Consommation (l/h)
127	33.4
190.5	48.1
254	63.5

$$a = 0.23149606 \text{ l/kWh}$$

$$b = 0.01574803 \text{ l/kWh}$$



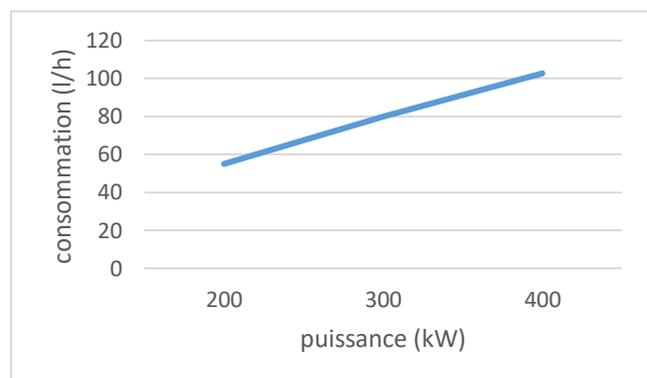
La consommation de fuel en fonction de sa puissance pour le générateur de $P_n=254$ kW.

• **Générateur moyen**

Puissance (kW)	Consommation (l/h)
200	55
300	79.8
400	102.7

$$a = 0.2385 \text{ l/kWh}$$

$$b = 0.01825 \text{ l/kWh}$$



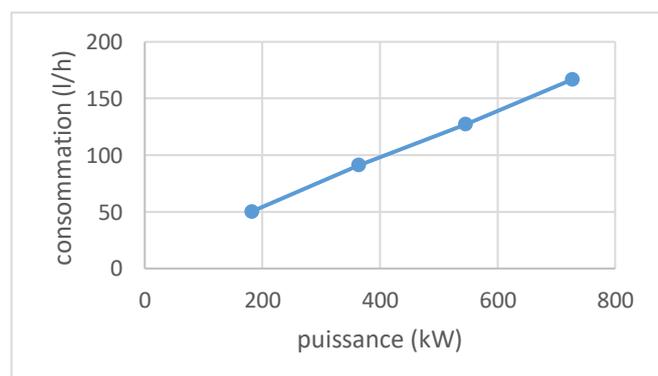
La consommation de fuel en fonction de sa puissance pour le générateur de $P_n=400$ kW

• **Grand générateur**

Puissance (kW)	Consommation (l/h)
181.75	50.2485294
363.5	91.0888235
545.25	127.331912
727	166.782353

$$a = 0.21705882 \text{ l/kWh}$$

$$b = 0.01235294 \text{ l/kWh}$$



La consommation de fuel en fonction de sa puissance pour le générateur de $P_n=727$ kW

❖ Le choix des onduleurs

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

**Efficient**

- Maximum efficiency of 98.4%

Safe

- DC surge arrester (SPD type II) can be integrated

Flexible

- DC input voltage of up to 1000 V
- Multistring capability for optimum system design
- Optional display

Innovative

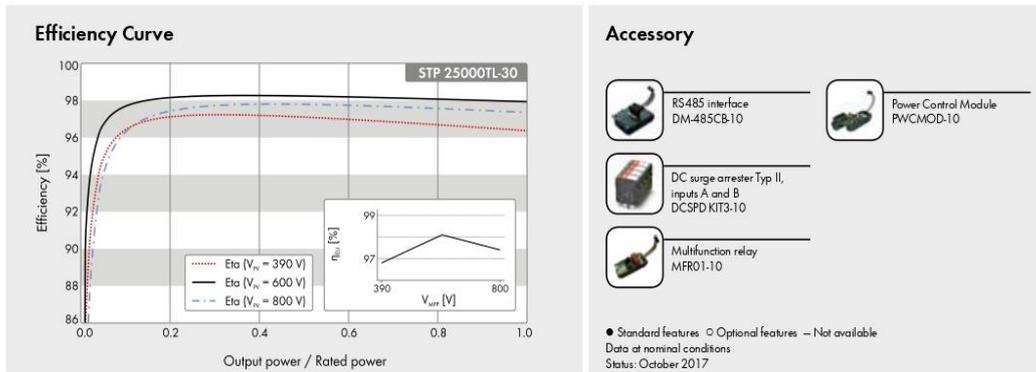
- Cutting-edge grid management functions with Integrated Plant Control
- Reactive power available 24/7 (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

The Sunny Tripower is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4%, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

The future is now: the Sunny Tripower comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (Q on Demand 24/7).



Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
Max. generator power	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
General data		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / Accessories		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	
OpiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)	ANIRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
* Does not apply to all national appendices of EN 50438		
Type designation	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

❖ **Le choix des panneaux photovoltaïques**
 $P_{STC}=380$, $\gamma = 0.39\%$, $NOCT=800 \text{ W/m}^2$, $STC=1000 \text{ W/m}^2$


SIRAJ 5BB MONO-PERC

**HIGH RETURN ON INVESTMENT**

- Excellent for large scale installations.
- 1500V IEC certified.
- High power footprint reduces installation time and BOS costs.

