

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Saad DAHLAB de Blida 01

Faculté de la technologie

Département des Energies Renouvelables

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

**En Vue de L'obtention du Diplôme de Master en conversion
Photovoltaïque**

Thème

**Simulation d'une centrale solaire
photovoltaïque
de 10 mégawatts**

Présenté par :

- ✓ Melle : BOUZEKRINE Sofiane
- ✓ Melle : MEDDI Med Wassim

Membre du jury :

Président :
Promoteur :
Examineur :

Année universitaire : 2021/2022

Dédicace

“

Nous dédions ce travail qui n'aurait jamais pu voir le jour sans le soutien indéfectible et sans limites de nos chers parents qui n'ont cessé de nous donner avec amour le nécessaire pour que nous puissions arriver à ce que nous sommes aujourd'hui. Que DIEU les protège et que la réussite soit toujours là nous pour les combler de bonheur. Nous dédions aussi ce travail :

À notre promoteur

Dr. BOUZAKI Med. Mustafa.

*À notre co-promoteur **Mr. BOUCHENEB DJALLAL.***

*À notre cher parrain **Mr. DOUMAZ Toufik.***

*À Tous nos amis et particulièrement **Rayan ZIOUI, TAOUCHE Soulef,** et à tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin, chacun en son nom ;*

*À Tous nos collègues de la société **SONATRACH,** en l'occurrence **Mr. Rafik ROUAG** pour nous avoir aidé dans la réalisation de notre mémoire, et plus particulièrement le Directeur de la direction des énergies nouvelles Monsieur **KALASH Billel.***

Sofiane et Wassim

Remerciements

Tout d'abord je remercie « ALLAH » le tout puissant de nous avoir donné la santé, la volonté, le courage et la patience pour mener à terme notre formation et pouvoir réaliser ce travail ;

Nous remercions Monsieur Le directeur de la direction des énergies nouvelles de SONATRACH **Mr, KALASH Billel** pour nous avoir accueilli au sein de sa direction, d'avoir mis à nous disposition tous les moyens nécessaires. Nous remercions **Mr. BOUCHENEBO Djallal** de nous avoir encadré durant notre stage et d'avoir consacré beaucoup de temps et d'efforts afin que ce stage soit le plus fructueux possible.

Sans oublier de remercier **Mr. ROUAG Rafik** et nos vifs remerciements également aux personnes qui nous ont aidé dans la réalisation de ce mémoire, ainsi que celles avec lesquelles nous avons pu échanger les idées et qui nous ont aidé pour la rédaction de ce mémoire ;

Nous remercions également notre encadreur **Dr. BOUZAKI Mustafa** qui a consacré son temps précieux pour l'accomplissement de notre projet.

Nos remerciements s'adressent aussi à notre parrain **Mr. DOUMAZ Toufik**, pour ses précieux conseils, sa disponibilité et pour nous avoir guidé tout au long de cette étude.

Nous remercions Monsieur le Président DOUMAZ Toufik et les membres de jury les Dr. AMROUCHE Badia et Dr. KHODJA Fouad pour avoir accepté de juger cet humble travail.

De peur d'en avoir oublié, nous souhaitons remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de notre parcours universitaire.

ملخص

من الممكن للانتقال الطاقوي محاربة التغير المناخي أو الحد من الاحتباس الحراري و تلبية إرادة الحكومة كذلك السكان .
ان توفر مصدر مهم للطاقة الشمسية و الموقع الجرافي للجزائر يمكننا من تطبيق الطاقة الكهروضوئية كحل مغري جدا لإنتاج الكهرباء . العمل الذي تقدمه في هذه المذكرة هو موضوع دراسة تحجيم محطة طاقة شمسية الكهروضوئية ذات قدرة إنتاجية 10 ميغا واط من انجاز الشركة الوطنية للمحروقات إستخدمنا برنامج PV SYST في محاكاتها ، حيث ستكون المحطة في ولاية ورقلة "شمال بئر رباح " أجرينا دراستين باستعمال نوعين مختلفين من الألواح الكهروضوئية ،احادية الوجه و ثنائية الوجه مع الحفاظ على نفس الإعدادات والأجهزة الأخرى وهذا للحصول على الكفاءة والأداء الأفضل ،بالإضافة إلى الزيادة في إنتاج الطاقة السنوية لذي تنتجه المحطة.

كلمات مفتاحية :

الانتقال الطاقوي، محطة كهروضوئية، الواح ذات وجهين، 10 ميغاواط، PVSYST

Résumé

La transition énergétique doit permettre de lutter contre le changement ou de limiter le réchauffement climatique. La transition énergétique répond à la fois à un besoin et à une volonté, des gouvernements comme des populations.

La disponibilité d'une source importante d'énergie solaire et la situation géographique de notre pays peut rendre l'application de l'énergie photovoltaïque comme une solution très séduisante pour la production de l'électricité. Le travail que nous présentons dans ce mémoire fait l'objet d'une étude de dimensionnement d'une centrale solaire photovoltaïque de 10 mégawatts qui va être réaliser par Sonatrach, On a utilisé Logiciel PVSYST dans notre simulation, la centrale va se situer à Ouargla « Bir Rebaa Nord ».

Nous avons effectué deux études par deux types de panneaux différents, monofaciales et bifaciales, en gardant les mêmes autres paramètres, et cela pour avoir le meilleure rendement et performance, ainsi que pour augmenter l'Energie annuel produite par notre centrale.

Mots clés : Transition énergétique, Centrale Photovoltaïque, bifaciales, 10 MW, PVSYS

Abstract

The energy transition must make it possible to fight against or limit global warming. The energy transition responds to both a need and a will, on the part of governments and populations alike.

The availability of an important source of solar energy and the geographical situation of our country of our country can make the application of photovoltaic energy as a very attractive solution very attractive solution for the production of electricity. The work that we present in this thesis is the subject of a sizing study of a solar photovoltaic plant of 10 megawatts of 10 megawatts that will be realized by Sonatrach, we used PVSYST software in our simulation, the plant will be

We used PVSYST software in our simulation, the plant will be located in Ouargla "Bir Rebaa Nord". We have made two studies by two different types of panels, monofacial and bifacial, keeping the same other parameters, and that to have the best performance and and performance, as well as to increase the annual energy produced by our plant.

Keywords : Energy transition ,Power station Photovoltaic ,bifacial ,10 MW, PVSYS

Table des matières

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumés	III
Introduction générale	1
1 La transition énergétique	2
1.1 Introduction	3
1.2 Définition de la transition énergétique :.....	3
1.3 Quels sont les enjeux de la transition énergétique ?	4
1.4 Les six canaux pour le développement de la transition énergétique	5
1.4.1 Décarbonisation des sources d'énergie et des produits finis.....	5
1.4.2 Accroître l'efficacité énergétique opérationnelle.....	5
1.4.3 Identifier de nouvelles opportunités d'investissement.....	6
1.4.4 Déploiement de nouvelles technologies	7
1.4.5 S'adapter aux nouveaux mandats politiques	8
1.4.6 Gérer les attentes des consommateurs et des actionnaires	8
1.5 La transition énergétique en Algérie	8
1.5.1 Loi en élaboration de la transition énergétique en Algérie.....	8
1.5.2 Les objectifs de l'état algérien d'après cette transition énergétique	9
1.6 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie.....	11
1.6.1 Réalisation de centrales de production d'électricité à partir de sources EnR :.....	11
1.6.2 Actualisation des études de prospection des terrains destinés aux projets EnR :.....	12
1.6.3 Identification et levée des contraintes :.....	13
1.6.4 Identification du potentiel national en énergie renouvelables.....	13
1.6.5 Amendement des textes législatifs et réglementaires :	14
1.7 Conclusion :	15
2 Les composants de la centrale PV	16
2.1 Introduction	17

Table des matières

2.2	Les systèmes solaires PV et leurs configurations	17
2.2.1	Alimentation direct	17
2.2.2	Système isolé.....	18
2.2.3	Système connecté au réseau :	20
2.2.4	Récapitulatif et points forts de chaque configuration	20
2.3	Les différents composants de la centrale photovoltaïque connectée au réseau et les critères de choix de chaque composant	21
2.3.1	Panneaux solaires photovoltaïques	21
2.3.2	Les différents types des panneaux solaires.....	25
2.3.3	Les panneaux solaires bifaciaux :.....	26
2.3.4	Onduleurs	28
2.3.5	Transformateurs	35
2.3.6	Structures porteuses	38
2.3.7	Connecteurs.....	42
2.3.8	Fusibles de chaîne/disjoncteurs miniatures (MCB)	42
2.3.9	Commutation CC	43
2.3.10	Commutation CA.....	43
2.3.11	Sous-station électrique de la centrale.....	44
2.3.12	Mise à la terre et protection contre les surtensions.....	45
2.4	Sécurité de travail	45
2.5	Surveillance de la centrale.....	47
2.5.1	Technologie de surveillance.....	47
2.5.2	Normes de qualité.....	48
2.6	Système de nettoyage de panneaux	49
2.7	Station météorologique	50
2.7.1	Autres composants	50
2.8	Optimiser la conception du système.....	51
2.9	Conclusion	51
3	Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.	52
3.1	Introduction	53
3.2	Présentation de Logiciel PV SYST :.....	53
3.3	LE choix du matériel :.....	54
3.3.1	Les panneaux photovoltaïques :	54
3.3.2	Les onduleurs :	57
3.4	Le rapport de l'étude en utilisant les panneaux photovoltaïques.....	59
3.4.1	Monofacial	59
3.4.2	Bifacial.....	67
3.5	Interprétation.....	74
3.6	Conclusion	74
	Conclusion générale	75
	Bibliographie et webographie.....	I
1.1	globally, cleantech transaction by oil companies are on the rise . [4].....	6
2.1	système d'alimentation directe	18

2.2	système autonome avec stockage	19
2.3	système autonome hybride.....	19
2.4	système connecté au réseau	20
3.1	Fiche technique de panneaux photovoltaïque monofacial « Jinko 340 W	55
3.2	la fiche technique de panneaux photovoltaïque bifacial « Jinko 340 W ».....	56
3.3	Fiche technique de l'onduleur de l'onduleur Goodwe 250KW.	58
3.4	Onduleur solaire Goodwe ongrid 250 Kw.	59
3.5	Panneau solaire photovoltaïque bifacial 340 W de la marque Jinko	67

Liste des tableaux

2.1	Critères de sélection de modules PV.	22
2.2	Comparaison des spécificiques technique d'un module aux conditions normales d'utilisation.	25
2.3	Liste de vérification pour la sélection du module PV.	25
2.4	Liste de vérification pour la sélection de l'onduleur.	29
2.5	Critères de sélection de l'onduleur.	30
2.6	Fiche technique.	33
2.7	Liste de vérification pour la sélection du transformateur.	36
2.8	Spécifications des transformateurs.	37
2.9	Liste de vérification pour la structure de support.	39
2.10	Définition des indices de protection IP.	41
2.11	Recommandation du nombre de pyranomètres en fonction de la capacité de la centrale.	49

Liste des nomenclatures

AC :	<i>courant électrique Alternatif</i>
CEI :	<i>Commission électrotechnique internationale (normes internationales)</i>
CPL :	<i>Le Courant Porteur en Ligne</i>
CP :	<i>Coefficient de performance</i>
DC :	<i>courant électrique Continu</i>
ESG :	<i>Environnemental, Social et de Gouvernance</i>
HT :	<i>Haute tension</i>
HZ :	<i>Hertz</i>
I :	<i>Intensité</i>
IP :	<i>Indice de protection</i>
MCB :	<i>Disjoncteur Miniature</i>
OM :	<i>Operation and maintenance</i>
PV :	<i>Photovoltaïques</i>
Vac :	<i>Tension alternative</i>
W :	<i>La puissance (WATT)</i>
WH :	<i>L'énergie (WATT-HEURE)</i>

Introduction générale

Les énergies fossiles ne sont pas inépuisables et, étant émettrices de CO₂, elles contribuent au réchauffement climatique. Face à ce constat, la plupart des pays du monde ont engagé une « transition énergétique ». Pour satisfaire ses besoins énergétiques, chaque pays utilise dans des proportions différentes les énergies dont il dispose : c'est ce qu'on appelle le mix énergétique. S'il est très différent d'un pays à l'autre, le mix énergétique est, à l'échelle du monde, dominé à plus de 80% par les énergies fossiles. Les centrales solaires photovoltaïques sont l'un des principales solutions de la transition énergétique.

Dans ce mémoire nous avons effectué une simulation d'une centrale solaire photovoltaïque qui va être réalisée par la compagnie Sonatrach où on a effectué notre stage, pour cette étude on a utilisé Logiciel PVSYST qui nous a permis de dimensionner notre système connecté au réseau.

On a parlé des équipements qu'on va utiliser pour réaliser notre centrale et aussi les critères de choix de chaque élément pour que l'énergie annuelle produite sera maximale avec un rendement élevé, pour cela on a réalisé deux études par des panneaux différents monofaciales et bifaciales et finalement comparé leurs rapports pour pouvoir choisir la meilleure solution entre les deux.

Chapitre 1

La transition énergétique.

1.1 Introduction

La transition énergétique est devenue un sujet politique important pour de nombreuses raisons, notamment les problèmes environnementaux et climatiques, les questions de santé publique ou encore la question liée au marché de l'énergie et de la croissance économique.

Nous sommes face à une révolution socioéconomique qui s'impose au monde entier après les trois dernières révolutions (eau, charbon, pétrole). Plusieurs mutations dans le monde sont en voie de changer l'ensemble des modèles économiques adoptés jusqu'à aujourd'hui.

Le grand défi est de transformer l'industrie carbonée en industrie non carbonée, alors que pour un grand nombre de pays, sans alternative, le changement du mode de consommation s'avère être l'unique voie obligatoire pour leur survie. Les Experts en énergie décrivent l'actuelle récession économique comme annonciatrice de la 4ème révolution industrielle et la fin du pétrole, à laquelle sont venues se greffer les conséquences catastrophiques générées par la propagation du Covid-19 dans le monde.

A l'instar de tous les pays du monde et au gré des mutations géostratégiques et environnementaux sous l'impératif des engagements internationaux, l'Algérie a initié une démarche de transition énergétique depuis plusieurs années, sur la base concertée, dans le but de garantir la sécurité énergétique du pays et l'améliorer les conditions de vie du citoyen algérien.