LOW COST MODULE

- High quality monocrystalline PERC 5BB cells.

EXCELLENT WITHSTAND CHALLENGING ENVIRONMENTAL CONDITIONS

- 35mm hail stones at 97 km/h.
- 2400 Pa wind load and 5400 Pa snow load.

EXCELLENT DURABILITY RELIABILITY PERFORMANCE

- Excellent PID resistant.
- All modules have to pass electroluminescence inspection.

**72 CELL****MONOCRYSTALLINE
MODULE****PERC****CELL
TECHNOLOGY****385W****POWER RANGE**

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES ISO 9001:2015 ISO 14001 :2015



PRODUCT CERTIFICATES IEC 61215:2016 IEC 61730:2016



PRODUCT CERTIFICATES OHSAS 18001 :2007

10 Years

Product Warranty

25 YearsLinear Performance
Warranty**HEADQUARTER**

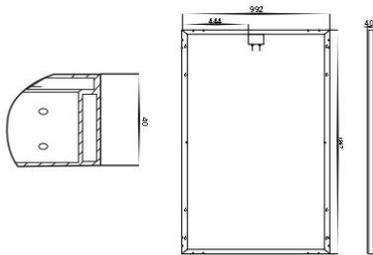
31, Coop Marhaba Draria, Algiers, Algeria
Tel: +213.23.33.05.62
www.milltech-dz.com

FACTORY

The industrial Zone of Boukerana, N 499,
Chelghoum El Aid, Mila, Algeria

MILLTech
inspiring you

ENGINEERING DRAWINGS



MECHANICAL SPECIFICATION

Module dimension	1967*992*40 mm
Number of cells	72
Weight	23kg
Cell type	PERC Monocrystallines M2 cells
Glass	3,2mm thickness fully tempered
Backsheet	White backsheet (1500V)
Frame	Aluminium
Jbox	IP67, 3 diodes
Cables	4mm ² (1500V)
Connector	QC4.10 (1500V)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Temperature coefficient of PMAX	-0.390% / °C
Temperature coefficient of VOC	-0.300% / °C
Temperature coefficient of ISC	0.060% / °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOTC)	45°C

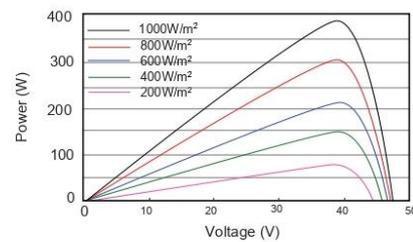
MAXIMUM RATINGS

Operational temperature	-40°C to + 85°C
Maximum system voltage	1500 V
Maximum rated current	15A

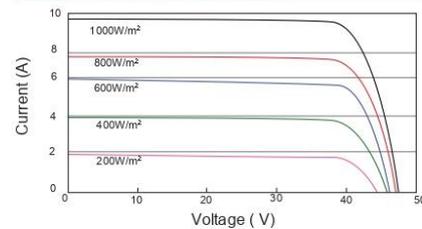
ELECTRICAL CHARACTERISTICS

		385	380	375	
STC (Spectrum of AM 1.5 Irradiation 1000W/M2 Cell temperature 25°C)	Maximum rated power (Pmax)(0~+3%)	W	385	380	375
	Maximum power voltage (Vmp)	V	40.70	40.63	40.42
	Open circuit voltage (Voc)	V	47.90	47.76	47.62
	Maximum power current (Imp)	A	9.4	9.29	9.22
	Short circuit current (Isc)	A	9.86	9.83	9.76
	Module efficiency	%	19.7	19.5	19.2
NOTC (Spectrum of AM 1.5 Irradiation 800W/M2 Cell temperature 20°C and wind speed 1m/s)	Maximum rated power (Pmax)	W	286	282	279
	Maximum power voltage (Vmp)	V	38.7	38.2	37.7
	Open circuit voltage (Voc)	V	45.5	44.9	44.3
	Maximum power current (Imp)	A	7.7	7.6	7.5
	Short circuit current (Isc)	A	8.12	8.01	7.91

POWER-VOLTAGE CURVE



HIGH-VOLTAGE CURVE



STC: ☀ Irradiance 1000W/m2

🌡 Cell Temperature 25°C

☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m2

🌡 Ambient Temperature 20°C

☁ AM=1.5

🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ±3%

HEADQUARTER

📍 31, Coop Marhaba Draria, Algiers, Algeria
Tel: +213.23.33.05.62
www.milltech-dz.com

FACTORY

📍 The industrial Zone of Boukerana, N 499,
Chelghoum El Aid, Mila, Algeria

MILLTech
Inspiring you