Il reste que l'Algérie recèle en termes de transition énergétique, un passif énergétique exclusivement conventionnel avec une économie fortement dépendante des énergies fossiles qui, par ailleurs, représentent 95

Continuer sur cette voie ne garantit en aucun cas une économie durable, une préservation de nos ressources naturelles et de notre environnement. Ce qui nous contraint à changer de paradigme en termes de gestion des ressources énergétiques, pour aller vers approche de développement durable. Ces enjeux justifient l'urgence d'une réflexion concertée et consensuelle sur la transition énergétique, dossier classé parmi les dossiers prioritaires au CNES qui se constitue comme un acteur précurseur sur la thématique visant à éclairer les politiques publiques et les choix les plus appropriés évitant notamment les erreurs du passé [5].

1.2 Définition de la transition énergétique :

La transition énergétique se définit par l'ensemble des changements que subissent les modèles de production, de distribution et de consommation d'énergie afin de rendre ces derniers plus écologiques. L'objectif est de transformer un système énergétique reposant sur des énergies fossiles vers un système énergétique reposant sur des énergies renouvelables.

En effet, la combustion d'énergies fossiles tels que le pétrole, le charbon et le gaz est la principale cause du dérèglement climatique. La combustion de ces énergies fossiles émettent énormément de dioxyde de carbone. Les énergies fossiles ne sont pas renouvelables car une fois consommées, elles ne peuvent être régénérées qu'à l'échelle des temps

géologiques soit des millions d'années. Ainsi, le pétrole, le charbon et le gaz ont mis des millions d'années à se constituer et sont donc présents en quantités limitées.

84,3% de la consommation mondiale d'énergie repose sur les énergies fossiles soit le pétrole, le charbon et le gaz naturel en 2019. [3]

Source : Statistical Review of World Energy, BP, publié en 2019.

De plus, au delà d'une transition en terme de production et de distribution, les citoyens sont incités à maîtriser leur consommation énergétique et à consommer moins d'énergie. Ainsi, la transition énergétique est aussi une transition sociale et comportementale.

En effet, le récent boom des énergies fossiles non conventionnels tels que le gaz de schiste, le sable bitumineux ou encore les forages marins, a mené à une vague de protestation citoyenne en raison des risques environnementaux. Le nucléaire, énergie conventionnelle et répandue, a démontré au travers de l'accident de Fukushima qu'il n'était pas non plus exempt de risques.

1.3 Quels sont les enjeux de la transition énergétique ?

Concept apparu dans les années 80, la transition des énergies fossiles vers les énergies renouvelables répond à plusieurs enjeux.

- La réduction des émissions de CO₂ ;
- La raréfaction des énergies fossiles ;
- La sécurisation des systèmes énergétiques car abandon du nucléaire à terme ;
- La diminution de la consommation énergétique ;
- La protection de la santé des populations.

La transition énergétique répond tant à un enjeu environnemental que sanitaire. Le développement d'un système de production reposant sur des énergies renouvelables limite les émissions de gaz à effet de serre. Or, la pollution de l'air est la cause de nombreuses affections respiratoires. Le réchauffement climatique est responsable de la prolifération de bactéries.

De même, la transition énergétique répond à un enjeu économique. La diminution de la consommation énergétique implique une réduction des coûts et donc une réduction des dépenses favorisant la compétitivité et la rentabilité. La transition énergétique permettrait une meilleure indépendance énergétique et limiterait les variations de prix, ainsi que les tensions entre pays vendeur et pays acheteur d'énergie.

Enfin, la transition énergétique fait face à un enjeu sécuritaire. Malgré le fait que l'énergie nucléaire soit considérée comme une des énergies fossiles les plus propres, en cas d'accident, elle présente des conséquences sanitaires extrêmement graves comme le démontre la catastrophe de Tchernobyl. Un accident nucléaire entraîne en effet un rejet d'éléments radioactifs anormal dans l'environnement qui entraîne une irradiation et une

contamination chez l'homme. Remplacer l'énergie nucléaire par les énergies renouvelables permettrait de sécuriser le système énergétique.

En 2019, le nucléaire a représenté 70,6% de la production totale d'électricité en France soit le plus faible taux depuis 1989[3].

1.4 Les six canaux pour le développement de la transition énergétique

De nombreux progrès ont été réalisés dans les deux premiers canaux : la décarbonisation des sources d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'utilisation de l'énergie et les processus industriels. Les progrès le long de ces deux canaux devraient se poursuivre même dans le ralentissement économique actuel en raison des plans de décarbonisation des entreprises déjà en place et des avantages à long terme attendus de la réalisation de gains d'efficacité énergétique. Cependant, nous pourrions assister à une pause temporaire dans les autres canaux, notamment dans l'identification de nouveaux domaines d'investissement et le déploiement de nouvelles technologies, en raison de réductions immédiates des dépenses et de perturbations du marché [7].

1.4.1 Décarbonisation des sources d'énergie et des produits finis

Les répondants au sondage effectué par le cabinet Deloitte ont indiqué que leurs entreprises avaient déjà un plan en place ou élaboraient une stratégie pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles : quatre-vingt-sept pour cent des dirigeants d'entreprises chimiques, 92 % des dirigeants d'entreprises d'électricité et de services publics et 92 % des dirigeants de l'industrie pétrolière et gazière ont répondu par l'affirmative à ces déclarations. Dans tous les secteurs, les principaux moteurs de la décarbonisation comprenaient l'orientation client et les technologies numériques soutenant l'efficacité énergétique et la décarbonisation. Notamment, 56 % des répondants du secteur pétrolier et gazier ont indiqué que les mesures du régime étaient liées à la rémunération des dirigeants. Et lorsqu'on leur a demandé si un avenir à faible émission de carbone aurait un impact positif, neutre ou négatif sur l'avenir de leur organisation, plus de 60 % des répondants du secteur pétrolier et gazier ont répondu que cela aurait un impact positif.

Les entreprises devraient continuer à progresser le long du canal de la décarbonisation dans trois domaines clés : l'utilisation accrue de la production d'électricité à faible émission de carbone, l'électrification accrue et la réduction de la demande de combustibles fossiles[7].

1.4.2 Accroître l'efficacité énergétique opérationnelle

- Le déploiement des énergies renouvelables dans les opérations pétrolières et gazières peut réduire la consommation de gaz naturel sur le terrain ;

- L'investissement dans l'efficacité énergétique de la fabrication pourrait conduire à des combustibles fossiles et accroître l'attention ESG réduction de la demande ;
- La réduction des émissions fugitives de méthane pourrait augmenter les volumes de vente de gaz

1.4.3 Identifier de nouvelles opportunités d'investissement

Au cours de la dernière décennie, les investissements dans l'énergie propre à l'échelle mondiale sont passés de 195 milliards de dollars américains à 363 milliards de dollars américains.

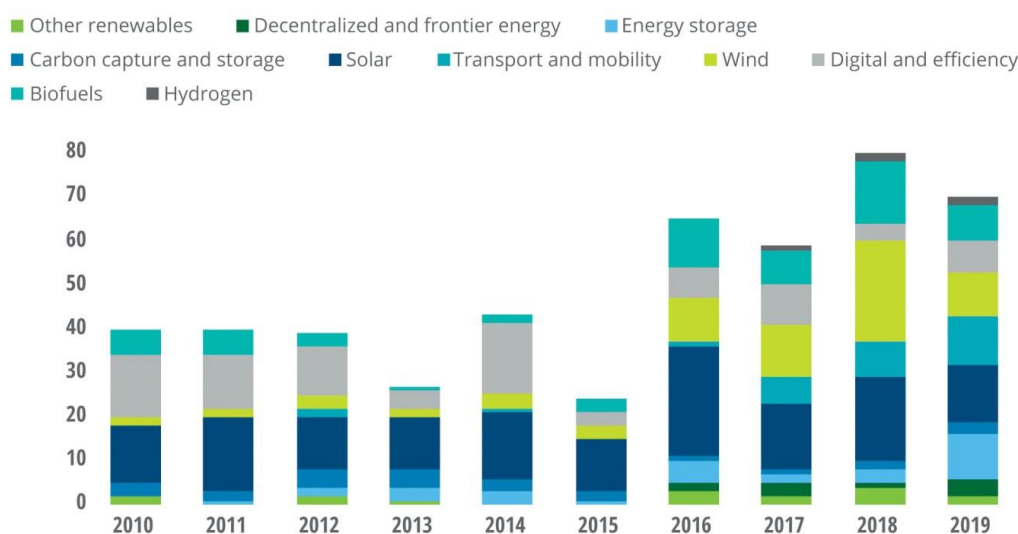
L'un des aspects de cet investissement dans les nouvelles technologies est l'investissement en capital de risque que les sociétés pétrolières et gazières internationales font dans les technologies d'énergie propre. Les grandes entreprises construisent leurs portefeuilles dans des domaines tels que l'énergie propre et la recharge des véhicules électriques ; beaucoup ont également formé des branches de capital de risque et poursuivi des partenariats et des acquisitions dans le domaine des technologies propres. Comme le montre la figure 01, le volume des transactions d'énergie propre conclues par les grandes sociétés pétrolières et gazières du monde entier a presque doublé au cours de la dernière décennie.

Alors que le volume de transactions de ces entreprises dans les industries solaire et éolienne a commencé à diminuer, la croissance du stockage par batterie s'est fortement accélérée en 2019. Les investissements dans la recharge des véhicules électriques ont également augmenté à partir de 2017, tout comme les investissements dans les biocarburants et l'hydrogène [7].

FIGURE 01

Globally, cleantech transactions by oil companies are on the rise

Number of deals



Source: Timothy Abington and Kelly Gilblom, "Shell leads Big Oil in the race to invest in clean energy," Bloomberg, September 4, 2019.

Deloitte Insights | deloitte.com/insights

FIG. 1.1 : globally, cleantech transaction by oil companies are on the rise . [4]

Ces investissements ont été importants pour les sociétés pétrolières et gazières à la fois pour améliorer leurs références en matière de technologies propres et pour diversifier leurs portefeuilles. Les sociétés pétrolières et gazières internationales investissent actuellement entre 1 et 2 % de leurs dépenses d'investissement sur ces investissements, et avant le ralentissement économique actuel, ce chiffre devrait augmenter. Quarante-six pour cent des dirigeants du secteur pétrolier et gazier que nous avons interrogés ont déclaré qu'une étape clé de leur stratégie pour un avenir sobre en carbone comprenait des investissements dans des domaines en dehors de leur activité principale. Les premières indications indiquent qu'au cours de cette période de bas prix du pétrole, bon nombre des grandes compagnies pétrolières maintiennent le cap avec leurs investissements, comme elles l'ont fait lors des ralentissements passés. Pour les entreprises où l'éolien offshore ou le solaire sont déjà devenus un secteur d'activité important, ces actifs offrent un équilibre bienvenu à la volatilité actuelle des prix du pétrole.

Et certains dirigeants de compagnies pétrolières ont réitéré l'importance du leadership dans les initiatives environnementales et la réduction des émissions de CO₂, même au milieu du ralentissement immédiat.

L'autre type important d'investissement dans les technologies propres est l'investissement dans de nouveaux équipements pour améliorer les opérations. Les dirigeants des entreprises chimiques dans notre enquête, par exemple, ont cité les investissements dans les énergies renouvelables lorsqu'on leur a demandé comment ils avaient réussi à réduire les émissions de carbone et la consommation d'énergie, tandis que les dirigeants du secteur manufacturier ont indiqué que les technologies qui augmentent l'efficacité étaient un domaine clé d'investissement. Un exemple de tels investissements est une infrastructure de bâtiment et d'usine plus intelligente combinée à une gestion de bâtiment connectée pour les systèmes de chauffage, de refroidissement et d'éclairage. Les répondants au sondage ont également cité des technologies permettant de réduire les déchets d'enfouissement en offrant de meilleures capacités de gestion des déchets et de contrôle des émissions. Il est probable que les investissements dans ces nouveaux domaines pourraient être retardés par la nécessité de réduire les dépenses à court terme pour faire face aux efforts de relèvement en cas de crise, mais comme ces investissements contribuent à accroître l'efficacité opérationnelle et à réduire les émissions de carbone, il est peu probable qu'ils soient complètement annulés, même s'il y a des retards à court terme [7].

1.4.4 Déploiement de nouvelles technologies

- L'adoption des véhicules électriques peut remplacer les voitures et les camions légers à combustion interne ;
- Les biocarburants pourraient déplacer la demande de carburants d'origine fossile dans l'aviation, le transport maritime et le camionnage ;
- Le captage du carbone pourrait réduire l'intensité carbone nette de nombreuses utilisations de combustibles fossiles ; passage du brut aux produits chimiques pourrait améliorer les marges bénéficiaires de la pétrochimie grâce à des économies d'échelle.

1.4.5 S'adapter aux nouveaux mandats politiques

- L'évolution de la politique mondiale en matière de carbone reste incertaine, les normes américaines d'efficacité énergétique des véhicules étant affaiblies et les subventions aux énergies renouvelables arrivant à échéance ;

Les restrictions internationales sur les émissions pourraient conduire à des taxes sur le carbone ajustées aux frontières.

1.4.6 Gérer les attentes des consommateurs et des actionnaires

- Les consommateurs attendent de plus en plus des produits « jvvertsÿ », y compris des alternatives aux combustibles fossiles ;
- Les actionnaires restent préoccupés par les rendements imprévisibles et faibles des investissements en raison de la volatilité des prix des combustibles fossiles, ainsi que par le potentiel d'immobilisation des actifs à mesure que les politiques d'émissions de carbone se resserrent ;
- Les parties prenantes se tournent vers les entreprises pour réduire leur empreinte environnementale globale et accroître l'attention ESG

1.5 La transition énergétique en Algérie

1.5.1 Loi en élaboration de la transition énergétique en Algérie

Afin d'ancrer les résultats retenus dans le modèle énergétique algérien à 2030 et 2050, le Ministère de la transition énergétique élaborera la loi sur la transition énergétique. Cette loi établira les grands objectifs du nouveau modèle en inscrivant l'Algérie dans les tendances mondiales de révolution électrique et de lutte contre le dérèglement climatique. Elle visera à assurer la sécurité énergétique du pays et à sortir progressivement de la dépendance aux hydrocarbures en favorisant les énergies dites nouvelles et propres. [6]

La loi fixera :

- des objectifs quantifiables, pour l'ensemble des secteurs concernés ;
- des mécanismes d'incitation permettant de catalyser la transition vers mix énergétique durable.

Elle s'appuiera sur une large consultation citoyenne permettant d'amorcer le débat de société concernant la nécessaire révision de la politique de subvention des prix des produits énergétiques qui constitue un levier essentiel pour la réussite de la stratégie de transition énergétique [6].

1.5.2 Les objectifs de l'état algérien d'après cette transition énergétique

Les principaux éléments du programme d'activité du secteur de la transition énergétique et des énergies renouvelables, au titre de l'année 2021, s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre de la feuille de route du secteur validée en application du programme du Gouvernement [6].

A ce titre, le programme d'activité s'articule autour des quatre axes ci-après :

- L'efficacité énergétique et les économies d'énergie ;
- Le programme national de développement des énergies renouvelables ;
- L'élaboration du modèle énergétique national.

Pour l'efficacité énergétique et les économies d'énergie, il s'agit d'imprégner une dynamique pour les projets d'efficacité énergétique ayant un impact sur la consommation énergétique, notamment :

- Le Bâtiment, à travers la généralisation de l'éclairage performant, la promotion du chauffe-eau solaire, l'isolation des bâtiments et l'amélioration des performances énergétiques des équipements électroménagers ;
- La substitution inter-énergétique par le développement des carburants les moins polluants et les plus disponibles en l'occurrence le GPLc, le dual-fuel (GPL/Gasoil) et le GNC ;
- L'anticipation sur les moyens de mobilité électrique, notamment la voiture électrique « la voiture de demain » en faisant découvrir aux automobilistes en particulier ce type de véhicules et ce, notamment à travers les salons de voitures qui sont organisés sur le territoire national ;
- L'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel visant à le rapprocher des standards internationaux et par conséquent à améliorer sa compétitivité.

La mise en œuvre du programme dédié aux énergies renouvelables (EnR), en incluant toutes les ressources renouvelables disponibles (solaire, éolien, biomasse, géothermie, biogaz, bois...etc.), avec pour objectif de préserver de valoriser les ressources fossiles restantes.

Ce programme s'appuie sur :

- La création d'une structure de facilitation et de développement des EnR et qui a pour objet de rendre les projets d'EnR bancables pour les investisseurs et permettre ainsi, à l'issue des appels d'offres à ces investisseurs, d'accélérer la mise en œuvre des moyens de production EnR et d'obtenir les prix du KWh les plus réduits possibles ;

- Le développement des EnR en autoconsommation, devant permettre au citoyen et aux pouvoirs publics les plus délocalisés notamment pour les zones isolées, outre la satisfaction de leurs besoins, de passer du simple rôle de consommateur à un rôle d'acteur contribuant pleinement à la transition énergétique ;
- L'amendement des textes législatifs et réglementaires nécessaires en vue de les rendre plus pertinents et en adéquation avec les objectifs escomptés à savoir l'accélération du processus de transition énergétique.
- L'élaboration d'un modèle énergétique national à 2030, avec le concours de l'ensemble des secteurs concernés, qui devrait nous indiquer les pistes possibles en matière de maîtrise de la demande d'énergie et de l'offre d'énergie (mix énergétique) permettant d'assurer la transition énergétique, en tenant compte de toutes les contraintes, et en laissant un viatique pour les générations futures.
- La proposition de la loi sur la transition viendra alors, en fonction du modèle énergétique retenu, fixer des objectifs quantifiables, pour l'ensemble des secteurs concernés, ainsi que les choix futurs en rapport avec la transition énergétique.

Par ailleurs, il est utile de souligner que le préalable à toutes ces actions est l'établissement d'un état des lieux énergétique national exhaustif qui permettra d'affiner la connaissance de nos ressources et capacités énergétiques, et de planifier rationnellement l'orientation nationale en matière d'énergie (production et consommation) en prenant en compte les grandes tendances mondiales et les évolutions technologiques dans le domaine.

A ce titre, il est préconisé que chaque secteur d'activité, industriel, habitat, transports, agriculture et de l'énergie, établisse le bilan de sa situation énergétique actuelle (consommation et production d'énergie) et identifie ses perspectives énergétiques à 2030, au moins.

Aussi, il y a lieu également, d'amorcer le débat de société concernant la nécessaire révision de la politique de subvention des prix des produits énergétiques qui constitue un levier essentiel pour la réussite de la stratégie de transition énergétique. En effet, il est indispensable, aujourd'hui, de déployer tous les efforts en vue de sensibiliser et de réveiller les consciences par rapport à la réalité de l'épuisement des énergies fossiles, non renouvelables, mais aussi à la nécessité urgente de se convertir progressivement aux énergies renouvelables.

Ces défis sont surmontables, notamment par la conjugaison des efforts de tous, à travers une stratégie reposant sur les économies d'énergie, les énergies renouvelables et un modèle énergétique durable [6].

1.6 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie

1.6.1 Réalisation de centrales de production d'électricité à partir de sources EnR :

Conformément aux objectifs fixés dans la feuille de route du secteur de la transition énergétique, en matière de développement des énergies renouvelables, il est prévu, comme premier objectif, la réalisation de 1000MW, cumulés par an, de moyens de production d'électricité à partir de sources renouvelables (EnR).

Cet objectif du Ministère de la Transition Énergétique et des Énergies Renouvelables (MTEER) s'inscrit dans le cadre du programme pluriannuel de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, adopté par le gouvernement en février 2020, et qui fixe, comme objectif, la réalisation de 15 000 MW à l'horizon 2035 et ce, en tenant compte du potentiel existant et des capacités d'absorption du réseau national de transport et de distribution de l'énergie électrique.

A cet effet, le MTEER, en concertation avec le ministère de l'Énergie, a proposé, pour la concrétisation de ce plan EnR dans les délais impartis et compte tenu des difficultés pour trouver des projets bancables mûrs pour l'investissement, la mise en place d'une société de développement et de facilitation de projets EnR.

D'un autre côté, le projet d'hybridation, par une production solaire photovoltaïque, des centrales de production d'électricité à partir de source conventionnelle, particulièrement le gascail, au niveau du sud du pays, constitue une des priorités du secteur de la transition énergétique et des énergies renouvelables. Aussi, une commission interministérielle sera installée pour lever, au préalable, toutes les contraintes liées à la mise en œuvre de ce programme pluriannuel de réalisation de centrales EnR.

- Travaux préparatifs au lancement en 2021 de 1000 MW en centrales solaires photovoltaïques :
- Création d'une société de développement des EnR :

Objectif :

Pour la mise en œuvre du programme national de développement de la production de l'électricité à partir de sources renouvelables, il a été proposé, en concertation avec le Ministère de l'Énergie, la création d'une société de développement de centrales d'énergie électrique renouvelable, à l'instar, des sociétés nationales et internationales de développement de tels projets d'envergure. La prise en charge de ces projets, par de telles entités, a permis de réduire progressivement les prix du KWh renouvelable, suite, notamment, à leur rôle d'interface et de garant vis-à-vis des investisseurs.

Pourquoi la société de développement des EnR :

Besoin d'une importante structure de développement et de facilitation de projets compte tenu des difficultés pour trouver des projets bancables mûrs pour l'investissement.

Missions / Rôles essentiels de la société :

- Développement et catalyse des projets du plan des énergies renouvelables ; acquisition des terrains destinés aux projets EnR ; réalisation des études préparatoires (de potentiel, accès aux sites, accès et raccordement aux réseaux électriques, ...etc.) ;
- Recherche des meilleurs mécanismes de financement des projets EnR (bancabilité) ;
- Coordination entre les différents acteurs concernés par le projet EnR (administrations centrales, collectivités locales, opérateurs de réseaux, régulateurs, Banques, Douanes, ...etc.) ;
- Élaboration des cahiers de charges et lancement des appels d'offres aux investisseurs ;
- Traitement des offres des soumissionnaires jusqu'à l'attribution définitive, la construction, l'exploitation et la maintenance (OM) ;
- Promotion de l'intégration nationale (à travers par exemple des dispositions incitatives dans les CDC) ;
- Encouragement du partenariat public/privé dans le domaine des EnR pour renforcer l'expertise locale et permettre la maîtrise de l'ensemble des niveaux du cycle des projets EnR.
- Incubation d'entreprises locales.

Démarche :

Mise en place d'un groupe d'experts (MTEER, MDE, Sonatrach, Sonelgaz et CREG) chargé d'étudier les variantes et les modalités de facilitation à mettre en œuvre pour la création de cette société, conformément aux orientations de Monsieur le Premier Ministre.

Échéance :

1er trimestre 2021.

1.6.2 Actualisation des études de prospection des terrains destinés aux projets EnR :

Objectif :

Faciliter l'accès au foncier, d'une superficie totale de 2000 ha, pour les investisseurs potentiels du projet des 1000 MW EnR.

Démarche :

Suivi, en collaboration avec le ministère de l'intérieur, des collectivités locales et de l'aménagement du territoire, des travaux des commissions techniques au niveau des 09 wilayas concernés (Béchar, Biskra, Djelfa, El-Bayadh, El-oued, Ghardaia, Laghouat, M'sila et Ouargla) pour l'actualisation des données et situation des assiettes de terrains identifiées entre 2016 et 2018, dont la superficie globale est de 8.000 ha.

Le choix de ces assiettes de terrain dépend de plusieurs critères techniques essentiels, préalablement au lancement de l'appel d'offres, entre autres :

- Surfaces minimales allant de 100 à 200 ha pour accueillir des installations EnR photovoltaïques de grandes capacités ;
- Localisation proche des réseaux de transport ou de distribution d'électricité ;
- Accessibilité des sites (route nationale, chemin de wilaya, agglomération...);
- Ne présente aucun type de contraintes : terrain à vocation agricole, site protégé ou traversé par divers réseaux (AEP, Gaz, Pétrole).

Échéance :

Avril 2021.

1.6.3 Identification et levée des contraintes :

Pour concrétiser, dans les délais impartis, le programme des EnR et aboutir à des coûts les plus réduits possibles, il est nécessaire de prendre en charge les contraintes (Financières, législatives, techniques et administratives notamment.) soulevées lors des précédents appels à investisseurs.

A cet effet, il a été décidé de mettre en place un Comité de Pilotage Intersectoriel (MTEER, MDE, MF, MICLAT, Industrie...) qui identifiera ces contraintes et proposera les mesures à entreprendre pour leur levée.

Échéance :

1er trimestre 2021. [6]

1.6.4 Identification du potentiel national en énergie renouvelables

Potentiel solaire et éolien :

Inscription d'une dotation budgétaire au titre de l'exercice 2021, pour le financement de dix (10) études de potentiel des énergies renouvelables, prévues d'être menées avec des partenaires nationaux (CDER, l'ASAL et le CREDEG/Sonelgaz) :

- Trois (03) études pour l'identification des sites à haut potentiel solaire éligibles à l'implantation de centrales solaires photovoltaïques ;
- Cinq (05) études pour l'identification des sites à haut potentiel éolien éligibles à l'implantation de fermes éoliennes ;
- Deux (02) études techniques pour l'analyse des résultats de fonctionnement des centrales électriques pilotes (Centrale pilote photovoltaïque de 1,1 MW de Ghardaïa et la ferme éolienne de 10,2 MW d'Adrar)[6].

1.6.5 Amendement des textes législatifs et réglementaires :

Objectif :

Mettre à jour et compléter le package législatif et réglementaire pour le développement des énergies renouvelables et les mesures de l'efficacité énergétique.

Démarche :

Mise en place d'un comité de pilotage et de deux sous-groupes de travail : (i) énergies renouvelables et, (ii) Maîtrise de l'Énergie, chargé de traiter, selon les priorités fixées, les textes réglementaires suivants :

1. Les textes d'encouragement de la production de l'électricité à partir de sources renouvelables raccordés au réseau électrique national :
 - Procédure d'appel d'offres : décret exécutif n°17-98 du 26 février 2017, définissant la procédure d'appel d'offres pour la production des énergies renouvelables ou de cogénération et leur intégration dans le système national d'approvisionnement en énergie électrique ;
 - Coûts de diversification : décret exécutif n°13-218 du 18 juin 2013, fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité ;
 - Arrêtés fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque, la filière éolienne et la filière de cogénération ;
 - Certification de garantie d'origine : décret exécutif n°15-69 du 11 février 2015, fixant les modalités de certification de l'origine de l'énergie renouvelable et de l'usage de ces certificats [6].
2. Les textes régissant le fonctionnement du Compte d'Affectation Spéciale 302-131 « FNMEERC » :
 - Proposition législative relative à l'amendement de l'article 108 de la loi de finances n°14-10 du 31 décembre 2014, pour l'année 2015, portant changement de l'ordonnateur du CAS n° 302-131;

- Proposition du regroupement des recettes et dépenses de la Ligne 2 du CAS n°302-065 intitulée « Fonds national de l'environnement et du littoral » dans la Ligne 2 du CAS n° 302-131 susmentionné ;
- Préparation d'amendement du décret exécutif n°15-319 du 13 décembre 2015, fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n°302-131 intitulé « Fonds national pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et de la cogénération » et, les deux Arrêtés interministériels : i) déterminant la nomenclature des recettes et des dépenses imputables sur le CAS n°302-131 et ii) précisant les modalités du suivi et de l'évaluation dudit CAS.

1.7 Conclusion :

L'accès à l'énergie est une préoccupation majeure dans l'optique du développement. Actuellement, le modèle énergétique utilisé en Algérie n'est pas durable, il est donc nécessaire d'engager une transition énergétique, qui se déroulera sur une durée relativement importante.

Chapitre 2

Les composants de la centrale PV

2.1 Introduction

Concevoir une centrale solaire photovoltaïque à grande échelle est un processus complexe qui nécessite des connaissances et une expérience techniques considérables. Il y a de nombreux compromis à faire pour parvenir à l'équilibre optimal entre le rendement et le coût. Cette section met en lumière certains des principaux enjeux à prendre en compte lors de la conception d'une centrale solaire photovoltaïque. L'efficacité d'une centrale photovoltaïque peut être optimisée en réduisant les pertes du système par l'utilisation d'équipements haut de gamme. La réduction de la perte totale augmente le rendement énergétique annuelle et donc les revenus, bien que dans certains cas, elle puisse augmenter le coût de la centrale. En outre, les efforts visant à réduire un type de perte peuvent contredire les efforts visant à réduire des pertes d'un type différent. Le concepteur de la centrale dispose des compétences requises pour faire des compromis qui se traduisent par une centrale hautement performante à un coût raisonnable.

2.2 Les systèmes solaires PV et leurs configurations

Les configurations des systèmes solaires PV sont prédéfinies pour que chaque système soit rentable et utile répondant aux besoins d'utilisations. Il existe quatre configurations, chacune d'elles dépend du besoin exprimé :

- Système d'alimentation direct ;
- Système autonome avec stockage ;
- Système autonome hybride ;
- Système connecté au réseau.

Remarque : Un système autonome est un système isolé du réseau électrique public.

2.2.1 Alimentation direct

Dans un système solaire au fil du soleil, un ou plusieurs modules photovoltaïques solaires sont connectés en série et/ou parallèle afin de créer un « champ photovoltaïque », également nommé « générateur solaire ». Ce champ photovoltaïque génère un courant et une tension continue (DC) à partir des rayons du soleil. Cette tension continue est ensuite utilisée directement ou alors, modifiée via un contrôleur, pour alimenter l'ensemble des équipements en présence du soleil. L'application la plus souvent utilisée, dans cette configuration du système photovoltaïque, est l'irrigation des cultures ou l'approvisionnement en eau potable dans les régions où le réseau électrique est absent.

Le pompage au fil du soleil est bien souvent la solution la plus évidente. L'évolution progressive, depuis 20 ans, des matériels et des gammes de performances permet aujourd'hui de considérer le pompage solaire comme une technologie mature

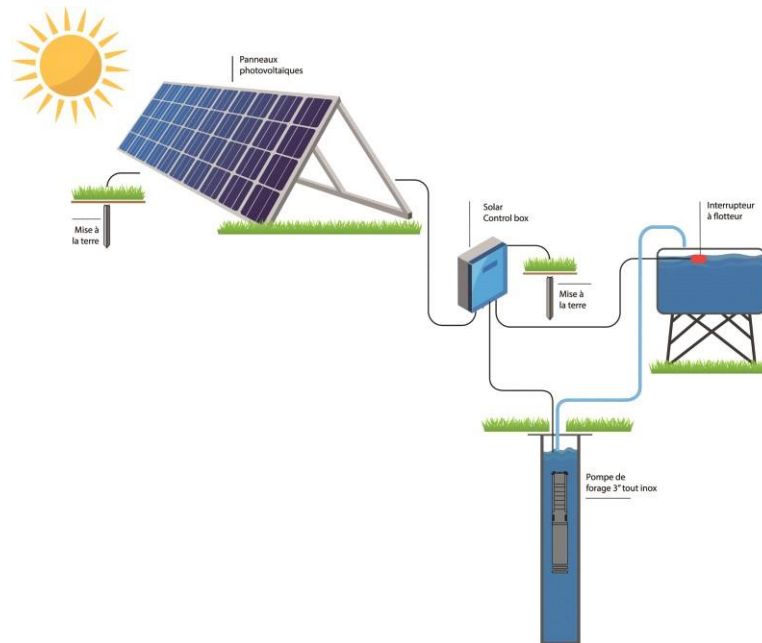


FIG. 2.1 : système d'alimentation directe

2.2.2 Système isolé

Système autonome avec stockage

Une installation Photovoltaïque (PV) est dite autonome ou isolée quand elle n'est pas reliée à un réseau de distribution électrique.

Le système PV autonome permet de fournir du Courant électrique à des endroits où il n'y a pas de réseau.

Il se révèle particulièrement adapté pour des applications comme : une alimentation d'une maison en campagne ou aux régions isolées du sud algérien, l'éclairage en zone isolée (éclairages publique), l'alimentation de bornes téléphoniques le long de l'autoroute, etc. Pour ces applications, il n'est pas toujours possible de mettre en place un réseau d'alimentation classique, soit à cause des contraintes techniques, soit pour des raisons économiques.

Le système autonome doit être capable de fournir du courant aux consommateurs, pendant la période de l'année de moindre irradiation lumineuse. Si on a besoin du courant toute l'année, la période de moindre irradiation est l'hiver. Pendant cette période, il faudra plus de panneaux pour couvrir les mêmes besoins qu'en été.

Les batteries donnent une autonomie au système pour des applications nocturnes ou quand les panneaux ne fournissent pas assez de courant. Ce système peut délivrer du courant continu uniquement pour alimenter des charges qui fonctionnent avec cette nature de courant (souvent adapté pour les petites puissances), ou bien du courant alternatif si on complète avec un onduleur photovoltaïque autonome (pour l'alimentation des appareils domestiques tel qu'un téléviseur, un réfrigérateur. etc.).

Sinon, on peut avoir les deux natures de courant (courant alternatif et continu) comme le montre l'image.

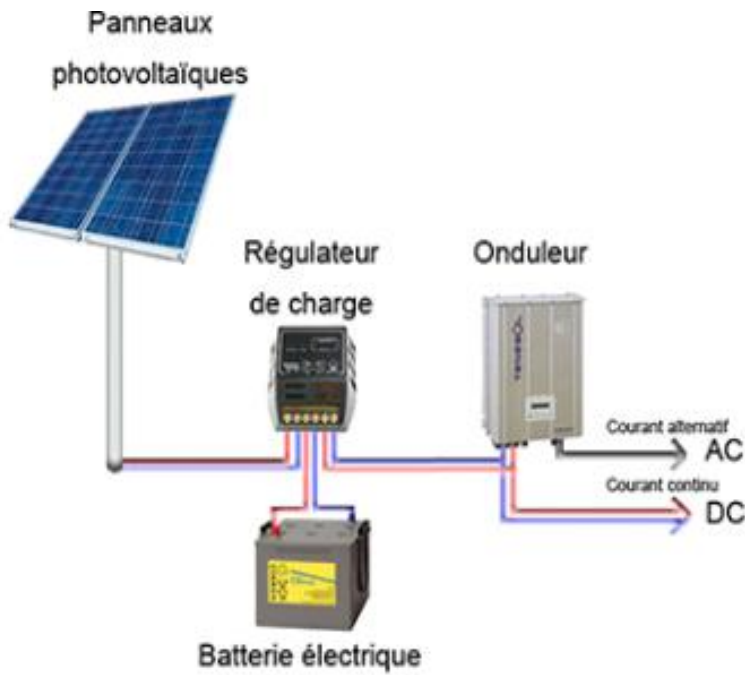


FIG. 2.2 : système autonome avec stockage

Système autonome hybride

L'avantage de ce système est la marge importante de puissance que l'on peut assurer grâce au groupe électrogène qui intervient seulement pour les pics de puissances ou bien pour charger les batteries lors d'un climat défavorable

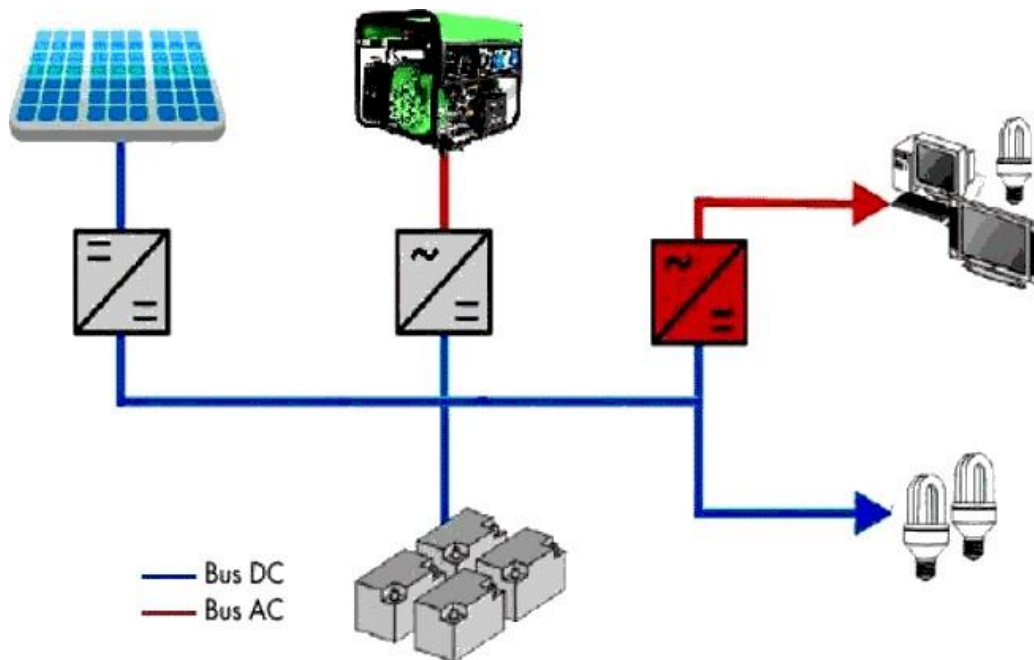


FIG. 2.3 : système autonome hybride

2.2.3 Système connecté au réseau :

Un système photovoltaïque connecté au réseau est un système qui produit de l'énergie électrique qui est directement injectée sur le réseau d'électricité publique sans avoir recours au stockage.

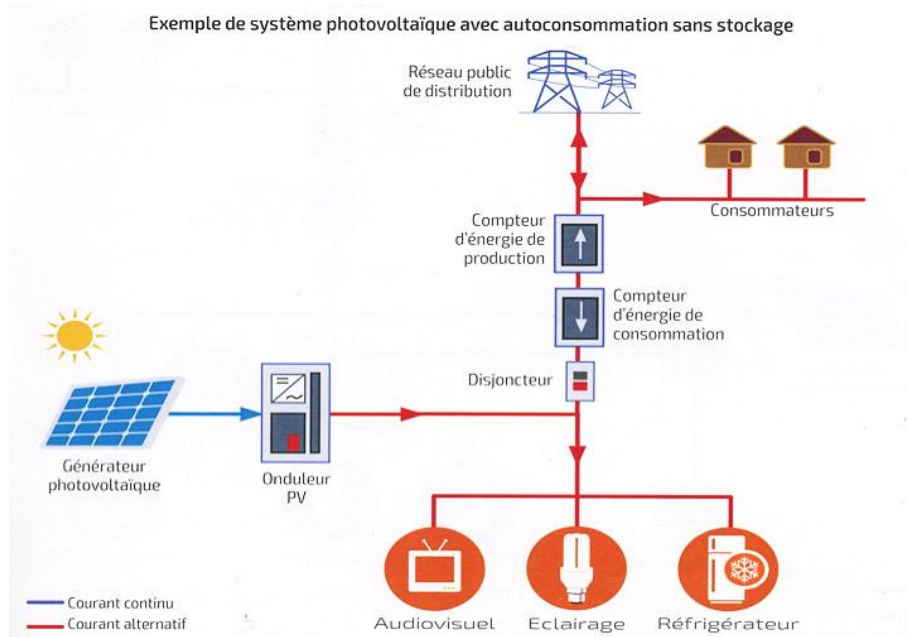


FIG. 2.4 : système connecté au réseau

2.2.4 Récapitulatif et points forts de chaque configuration

Un système autonome : est destiné aux sites isolés là où le réseau électrique est inexistant vu que l'électrification de ces derniers peut s'avérer très coûteuse. Système d'alimentation direct : est une configuration idéale pour le pompage d'eau. Cette dernière marche au fil du soleil et ne nécessite pas forcément l'utilisation des batteries. Au lieu de stocker de l'énergie électrique on préfère stocker de l'eau.

Système hybride : système adapté pour l'électrification autonome dont le bilan énergétique est très important. Exemple : alimentation d'un groupe d'habitant.

Système connecté au réseau : Sans la subvention de l'état cette configuration n'est pas possible actuellement, néanmoins ce système ne nécessite pas de grande maintenance.

2.3 Les différents composants de la centrale photovoltaïque connectée au réseau et les critères de choix de chaque composant

2.3.1 Panneaux solaires photovoltaïques

La certification d'un module selon les normes CEI/CE/UL est essentielle. Cependant, les modules peuvent fonctionner différemment dans des conditions d'ensoleillement, de température, d'ombrage et de tension variables réellement rencontrées sur le terrain. Cela fait de la sélection des modules un processus plus complexe qu'il n'y paraît de prime abord. Beaucoup de promoteurs font appel aux services d'un conseiller technique indépendant familiarisé avec la nomenclature des matériels dont les modules sont faits, et avec les conditions de fabrication spécifiques de la centrale.

Le Tableau 2.1 indique certains des critères de sélection qui devraient être pris en considération.

Critères de qualité

- **Garantie du produit** : Une garantie matériau et fabrication du produit de dix ans est aujourd'hui courante. Certains fabricants proposent une garantie jusqu'à 12 ans.
- **Garantie de puissance** : En plus de la garantie du produit, les fabricants proposent des garanties de puissance nominale. Celles-ci varient selon les fabricants.

Une garantie de puissance à deux étapes (par exemple, 90 pour cent jusqu'à l'année 10 et 80 pour cent jusqu'à l'année 25) était la norme dans l'industrie par le passé.

Cependant, les bons fabricants de modules se démarquent maintenant en offrant une garantie de puissance de sortie fixée pour la première année et puis diminuant de manière linéaire chaque année proportionnellement à la puissance de sortie nominale.

Cette garantie linéaire offre une protection supplémentaire au propriétaire de la centrale par rapport à la garantie en deux étapes qui ne permettrait aucun recours si, par exemple, le module se dégrade à 91 pour cent de sa puissance nominale durant la première année.

Il est rare que les fabricants de modules offrent une garantie de puissance de sortie au-delà de 25 ans. Les conditions de la garantie de puissance et de la garantie du produit varient selon les fabricants et doivent être vérifiées avec soin.

- **Durée de vie** : Des modules de bonne qualité, assortis d'une certification CEI appropriée, ont une durée de vie supérieure à 25 ans. Au-delà de 30 ans, une augmentation des niveaux de dégradation peut être attendue. La durée de vie des modules cristallins a été prouvée dans ce domaine. La durée de vie des technologies à couches minces n'est pas prouvée à l'heure actuelle et repose sur des tests accélérés de durée de vie en laboratoire, mais devrait également être de l'ordre de 25 à 30 ans.

Chapitre 2. Les composants de la centrale PV

Le format de la fiche technique du module et les informations qui devraient être incluses ont été normalisés et sont couverts par la norme EN 50380 : « Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules PV ». Un exemple des informations attendues dans une fiche technique est fourni dans le Tableau 2.2

TAB. 2.1 : Critères de sélection de modules PV. [8]

Critère	Description
Coût actualisé de l'électricité (LCOE) ^a	L'objectif est de maintenir le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) au minimum. Lors du choix entre des modules à haute efficacité/modules de coût élevé et des modules à faible efficacité/à faible coût, le coût et la disponibilité des composantes terrain et végétation auront un impact. Des modules à haute efficacité nécessitent une superficie nettement moindre, moins de câbles et de structures de support par MWe installé par rapport aux modules à faible efficacité.
Qualité	Lors du choix entre différentes technologies de modules tels que le silicium monocristallin (mono-c-Si), le silicium polycristallin (poly-c-Si) et le silicium amorphe à couche mince (a-Si), il convient de savoir que dans chaque technologie, il existe des produits de basse et de produits de haute qualité fournis par différents producteurs.
Performance des modules PV	Les modules testés dans un ensemble spécifique de conditions d'ensoleillement, de température et de tension, avec un onduleur spécifique, peuvent fonctionner de façon très différente dans d'autres conditions alternatives avec un variateur différent. Des laboratoires indépendants tels que PV Labs Evolution ^b (PVEL) et TÜV Rheinland ^c peuvent tester les modules PV selon une gamme de conditions opérationnelles dans un large éventail de conditions environnementales, conformément à la norme CEI 61853-1.

Tolérance de puissance	La puissance nominale d'un module est indiquée avec une tolérance. La plupart des modules cristallins sont notés avec une tolérance positive (généralement 0/+3 pour cent à 0/± 5 pour cent), tandis que certains modules cristallins, CdTe et CIGS peuvent être fournis avec une tolérance de ± 5 pour cent. Certains fabricants fournissent régulièrement des modules à l'extrémité inférieure de la tolérance, tandis que d'autres fournissent des modules qui permettent d'atteindre leur puissance nominale ou plus (tolérance positive). Pour une grande centrale, l'impact de la tolérance de puissance du module sur le rendement énergétique global peut avoir un effet significatif.
Tests instantanés	Lors de la commande d'un grand nombre de modules, il peut être recommandé qu'un échantillon de modules fasse l'objet de tests instantanés en laboratoire accrédité (tels que le Fraunhofer Institut ou PI Berlin) afin d'en confirmer la tolérance. Des essais de réception supplémentaires tels que les tests d'électroluminescence peuvent également être réalisés.
Coefficient de température pour la puissance	La valeur de la variation de puissance en fonction de la température sera une considération importante pour les modules installés dans des climats chauds. Le refroidissement par le vent peut influencer positivement la performance des centrales à cet égard.
Dégradation	Les propriétés de dégradation et la stabilité à long terme des modules devraient être établies. Les fabricants de modules PV, les instituts de contrôle indépendants et les consultants techniques sont de bonnes sources d'information en ce qui concerne la dégradation induite par le potentiel (DIP), la dégradation à long terme et, pour les modules cristallins, la dégradation induite par la lumière (DIL).
Diodes bypass	La position et le nombre de diodes bypass affectent la façon dont le module fonctionne sous ombrage partiel. L'orientation des panneaux PV sur la structure de support (portrait ou paysage) peut affecter les pertes d'ombrage liées à l'espacement entre les rangées.

Chapitre 2. Les composants de la centrale PV

Conditions de garantie	La période de garantie des fabricants est utile pour faire la distinction entre les différents modules, mais il convient de veiller à la garantie de puissance. Il est recommandé de procéder à l'examen technique et juridique détaillé des conditions de garantie.
Adéquation aux conditions de site inhabituelles	Les modules sans cadre peuvent être plus appropriés aux endroits où des chutes de neige peuvent se produire, la neige ayant tendance à glisser plus facilement sur ces modules. Les modules situés à proximité de la côte doivent être certifiés pour résister à la corrosion au brouillard salin.
Réponse spectrale du semi-conducteur	Différentes technologies sont associées à une réponse spectrale différente et seront donc mieux adaptées pour une utilisation dans certains endroits, en fonction des conditions d'éclairage locales. Certaines technologies ont une meilleure réponse en cas de faible luminosité par rapport à d'autres modules.
Tension maximale du système	Lors du dimensionnement des chaînes avec des modules avec une forte tension en circuit ouvert (VOC), il convient de vérifier que dans des conditions de température ambiante extrêmes (jusqu'à 60 ° et jusqu'à -10 °), la tension maximale du système (1000 V) ne sera pas dépassée.
Autre	D'autres paramètres importants en termes de sélection des modules sont le coût (\$/Wc) et la durée de vie prévue.

TAB. 2.2 : Comparaison des spécifics technique d'un module aux conditions normales d'utilisation. [8]

Fabricant	Xxxx
Modèle du module	Xxxx
Type	Multi-crystalline
Puissance nominale (PMPP)	245 Wc
Tolérance de puissance	0/+3%
Tension à P _{MAX} (VMPP)	30,2 V
Courant à P _{MAX} (IMPP)	8,13 A
Tension en circuit ouvert (VOP)	37,5 V
Courant de court-circuit (ISC)	8,68 A
Tension maximale du système	1000 VCC
Efficacité du module	15,00 %
Température d'exploitation	-40 °C À +85 °C
Coefficient de température de PMPP	-0,43 %/°C
Dimensions	1650x992x40mm
Surface du module	1.64m ²
Poids	19.5kg
Charge maximale	5400Pa
Garantie de performance	92 % après dix ans ; 80 % après 25 ans.

TAB. 2.3 : Liste de vérification pour la sélection du module PV. [8]

Contrôle de l'identité et des antécédents du fournisseur.
Certification minimale obtenue.
Modalités de la garantie du produit et de l'électricité conformes aux normes du marché.
Garantie de tierce partie fournie (si disponible).
Technologie adaptée aux conditions environnementales (par exemple, des températures élevées, un ensoleillement diffus, de l'humidité).
Technologie adaptée aux conditions d'ombrage (nombre de diodes bypass).
Tolérance de puissance conforme aux normes du marché.

2.3.2 Les différents types de panneaux solaires

Les panneaux solaires photovoltaïques sont les plus répandus sur le marché. À ce titre, il n'est pas étonnant qu'ils soient composés de différents types de cellules selon les modèles. En voici la liste :

- la cellule en silicium monocristallin (production d'électricité alimentant une habitation ou le réseau public);

- la cellule au silicium amorphe (compatible avec les appareils de faible puissance : éclairage de jardin, montre solaire, etc.) ;
- la cellule en silicium polycristallin (pour les installations agricoles, industrielles et domestiques) ;
- la cellule CIGS ;
- la cellule tandem (pour les installations industrielles) ;
- la cellule multi-jonction (pour les machines spatiales) ;
- la cellule en couche mince de tellurure de cadmium.

Les laboratoires technologiques travaillent principalement sur deux nouvelles cellules photovoltaïques :

- la cellule solaire organique ;
- la cellule CZTS.

2.3.3 Les panneaux solaires bifaciaux :

Les panneaux solaires bifaciaux possèdent une technologie prometteuse et connaissent un vrai engouement auprès des particuliers comme des professionnels depuis 2018. En 2020, ils représentaient déjà 10% du marché des panneaux solaires. Une croissance qui, d'après l'International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV), devrait représenter 45% du marché en 2024 et 70% du marché en 2030.

Qu'est-ce qu'un panneau solaire bifaciale ?

Un panneau solaire bifaciale a la particularité de produire de l'électricité grâce aux deux faces des panneaux solaires. En effet, les panneaux photovoltaïques classiques eux, sont mono-faciaux et ne produisent de l'électricité que d'un côté, sur la face avant des panneaux solaires. Ainsi, les panneaux solaires bifaces produisent de l'électricité grâce à leur face avant (qui capte l'énergie du soleil directement) et leur face arrière (qui capte l'énergie du soleil réflétee dans son environnement). Les panneaux solaires bifaciaux produisent donc plus d'électricité que les panneaux photovoltaïques classiques. Ce type de panneaux solaires est utilisé à la fois par les particuliers que par les professionnels.

Comment fonctionnent les panneaux solaires bifaciaux ?

Les panneaux solaires bifaciaux fonctionnent comme des panneaux photovoltaïques classiques sur leur face avant, c'est leur face arrière qui va être différente. Explications.

La face avant des panneaux solaires bifaciaux

La face avant des panneaux solaires bifaciaux produit de l'électricité grâce au cellule photovoltaïque qui transforme l'énergie du soleil en électricité. Ce sont les rayons du soleil directs qui vont être utilisés pour transformer l'énergie solaire en électricité.

La face arrière des panneaux solaires bifaciaux

La face arrière des panneaux solaires bifaciaux va utiliser les rayons du soleil de manière indirecte, grâce à l'albédo.

La structure des panneaux solaires bifaciaux est composée de deux faces vitrées capables de transformer l'énergie solaire en électricité. Les panneaux solaires photovoltaïques, eux, n'ont qu'une face vitrée, la face arrière, qui est en aluminium pour apporter une bonne solidité à la structure.

Pour que les panneaux solaires bifaciaux fonctionnent de manière homogène, il faut que les panneaux bifaces soient installés de manière optimale afin de capter un maximum d'énergie solaire grâce à l'effet d'albédo. Par leurs caractéristiques, les panneaux bifaciaux ne peuvent pas être intégrés directement à la toiture, ils doivent être posés sur des supports en hauteur qui seront ensuite intégrés à la toiture. Ces supports doivent laisser passer de la lumière sans créer d'ombres, cela constitue l'enjeu principal des développeurs de panneaux solaires bifaciaux.

Les panneaux solaires bifaciaux produisent plus ou moins d'énergie selon l'albédo, la position des panneaux bifaciaux, la hauteur des panneaux et les caractéristiques du sol sous les panneaux bifaciaux.

Les avantages des panneaux solaires bifaciaux

Les panneaux solaires bifaciaux séduisent de plus en plus de personnes. Et pour cause, ce type de panneaux solaires présente de nombreux avantages. Les voici :

- Les panneaux solaires bifaciaux ont un rendement plus élevé que les panneaux solaires classiques (environ entre 5 et 15% en plus) ;
- Le prix des panneaux solaires bifaciaux baisse de plus en plus (les coûts de production se démocratisent de plus en plus) ;
- La durée de garantie des panneaux solaires bifaciaux est plus grande que celle des panneaux solaires photovoltaïques (30 ans contre 25 ans) ;
- Les panneaux solaires bi-faciaux sont plus résistants et perméables (protection contre la corrosion chimique, les intempéries et les fissures).

Les inconvénients des panneaux solaires bifaciaux

Il s'avère que les panneaux solaires bifaciaux ont quelques inconvénients que nous vous listons ici :

- Les panneaux solaires bifaciaux ont un prix 10
- Les panneaux solaires bifaciaux doivent particulièrement être bien installés pour avoir un bon rendement et capter l'albédo de manière optimale ;
- Les panneaux solaires bifaces doivent être installés dans un environnement optimal pour être performants

Quels sont les types de panneaux solaires bifaces disponibles sur le marché ?

Aujourd'hui on retrouve principalement deux technologies pour les panneaux solaires bifaces :

- Les panneaux solaires bifaces monocristallins ;
- Les panneaux solaires bifaces polycristallins ;
- Les panneaux solaires bifaces que l'on retrouve le plus sont composés de cellules monocristallines. Ce qu'il faut surveiller lorsqu'on achète un panneau solaire biface c'est le coefficient de bifacialité du panneau. Autrement dit, l'efficacité des deux faces du panneau solaire avec le même ensoleillement. Il est calculé entre la puissance nominale de la face intérieure et celle de la face supérieure. Ce coefficient varie notamment en fonction des cellules du modules et des matières utilisées.

2.3.4 Onduleurs

Il n'existe pas un onduleur mieux adapté qu'un autre à toutes les situations. En pratique, les conditions locales et les composants du système doivent être pris en compte pour adapter le système à l'application spécifique. Différentes technologies de modules solaires PV et agencements peuvent convenir à différents types d'onduleurs.

Des précautions doivent être prises en matière d'intégration des modules et des onduleurs afin d'en assurer une performance et une durée de vie optimales. L'option d'onduleur la plus rentable nécessite de procéder à une analyse des facteurs techniques et financiers.

Un grand nombre de critères de sélection de l'onduleur listés dans le Tableau 10 sont pris en compte dans cette analyse. Le rendement de conversion DC-AC affecte directement les recettes annuelles de la centrale solaire PV et varie en fonction de plusieurs variables, notamment la tension d'entrée DC et la charge.

Plusieurs autres facteurs doivent informer la sélection de l'onduleur, y compris la température du site, la fiabilité du produit, la maintenabilité et le coût total.

Les onduleurs sont aussi moins efficaces en altitude, une considération qu'il conviendrait de prendre en compte dans les régions montagneuses.

Critères de qualité

La garantie offerte sur les onduleurs varie selon les fabricants. Une garantie minimale de cinq ans est classique, avec des extensions optionnelles allant jusqu'à vingt ans ou

Chapitre 2. Les composants de la centrale PV

plus, disponibles auprès de nombreux fabricants. Certains onduleurs en chaîne offrent une garantie standard de sept ou dix ans.

De nombreux fabricants citent une durée de vie des onduleurs supérieure à 20 ans, avec le remplacement et l'entretien de certains composants selon des régimes d'entretien spécifiques. Cependant, dans la pratique, on observe une espérance de vie comprise entre dix et 20 ans pour un onduleur central. Cela implique qu'ils peuvent devoir être remplacés ou remis à neuf une ou deux fois au cours de la durée de vie opérationnelle de la centrale de 25 ans. a protection de l'onduleur doit inclure :

- La protection contre les inversions de polarité pour le câble DC ;
- La protection contre les surtensions et les surcharges ;
- La détection d'ilotage pour les systèmes raccordés au réseau (en fonction des exigences du code de réseau) ;
- Le contrôle de l'isolation.

TAB. 2.4 : Liste de vérification pour la sélection de l'onduleur. [8]

	Capacité adaptée à la dimension du projet.
	Compatible avec le code de réseau national.
	Contrôle de l'identité et des antécédents du fournisseur.
	Certification minimale obtenue.
	Modalités de la fourniture du produit et conformes aux normes du marché.
	Technologie et modèle adaptés aux conditions environnementales (par exemple,intérieur/extérieur, réduction de la capacité à des températures élevées, fourchette de MPP).
	Compatible avec les modules à couches minces (onduleurs avec transformateur ou sans transformateur).
	Efficacité conforme aux normes du marché.

TAB. 2.5 : Critères de sélection de l'onduleur. [8]

Critère	Description
Capacité du projet	La capacité de la centrale influe sur la conception du raccordement de l'onduleur. Les onduleurs centraux sont couramment utilisés dans les centrales solaires PV marchandes.
Performance	Il convient de rechercher des onduleurs hautement efficaces. Le rendement supplémentaire fait souvent plus que compenser le coût initial plus élevé. Il convient aussi de tenir compte du fait que l'efficacité change en fonction de paramètres de conception, y compris la tension d'entrée DC et la charge.
Plage de tension du point defonctionnement optimum (MPP)	Un large éventail de MPP pour l'onduleur permet une flexibilité de conception.
Sortie triphasée ou monophasée	Le choix dépendra de la taille du projet. Les projets associés à une forte capacité nécessiteront des onduleurs triphasés. Les réglementations électriques nationales peuvent fixer des limites pour la différence de puissance maximale entre les phases.
Programme d'incitation	Le regroupement des mécanismes d'incitation financière peut avoir une influence sur le choix de l'onduleur. Par exemple, les programmes de TR peuvent être hiérarchisés pour différentes tailles de centrales, ce qui peut à son tour influencer la capacité optimale de l'onduleur.
Technologie du module	La compatibilité des modules à couche mince avec les onduleurs sans transformateur doit être confirmée par les fabricants.
Réglementations nationales et internationales	Un onduleur de transformateur doit être utilisé si une isolation galvanique est nécessaire entre les parties DC et AC de l'onduleur.

<p>Qualité de l'alimentation/ respect du code du réseau</p>	<p>Les exigences de qualité de l'alimentation et du code de réseau dépendent des pays. Il est impossible de fournir des directives universellement applicables. Les réglementations et normes nationales devraient être consultées lors de la sélection d'un onduleur et de la conception d'une centrale solaire PV. Les codes de réseau nationaux peuvent fixer des exigences applicables à ce qui suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limitation de fréquence. • Limitation de tension. • Capacité de contrôle de la puissance réactive – un léger surdimensionnement des onduleurs peut être nécessaire. • Limitation de la distorsion harmonique – pour réduire la teneur en harmoniques de la puissance de sortie AC de l'onduleur. • Capacité de tenue aux creux de tension.
<p>Fiabilité du produit</p>	<p>Une grande fiabilité de l'onduleur assure des temps d'arrêt réduits et des coûts d'entretien et de réparation plus faibles. Si le temps moyen entre les pannes, les chiffres et les antécédents de l'onduleur sont disponibles, ces informations devront être consultées.</p>
<p>Déséquilibre</p>	<p>Si des modules associés à des spécifications différentes ou orientés et inclinés différemment doivent être utilisés, alors il peut être recommandé d'utiliser des onduleurs en chaîne ou chaînes multiples associés à plusieurs pisteurs MPP afin de minimiser les pertes par déséquilibre. Cela peut être particulièrement utile pour les applications sur toit, où l'orientation et l'angle d'inclinaison sont souvent dictés par les propriétés de la toiture</p>
<p>Maintenabilité</p>	<p>Les contraintes d'accès associées aux centrales PV situées dans les régions isolées peuvent influencer le choix du fabricant d'onduleurs : un fabricant bien implanté dans le pays peut être en mesure de fournir un meilleur soutien technique. Pour les centrales PV situées dans des régions éloignées, les onduleurs en chaîne présentent l'avantage de la facilité d'entretien.</p>

Disponibilité du système	<p>Si une panne survient avec un onduleur en chaîne, seule une petite proportion de la production de la centrale est perdue (c.à.d. 25 kW).</p> <p>Des onduleurs de rechange peuvent être conservés localement et remplacés par un électricien qualifié. Avec les onduleurs centraux, une plus grande partie de la production de la centrale sera perdue jusqu'à ce qu'ils soient remplacés (par exemple, 750 kW).</p>
Modularité	<p>La facilité à augmenter la capacité du système et la flexibilité de la conception doivent être prises en considération lors de la sélection des onduleurs.</p>
Conditions d'ombrage	<p>Les onduleurs en chaîne et à chaînes multiples associés à plusieurs pisteurs MPP peuvent être le choix privilégié pour les sites qui souffrent d'ombrage partiel.</p>
Lieu de l'installation	<p>La localisation en intérieur/extérieur et les conditions ambiantes du site influent l'indice IP et les exigences de refroidissement . Une aération forcée ou une climatisation sont généralement nécessaires pour les onduleurs intérieurs.</p>
Surveillance/ enregistrement /télémétrie	<p>Les exigences de surveillance, d'enregistrement de données et de contrôle de la centrale définissent un ensemble de critères qui doivent être pris en compte lors du choix d'un onduleur.</p>

TAB. 2.6 : Fiche technique. [8]

Modèle d'onduleur	xxxxxxxxxxx
Entrées	
Puissance DC maximum	954 kW
Gamme de tension MPP	681-850 V
Tension d'entrée maximum	1 000 V
Courant d'entrée maximum/ MPPT	1 400 A
Nombre de pisteurs MPP	1
Sorties	
Puissance nominale CA à 25 °C	935 kVA
Courant de sortie CA maximum	1 411 A
Tension nominale AC	386 V
Fréquence réseau AC	50 Hz
Efficacité	
Efficacité maximale	98,6 %
Taux de rendement européen	98,4 %
Consommation en veille	100 W
Consommation en fonctionnement	1 900 W
Informations générales	
Indice IP	IP54, IP43
Fourchette de températures de fonctionnement	-25 °C à +62 °C
Humidité relative	15 à 95 %
Dimensions (HxLxL)	2 272 x 2 562 x 956 mm
Poids (kg)	1 900 kg

Quels sont les différents types d'onduleurs pour panneaux solaires ?

Le micro-onduleur

Aussi appelé onduleur module, il s'agit de l'onduleur solaire qui est le plus souvent mis en place et utilisé pour les logements particuliers. De petite taille, il s'installe directement derrière chaque panneau solaire pour transformer l'électricité continue en courant alternatif. Chaque panneau a donc son propre onduleur et est indépendant, ce qui permet une production optimale même en cas de panne, et par conséquent une plus grande évolutivité du parc solaire.

La contrepartie : le SAV est plus onéreux car cela nécessite de monter sur le toit pour intervenir.

L'onduleur de chaîne

Ce type d'onduleur solaire recueille et transforme l'électricité fournie par plusieurs panneaux solaires en même temps. Plus puissant, il permet de n'avoir qu'un seul onduleur qui gère plusieurs panneaux photovoltaïques, ce qui simplifie l'installation et l'entretien.

L'onduleur central

Comme l'onduleur de chaîne, il se branche au bout d'une série de panneaux photovoltaïques. Il est cependant plus imposant et peut gérer plusieurs chaînes de panneaux. On privilégie son installation lorsque le parc de panneaux solaires commence à être important. Il prend la forme d'une armoire installée au sol. Il est particulièrement adapté pour les locaux professionnels et industriels.

L'onduleur à batterie

Certains modèles d'onduleur solaire intègrent une batterie de stockage. Ils gardent l'excédent d'électricité pour l'utiliser lorsque ce sera nécessaire.

L'onduleur string

Ce type d'onduleur est très adapté aux installations qui présentent différentes inclinaisons et/ou différentes orientations. Dans cette configuration, il est préférable d'utiliser un onduleur string, qui assure un champ de modules ayant la même orientation. Si votre habitation est orientée Est-Ouest par exemple, vous pouvez installer un onduleur string par côté. Ainsi, l'un assure la production d'électricité le matin, l'autre l'après-midi et le soir.

Les onduleurs strings peuvent également remplacer un appareil en cas de panne. Ainsi, ils prennent le relais le temps de corriger le problème, ce qui peut être très pratique.

L'onduleur hybride

La dernière génération d'onduleur, appelée « hybride », est intelligente. Selon le paramétrage, il est capable de déterminer lui-même si l'électricité produite doit être utilisée immédiatement, stockée dans une batterie, ou injectée dans le réseau. Le boîtier peut être connecté au groupe électrogène afin d'assurer une alimentation de secours en cas de coupure de courant.

De la même façon, l'onduleur hybride est capable de gérer les différentes sources d'énergie afin de déterminer quel type d'électricité utiliser à quel moment. Il est donc capable de choisir lui-même entre utiliser le réseau public de distribution d'électricité, la consommation directe de la production provenant des panneaux solaires ou bien l'électricité stockée dans des batteries.

Les onduleurs solaires hybrides sont très intéressants à mettre en place, car ils permettent de gérer le plus intelligemment possible la production et la consommation. Il est alors plus facile de rentabiliser son installation solaire [9].

Compteur d'énergie

L'électricité produite par un système solaire PV de toiture peut être exportée selon un certain nombre de configurations de comptage, en fonction des exigences spécifiques

du projet et des Accords d'achat d'énergie et de TR.

Deux systèmes de comptage couramment utilisés et distincts sont présentés ci-dessous :

- **Le comptage net** : Le système PV fournit la charge du bâtiment et exporte toute l'énergie excédentaire vers le réseau. Quand l'ensoleillement est insuffisant pour produire de l'énergie (par exemple, la nuit), les besoins de charge du bâtiment sont couverts en important de l'électricité du réseau. Un compteur bidirectionnel est installé pour mesurer et enregistrer le résultat net. Si un AAE est en place pour l'énergie solaire, un second compteur dédié peut être utilisé pour enregistrer l'électricité produite et exportée par le générateur solaire. Des « compteurs intelligents » ou compteurs de temps d'usage sont les compteurs les plus couramment utilisés par les détaillants et les services publics, et déterminent la valeur de l'électricité selon le moment de la journée. Si la demande de pointe se produit en même temps que la production solaire,

Les compteurs intelligents peuvent ajouter de la valeur à l'énergie solaire produite pendant les périodes de demande de pointe, ce qui peut être utilisé pour défendre un projet.

- **Le comptage brut** : L'intégralité de la production PV est exportée vers le réseau. Il s'agit d'une situation courante quand les gouvernements offrent un TR aux propriétaires de systèmes PV. Les besoins en énergie du bâtiment sont fournis par le réseau, et comptabilisés à un tarif normal (hors TR)

2.3.5 Transformateurs

Les transformateurs de distribution et de réseau sont les deux principaux types de transformateurs que l'on rencontre sur les centrales solaires PV. Les transformateurs de distribution sont utilisés pour élever la tension de sortie de l'onduleur pour le système de collecte de la centrale, qui est normalement à la tension de distribution. Si la centrale est raccordée au réseau de distribution, l'électricité peut alors être directement exportée vers le réseau. Si la centrale est raccordée au réseau de transmission, les transformateurs de grille sont utilisés pour élever encore la tension. Le coût total de possession (CTP) et l'efficacité (directement liée à la perte en charge et à vide) sont les principaux critères de sélection du transformateur, affectant directement les revenus annuels de la centrale solaire PV. Comme avec les onduleurs, plusieurs facteurs supplémentaires doivent informer la sélection du transformateur, dont la puissance nominale, la construction, les conditions du site, la fiabilité du produit, la maintenabilité et la puissance adéquate. Une analyse coûts-avantages est nécessaire pour déterminer la meilleure option en matière de transformateur.

Les transformateurs à noyau en métal amorphe enregistrent de faibles pertes dans des conditions de charge nulle et, en tant que tels, peuvent permettre des économies de coûts dans les applications solaires dans le cas où il s'écoulerait un laps de temps significatif avant que les transformateurs ne soient en charge.

Les critères de sélection (facteurs techniques et économiques) sont les suivants :

- L'efficacité, la perte de charge/sans charge ;

- La garantie ;
- Le type de couplage ;
- La tension du système ;
- La puissance ;
- Les conditions du site ;
- La puissance sonore ;
- La capacité de contrôle de la tension ;
- Le cycle de service.

Critères de qualité

La garantie offerte pour les transformateurs varie selon les fabricants. Une garantie minimale de 18 mois est courante, avec des extensions optionnelles allant jusqu'à dix ans ou plus. D'après les données de fabricants et des études universitaires étudiant un vaste éventail de transformateurs, les transformateurs de distribution disposent d'un temps moyen de fonctionnement avant panne (MTTF) de 30 ans ou plus.

Cela dépend du profil de charge du transformateur et du cycle de service. La protection des transformateurs à bain d'huile classiques utilisés sur les centrales solaires PV devrait inclure :

Un exemple des informations fournies dans une fiche technique de transformateur est fourni au Tableau 2.7

TAB. 2.7 : Liste de vérification pour la sélection du transformateur [8].

	Capacité adaptée à la dimension du projet.
	Compatibilité avec les réglementations relatives au réseau national.
	Contrôle de l'identité et des antécédents du fournisseur.
	Certification minimale obtenue.
	Modalités de la garantie du produit conformes aux normes du marché.
	Adapté aux conditions environnementales (par exemple, intérieur/extérieur, température ambiante et altitude).
	Efficacité conforme aux normes du marché.
	Pertes en charge/hors charge conformes aux normes du marché.

TAB. 2.8 : Spécifications des transformateurs[8].

Caractéristiques électriques					
Puissance nominale	[kVA]	1250	Niveau d'isolation nominale BT	[kV]	1,1
Liquide d'isolation		Huile minérale (CEI60296 classe IA)	Tension appliquée à fréquence industrielle	[kV]	3
Fonctionnement		Réversible	BIL (1,2/50 µs		S/o
Enroulements HT/BT		Aluminium/Aluminium	Fréquence	[Hz]	50
Tension primaire à vide	[V]	33000	Nombre de phases		3
Types de prises primaires/ prises		à vide/±2x2,5%	Type de couplage		Dyno5yn5
Niveau d'isolation nominale HT	[kV]	36	Pertes à vide	[W]	1890
Tension appliquée à fréquence industrielle	[kV]	70	Pertes en charge (ONAN) à 75 °C	[W]	14850
BIL (1,2/50 µs	[kV]	170	Tension de court-circuit (ONAN) à 75 °C		6%
Tension secondaire à vide	[V]	380/380	Tolérances		CEI 60076-1 Tolérances
Caractéristiques thermiques					
Classe d'isolation thermique		Classe 1	Traitement de surface		Revêtement en poudre
Élévation de température moyenne max (huile/ enroulement)	[K/K]	60/65	Couleur de surface		RAL7035

Caractéristiques mécaniques					
Technologie		Scellement hermétique	Catégorie de corrosivité		C3 (corrosivité moyenne)
Type de cuve		Avec ailettes ou radiateurs	Durabilité (ISO 12944-6)		Moyenne (5 à 15 ans)
Couvercle		Boulonné	Boulons		Standards
Type de structure		Standard	Couleur finale		RAL 7033 gris-vert
Accessoires/quantité					
Commutateur à vide		1	Soupape de décompression		1
Orifice de remplissage		1	Commutateur à gaz		1
Robinet de purge d'huile		1	Indicateur de température de l'huile		1
Logement de thermomètre		1	Bloc de raccordement		1
Profil et poids					
Dimensions générales (LxlxH)	[mm]	2150x1350x2380	Poids total	[kg]	4900

2.3.6 Structures porteuses

L'angle d'inclinaison et l'orientation, ainsi que l'espacement entre les rangées sont généralement optimisés pour chaque centrale PV selon sa localisation. Cela permet d'optimiser l'ensoleillement incident annuel total⁴¹ et le rendement énergétique annuel total. Selon la latitude, l'angle d'inclinaison optimal peut varier entre 10 ° et 45 °.

Les modules doivent être orientés au sud dans l'hémisphère nord et au nord dans l'hémisphère sud. Il existe plusieurs logiciels disponibles dans le commerce (comme PVsyst et PV*SOL), qui peuvent être utilisés pour optimiser l'angle d'inclinaison et l'orientation en fonction des particularités de la localisation du site (latitude, longitude) et de la ressource solaire.

Critères de qualité

La garantie accompagnant les structures de support varie, mais peut inclure une garantie limitée du produit de dix à 25 ans. Les garanties peuvent inclure les conditions suivantes : que toutes les pièces soient manipulées, installées, nettoyées et entretenues de manière appropriée, que le dimensionnement soit fait selon les charges statiques et que les conditions environnementales ne soient pas inhabituelles.

La durée de vie utile des structures de support fixes, bien qu'elle dépende d'un entretien

adéquat et d'une protection contre la corrosion, pourrait être supérieure à 25 ans.

Dans les environnements marins ou situés à moins de 3 km de la mer, une protection ou des revêtements supplémentaires contre la corrosion des structures peuvent être nécessaires.

Les garanties des systèmes de poursuite varient en fonction des technologies et des fabricants, mais une garantie pièces et fabrication de cinq à dix ans est fréquente. La durée de vie du système de poursuite est fonction d'un entretien approprié.

Les principaux composants du système d'actionnement, tels que les roulements et les moteurs, peuvent devoir être révisés ou remplacés au cours de la durée de vie envisagée pour le projet.

Les pieux battus en acier devraient être galvanisés à chaud pour réduire la corrosion. Dans des sols très corrosifs, une épaisseur de revêtement appropriée proposée doit être estimée par calcul.

Une protection supplémentaire, comme un revêtement époxy, peut parfois être nécessaire pour que les composants puissent durer pour toute la durée de vie conceptuelle du système, de 25 à 35 ans.

TAB. 2.9 : Liste de vérification pour la structure de support. [8]

	Identification et antécédents du fournisseur vérifiés
	Certification minimale obtenue
	Termes et conditions de la garantie du produit en conformité avec les standards du marché
	Convenable par rapport aux conditions environnementales et aux conditions du sol (dilatation thermique, atmosphère marine, acidité du sol)

Sélection et dimensionnement des câbles

Le choix et le dimensionnement des câbles DC des centrales solaires PV devrait tenir compte des codes et réglementations nationales applicables à chaque pays. Les câbles spécifiquement conçus pour les installations solaires PV (câbles « solaires ») sont facilement disponibles et doivent être utilisés. En général, trois critères doivent être respectés pour le dimensionnement des câbles :

- **La tension du câble :** Les limites de tension du câble auquel la chaîne PV ou le câble de champ sera connecté doivent être prises en compte. Les calculs de la tension VOC maximale des modules, ajustés pour la température conceptuelle minimum du site, sont utilisés pour ce calcul.
- **La capacité de transport de courant du câble :** Le câble doit être dimensionné en fonction du courant maximal. Il est important de se rappeler de limiter de manière appropriée, en tenant compte de l'emplacement du câble, de la méthode de pose, du nombre de cœurs et de la température. Il convient de prendre soin de la taille du câble afin de tenir compte du pire cas de courant inverse dans un panneau.

- **La minimisation des pertes de câble :** La chute de tension de câble et les pertes de puissance associées doivent être aussi faibles que possible. En règle générale, la chute de tension doit être inférieure à trois pour cent. Des pertes de câble de moins d'un pour cent sont réalisables. Dans la pratique, la réduction de la chute de tension au minimum et les pertes associées seront, dans la plupart des cas, un facteur limitant.

Gestion des câbles

Les câbles situés au-dessus du sol et les câbles de chaîne doivent être correctement positionnés et fixés à la structure de support, en utilisant soit des chemins de câbles dédiés ou des colliers de serrage. Les câbles doivent être protégés de la lumière directe du soleil, de l'eau et de l'abrasion provoquée par les arêtes tranchantes des structures de support. Ils doivent être aussi courts que possible.

Les connecteurs de câbles sont standards dans les centrales solaires PV raccordées au réseau, en raison des avantages qu'ils offrent en termes de facilité et de rapidité d'installation. Ces connecteurs sont normalement protégés contre tout contact, ce qui signifie qu'ils peuvent être touchés sans risque de choc.

La pose des câbles principaux DC dans des tranchées doit suivre les codes nationaux et tenir compte des conditions spécifiques du sol.

Câbles des modules et des chaînes

Les câbles mono-conducteurs et à double isolation sont privilégiés pour les connexions de modules. L'utilisation de ces câbles permet de protéger contre les courts-circuits.

Lors du dimensionnement des câbles de chaîne, le nombre de modules et le nombre de chaînes par champ doivent être pris en considération.

Le nombre de modules définit la tension à laquelle le câble doit être dimensionné. Le nombre de chaînes est utilisé pour calculer le courant de retour maximum pouvant circuler à travers une chaîne. Les câbles doivent être dimensionnés pour pouvoir faire face à la température la plus élevée que l'on peut rencontrer sur le site (par exemple, 80°C). Des facteurs de limitation appropriés pour la température, la méthode d'installation et la configuration des câbles doivent également être appliqués.

Câble DC principal

Afin de réduire les pertes, la chute de tension globale entre le générateur PV et l'onduleur doit être minimisée. Une chute de tension de référence de moins de trois pour cent (aux conditions normales d'essai) est acceptable, et les câbles doivent être dimensionnés en utilisant cette référence comme guide. Dans la plupart des cas, le surdimensionnement des câbles pour obtenir une réduction des pertes est un investissement rentable.

Coffrets de regroupement

Des coffrets de regroupement doivent être posés au point où les chaînes individuelles formant un champ sont rassemblées et reliés entre eux en parallèle avant d'être envoyés vers l'onduleur via le câble principal DC. Les jonctions sont généralement réalisées avec des bornes à vis et doivent être de qualité supérieure pour garantir de moindres pertes et éviter la surchauffe.

Les coffrets de regroupement disposent d'un équipement de protection et d'isolement, tels que des fusibles de chaîne et des systèmes de déconnexion (aussi connus sous le nom de sectionneurs à pouvoir de coupure), et doivent être dimensionnés pour un positionnement à l'extérieur en utilisant par exemple un indice de protection (IP).

Une explication des catégories IP est fournie dans le tableau 13. En fonction de l'architecture et de la taille de la centrale solaire PV, plusieurs niveaux de boîtes de jonction peuvent être utilisés. Il est important de se rappeler que le côté module des bornes d'un système PV en DC reste sous tension pendant la journée.

Par conséquent, des symboles de mise en garde clairs et visibles doivent être fournis pour informer toute personne travaillant sur la boîte de jonction. Pour des raisons de sécurité, toutes les boîtes de jonction doivent être correctement étiquetées.

Des systèmes de sectionnement et des fusibles en série doivent être fournis.

Les systèmes de sectionnement permettent l'isolement de chaînes individuelles, et les fusibles de chaîne protègent contre les défaillances.

TAB. 2.10 : Définition des indices de protection IP. [8]

Exemple : IP65 1er chiffre 6 (étanche aux poussières) 2e chiffre 5 (protégé contre les projections d'eau)			
1er chiffre	Protection contre les objets solides	2e chiffre	Protection contre l'humidité
0	Non protégé	0	Non protégé
1	Protection contre les objets solides de plus de 50 mm	1	Protégé contre l'eau tombant en goutte-à-goutte
2	Protection contre les objets solides de plus de 12 mm	2	Protégé contre l'eau tombant en goutte-à-goutte si incliné
3	Protection contre les objets solides de plus de 2,5 mm	3	Protégé contre la vapeur d'eau
4	Protection contre les objets solides de plus de 1 mm	4	Protégé contre les éclaboussures
5	Protégé contre les poussières	5	Protégé contre les projections d'eau
6	Étanche aux poussières	6	Protégé contre la mer agitée
		7	Protégé contre l'immersion
		8	Protégé contre la submersion

Les systèmes de sectionnement devraient être capables de rompre la charge normale et doivent être positionnés sur les câbles de chaîne positifs et négatifs.

2.3.7 Connecteurs

Des connecteurs à fiche spécialisés sont normalement préinstallés sur les câbles de modules afin de faciliter l'assemblage. Ces connecteurs offrent des connexions sécurisées et protégées contre tout contact.

Les connecteurs doivent être correctement dimensionnés et utilisés pour des applications DC. En règle générale, les limites de tension et de courant des connecteurs doivent être au moins égales à celles du circuit sur lequel ils sont installés. Les connecteurs doivent porter des symboles de sécurité appropriés mettant en garde contre la coupure en charge.

Un tel événement peut conduire à l'apparition d'un arc électrique (produisant une décharge lumineuse dans un trou dans un circuit électrique), et mettre le personnel et l'équipement en danger. Toute déconnexion ne devrait se faire qu'une fois le circuit correctement isolé.

2.3.8 Fusibles de chaîne/disjoncteurs miniatures (MCB)

Les fusibles de chaîne ou disjoncteurs miniatures (MCB) sont nécessaires pour la protection contre les surintensités. Ils doivent être conçus pour fonctionner sur courant continu. Il peut être nécessaire de consulter les codes et réglementations nationaux lors de la sélection et du dimensionnement des fusibles et des MCB. Les directives suivantes sont applicables aux fusibles de chaîne/MCB :

- Tous les champs formés de quatre ou plusieurs chaînes devraient être équipés de disjoncteurs. Alternativement, les disjoncteurs doivent être utilisés lorsque des défaillances peuvent conduire à des courants inverses significatifs ;
- Étant donné que des défaillances peuvent se produire sur les côtés positifs et négatifs, les disjoncteurs doivent être installés sur tous les câbles positionnés en surface ;
- Pour éviter les déclenchements intempestifs, le courant nominal du disjoncteur doit être au moins 1,25 fois supérieur au courant nominal de la chaîne ;
- Les codes électriques nationaux devraient être consultés pour obtenir des recommandations. La surchauffe des disjoncteurs peut provoquer des déclenchements intempestifs. Pour cette raison, les coffrets de jonction doivent être conservés à l'ombre ;
- Le fusible de chaîne/MCB doit se déclencher à moins de deux fois le courant de court-circuit (ISC) de la chaîne aux conditions normales de fonctionnement ou à moins de la capacité de transport de courant des câbles de chaîne, selon la valeur la plus faible ;
- Le courant de déclenchement des fusibles/MCB doit être pris en compte lors du dimensionnement des câbles de chaîne. Il ne devrait pas être supérieur au courant pour lequel le câble de chaîne est dimensionné ;
- Le fusible de chaîne/MCB doit être conçu en fonction de la tension de chaîne. La formule suivante est généralement utilisée pour déterminer la dimension du fusible

de chaîne, mais les codes de pratique nationaux devraient être consultés : où M est le nombre de modules dans chaque chaîne.

2.3.9 Commutation DC

Des commutateurs sont installés dans la section DC d'une centrale solaire PV afin de fournir des capacités de protection et d'isolement. Les interrupteurs/systèmes de sectionnement DC et les disjoncteurs CC sont discutés ci-dessous.

- Commutateurs DC/systèmes de sectionnement : une pratique conceptuelle judicieuse exige l'installation de dispositifs de commutation dans les boîtes de jonction du champ de panneaux PV.

Les commutateurs DC fournissent un moyen manuel permettant d'isoler électriquement des champs de panneaux PV entiers, ce qui est nécessaire lors de l'installation et de l'entretien. Les commutateurs DC doivent être :

- Bipolaires, pour isoler à la fois les câbles du champ de PV positifs et négatifs. Dimensionnés pour un fonctionnement en DC ;
- Capables de disjoncter à pleine charge ;
- Dimensionnés pour la tension du système et le courant maximum prévu ;
- Dotés de symboles de sécurité ;
- **Disjoncteur DC** : Il est impossible de compter sur les fusibles de chaînes/MCB pour déconnecter l'alimentation en cas de défaillance. Cela est dû au fait que les modules PV sont des dispositifs de limitation de courant, avec un I_{sc} seulement supérieur de peu au courant nominal.

En d'autres termes, le fusible ne sautera pas, ou le MCB ne disjonctera pas étant donné que le courant de défaut sera inférieur au courant de déclenchement. Pour cette raison, la plupart des codes et règlements relatifs au PV recommandent que les principaux disjoncteurs DC soient installés entre les champs de panneaux PV et les onduleurs connectés au réseau. Certains modèles d'onduleurs sont dotés de disjoncteurs DC. En tant que telle, l'installation de disjoncteurs supplémentaires peut être inutile. Cependant, les réglementations nationales doivent être consultées afin de s'assurer des normes à respecter.

2.3.10 Commutation AC

Des systèmes de commutation et de protection adéquatement dimensionnés doivent être inclus pour assurer le sectionnement, l'isolation, la mise à la terre et la protection. Sur le côté sorti des onduleurs, l'installation d'un interrupteur-sectionneur est recommandée pour isoler le champ de panneaux PV.

Le type de commutateur approprié dépendra de la tension de fonctionnement. Un système de commutation allant jusqu'à 33 kV est susceptible d'être un type de compartiment sous enveloppe métallique interne, avec un jeu de barres isolé au gaz ou à l'air et un vide ou des disjoncteurs SF6.

Pour des tensions plus élevées, le choix privilégié peut être un commutateur extérieur isolé à l'air ou, si l'espace est limité, un commutateur intérieur à isolé au gaz. Tous les commutateurs doivent :

- Être conformes aux normes CEI et aux codes nationaux ;
- Indiquer clairement les positions MARCHÉ et ARRÊT avec des étiquettes appropriées ;
- Avoir la possibilité d'être fixés par des verrous en position arrêt/terre ;
- Être classés pour les courants de fonctionnement et de court-circuit ;
- Être classés pour la tension de fonctionnement correct ;
- Être fournis avec une mise à la terre appropriée.

2.3.11 Sous-station électrique de la centrale

Les équipements tels que les transformateurs BT/MT, les commutateurs MT, les systèmes SCADA, et les systèmes de protection et de comptage peuvent être positionnés dans la sous-station de la centrale. L'aménagement de la sous-station devrait optimiser l'utilisation de l'espace tout en respectant tous les codes et toutes les normes de construction applicables. Un espace de travail sûr doit être prévu autour de la centrale pour le personnel chargé de son fonctionnement et de sa maintenance.

- Un système de climatisation doit être envisagé en raison de la chaleur générée par l'équipement électronique. Dans certains cas, les grandes structures de sous-station doivent être conçues et construites conformément aux exigences de la société chargée de la gestion du réseau et des spécifications de l'accord d'interconnexion. La séparation entre les salles des commutateurs MT, les salles des onduleurs, les salles de commande, les espaces de stockage et les bureaux est une exigence essentielle, outre la fourniture d'un accès sûr, d'un éclairage et d'un dispositif de protection des installations. La protection contre la foudre doit être envisagée afin d'atténuer l'effet de la foudre sur les équipements et les bâtiments.
- **Comptage** : le comptage tarifaire sera nécessaire pour mesurer l'exportation d'électricité. Ce système peut être installé dans la sous-station de la centrale, en plus du point de raccordement au réseau.
- **Les données de surveillance/SCADA** : les systèmes SCADA permettent un contrôle et une indication d'état pour les éléments inclus dans la sous-station et dans toute la centrale solaire PV.
- L'équipement clé peut être situé dans la sous-station ou dans une salle dédiée au contrôle et à la protection.

2.3.12 Mise à la terre et protection contre les surtensions

Un système de mise à la terre doit être fourni pour se protéger contre les chocs électriques, les risques d'incendie et la foudre. Grâce à la mise à la terre, il est possible d'éviter l'accumulation de charge dans le système lors d'un orage.

La mise à la terre d'une centrale solaire PV implique ce qui suit :

- Mise à la terre du châssis du champ de panneaux ;
- Mise à la terre du système (mise à la terre du conducteur CC) ;
- Mise à la terre de l'onduleur ;
- Protection contre la foudre et les surtensions

2.4 Sécurité de travail

Les centrales solaires PV représente un investissement financier considérable. Les modules PV sont non seulement précieux, mais également mobiles. On a pu observer de nombreux cas de vols de modules et de câbles en cuivre. Des solutions de sécurité sont nécessaires pour réduire le risque de vol et de sabotage. Ces systèmes de sécurité devront respecter les exigences de la compagnie d'assurance et incluront généralement les éléments suivants, en quantités variées :

Clôture de sécurité :

Une clôture en acier galvanisé avec un système permettant d'éviter que l'on puisse l'escalader, est généralement recommandée.

Une clôture peut également faire partie des exigences du code de réseau en termes de sécurité publique. Des mesures devraient être prises afin de permettre aux petits animaux de passer sous la clôture à des intervalles réguliers.

Caméras vidéo :

Les caméras de sécurité constituent de plus en plus une exigence minimum des systèmes de sécurité des centrales PV.

Il existe plusieurs types de caméras, les plus courants étant les caméras thermiques et les caméras jour/nuit. Les caméras devraient, dans l'idéal, disposer de capacités de zoom importantes et devraient être simples à manipuler à distance (par ex. avec des fonctions panoramiques, d'inclinaison et de zoom) afin de permettre à des utilisateurs externes d'identifier plus facilement des sources d'intrusion.

Les caméras jour/nuit ont généralement une portée de 50 à 100 m et sont combinées à des lampes infrarouges. Les caméras thermiques sont plus coûteuses, mais sont associées à une consommation propre moindre et d'une plus grande portée (supérieure à 150 m en

général), ce qui signifie qu'un nombre inférieur de caméras est nécessaire pour couvrir la totalité de la clôture du périmètre.

Logiciel d'analyse vidéo :

Certains systèmes de sécurité utilisent un logiciel d'analyse vidéo parallèlement aux caméras.

Ce logiciel permet à l'utilisateur de définir les zones sécurisées et de distinguer les éventuels intrus des autres alertes causées par la végétation, les conditions d'éclairage ou les mouvements associés à la végétation, à la circulation ou aux animaux. Ce système permet au bétail de rester dans les limites de la centrale sans déclencher l'alarme.

Le logiciel d'analyse vidéo permet de réduire considérablement le taux de fausses alertes du système de sécurité.

Capteurs :

Il existe une variété de détecteurs disponibles sur le marché. Ceux-ci comprennent les faisceaux photoélectriques, les fils-pièges, l'infrarouge passif (PIR), les micro-ondes, les capteurs magnétiques et de mouvement, etc. Bien que le fait de disposer de nombreux capteurs contrôlés de manière indépendante puisse être la cause d'un taux plus élevé de fausses alarmes, leur interconnexion et l'utilisation d'un traitement du signal numérique (DSP) peut réduire ce risque et fournir un système de sécurité plus robuste. Il convient de veiller à ce que le système choisi ne soit pas déclenché par les herbivores.

Dispositifs de mise en garde :

De simples dispositifs d'avertissement de l'utilisation de caméras ou la surveillance du site dissuadera la plupart des intrus.

Il peut s'agir de symboles de mise en garde, d'avertisseurs installés autour du site et de messages de mise en garde préenregistrés.

Personnel de sécurité :

Un poste de garde permanent, avec un gardien, fournit souvent le niveau de sécurité requis par les polices d'assurance. Cette option est surtout utilisée dans des endroits particulièrement éloignés ou des zones présentant une forte criminalité ou des taux de vandalisme élevés.

Quand des gardes armés sont présents et/ou où des forces de sécurité publique sont affectés pour assurer la protection de l'actif (généralement dans des contextes de postconflit), la présélection et la formation des membres du personnel de sécurité, étayées par des politiques opérationnelles, sont recommandées en ce qui concerne le recours approprié à la force/aux armes à feu et la conduite à adopter envers les travailleurs et les membres de la communauté.

Centre d'alarme à distance :

Les centrales solaires PV transmettra des données par le biais d'une communication par satellite ou ligne fixe avec un centre d'alarme, généralement situé dans une grande ville et peut être loin du site.

Le système de sécurité doit être surveillé 24 h/24. Toute détection qui est vérifiée comme une intrusion devrait déclencher l'envoi d'une alerte à la police ou à une entreprise de sécurité locale pour que des mesures soient prises

Autres mesures de sécurité :

les mesures de sécurité supplémentaires peuvent inclure :

- La réduction de la visibilité de la centrale, en plantant des arbustes ou des arbres à des endroits appropriés. Il convient de veiller à ce que ceux-ci ne fassent pas d'ombre aux modules PV.
- Des boulons de fixation de modules antivol peuvent être utilisés et de la résine synthétique peut être appliquée une fois serrés. Les boulons ne peuvent alors être libérés qu'après chauffage de la résine jusqu'à 300 °C.
- Des systèmes de fibre de module antivol peuvent être utilisés. Ces systèmes fonctionnent en enroulant de la fibre plastique autour de tous les modules d'une chaîne. Si un module est retiré, la fibre se brise, déclenchant une alarme [8].

2.5 Surveillance de la centrale

2.5.1 Technologie de surveillance

Un système de surveillance est un élément essentiel d'une centrale PV. Les dispositifs de surveillance sont essentiels pour le calcul des dommages-intérêts liquidés (DIL) et pour confirmer que l'entrepreneur IAC a respecté ses obligations.

L'acquisition automatique de données et la technologie de surveillance sont également essentielles au cours de la phase d'exploitation, afin de maintenir un niveau élevé de performances, de réduire les temps d'arrêt et d'assurer la détection rapide des anomalies. Un système de surveillance permet de surveiller le rendement de la centrale et de le comparer avec les calculs théoriques, et d'émettre des mises en garde quotidiennes, en cas de réduction de la performance.

Les défaillances peuvent ainsi être détectées et corrigées avant qu'elles n'aient un effet sensible sur la production. Sans système de surveillance fiable, il peut falloir plusieurs mois pour identifier une centrale peu performante. Cela peut conduire à une perte de revenus inutile. La clé d'une méthode de surveillance et de détection des défaillances fiable est de disposer de bonnes mesures simultanées de l'ensoleillement, des conditions environnementales et de la production de la centrale électrique. Pour ce faire, une station

météorologique est intégrée au site afin de mesurer le plan d'ensoleillement du champ de panneaux solaires, la température du module et la température ambiante et, de préférence, l'éclairement horizontal global, l'humidité et la vitesse du vent.

Dans les centrales solaires PV de grande envergure, la tension et le courant seront généralement contrôlés au niveau de l'onduleur, du coffret de regroupement ou d'une chaîne, chacun offrant une granularité supérieure à la précédente.

Le contrôle au niveau de l'onduleur est le système le moins complexe à installer. Cependant, il ne donne qu'un aperçu de la performance de la centrale, alors que les deux autres options, bien qu'elles soient plus coûteuses, fournissent des informations plus détaillées sur les performances des composantes du système et l'amélioration de la détection des défaillances et de leur identification. Les données produites par la station météo, les onduleurs, les coffrets de regroupement, les compteurs et les transformateurs seront recueillies dans les enregistreurs de données et transmis à une station de surveillance, généralement via des câbles Ethernet, CAT5/6, RS485 ou RS232.

Les protocoles de communication varient, bien que ceux qui sont le plus couramment utilisés dans le monde entier soient Modbus, TCP/IP et DNP3. Si plus d'un protocole de communication est envisagé pour un système de surveillance, des convertisseurs de protocoles peuvent être utilisés. La figure 19 illustre l'architecture d'un système de surveillance basé sur un portail internet, qui peut inclure une fonctionnalité pour :

- **La gestion des opérations :** La gestion de la performance (sur site ou à distance) de la centrale solaire PV pour permettre le suivi des onduleurs ou des chaînes au niveau du coffret de regroupement.
- **Gestion des alarmes :** Marquage de tout élément de la centrale qui ne relève pas des gammes de performance prédéterminées. Des messages de défaillance ou d'erreur peuvent être automatiquement générés et envoyés à l'équipe chargée de l'entretien de la centrale par fax, e-mail ou un message texte.
- **Compte-rendu :** La génération de rapports de rendement détaillant la performance des composantes individuelles, et l'analyse comparative des rapports comparés à ceux d'autres composantes ou lieux [8].

2.5.2 Normes de qualité

Les systèmes de surveillance doivent se baser sur des logiciels/du matériel disponible dans le commerce, fournis avec des manuels d'utilisation et un soutien technique approprié. Selon la taille et le type de centrale, les paramètres minimums à mesurer sont :

Le plan d'ensoleillement du champ de panneaux et le plan horizontal :

Mesurés à l'aide de pyranomètres standards secondaires, avec une tolérance de mesure à l'intérieur de ± 2 pour cent.⁴⁶ Les pyranomètres du plan des champs de panneaux sont essentiels pour le calcul du coefficient de performance (CP) exigé par contrat, et les pyranomètres du plan horizontal sont utiles pour comparer l'ensoleillement mesuré avec

les prévisions de la ressource d'irradiation horizontale globale. La meilleure pratique veut que l'on installe des capteurs dans une variété d'endroits dans les centrales de plusieurs mégawatts, tout en évitant les endroits qui sont susceptibles de connaître un ombrage. Le tableau 14 donne une règle de base pour le nombre de pyranomètres qu'il est recommandé d'utiliser en fonction de la capacité de la centrale.

- **Température ambiante** : Mesurée avec une précision supérieure à $\pm 1^\circ \text{C}$, les capteurs PT1000 devraient être thermoliés au dos du module dans un endroit positionné au centre d'une cellule.
- **Tension DC du champ** : Mesurée à une précision d'environ 1 pour cent.
- **Courant D**
- **C du champ** : Mesuré à une précision d'environ 1 pour cent.
- **Puissance CA de l'onduleur** : Mesurée aussi près que possible des bornes de sortie de l'onduleur, avec une précision d'environ 1 pour cent.
- **Électricité envoyée vers le réseau public.**
- **Électricité envoyée par le réseau public.**

La mesure des paramètres essentiels devrait être réalisée à des intervalles d'une minute.

TAB. 2.11 : Recommandation du nombre de pyranomètres en fonction de la capacité de la centrale. [8]

Capacité CC de la centrale (MWc)	1	1 - 5	5 - 10	10 - 20	20
Nombre de pyranomètres pour le plan de panneaux	0	2	2	3	4
Nombre de pyranomètres horizontaux	0	0	1	1	1

2.6 Système de nettoyage de panneaux

Le nettoyage des modules est une tâche simple, mais importante. Il peut apporter des avantages significatifs et immédiats en termes de rendement énergétique.

La fréquence de nettoyage des modules dépendra des conditions locales du site et de la période de l'année. Le degré de salissure des modules étant spécifique au site, la durée entre les nettoyages varie dans une large mesure d'un site à l'autre.

La fréquence de nettoyage des modules sera dictée par des facteurs tels que le type de sol du site et de ses environs (des sites poussiéreux et arides se traduiront par un degré de salissure plus important) et le régime des précipitations local (les régions plus sèches seront synonymes de salissures plus importantes) Lors de la planification du nettoyage des modules, il convient de tenir compte de ce qui suit :

- Les facteurs environnementaux et humains (comme les débris propres aux chutes de feuilles à l'automne et les salissures générées par les activités agricoles et industrielles)

locales).

- Les conditions météorologiques : un nettoyage est moins susceptible d'être requis pendant les périodes de pluies.
- Les poussières provenant du désert, transportées par le vent, qui peut également apparaître après une pluie.
- La poussière causée par la circulation des véhicules.
- L'accessibilité du site en fonction des prévisions météorologiques.
- La disponibilité de l'eau et du matériel de nettoyage.

Si l'efficacité du système se trouve être en dessous du niveau attendu, la propreté des modules doit être vérifiée et le nettoyage effectué, si nécessaire.

2.7 Station météorologique

Cette station météo est adaptée aux mesures à effectuer dans le cadre du suivi des centrales photovoltaïques. Les principales grandeurs physiques décrites dans la norme IEC 61724 sont mesurées au moyen de capteurs installés sur un mât à la même hauteur que les panneaux photovoltaïques.

2.7.1 Autres composants

- Groupe électrogène de secours ;
- Câbles informatique, téléphonique incendie, fibre optique ;
- Poste d'évacuation ;
- Locaux technique (onduleur, transformateurs, y compris leurs infrastructure) ;
- Equipement de puits d'eau ;
- Pièce de rechange-outillage ;
- Système de détection incendie ;
- Système de protection incendie ;
- Equipements de manutention ;
- Eclairage extérieur et intérieur de la centrale

2.8 Optimiser la conception du système

La performance d'une centrale électrique PV peut être optimisée par une combinaison de plusieurs facteurs favorables : des modules et des onduleurs haut de gamme, une bonne conception du système avec des composants de haute qualité et des composantes correctement installées et un bon programme d'entretien et de contrôle préventif conduisant à un faible nombre de défaillances de fonctionnement.

L'objectif est de minimiser les pertes. Les mesures pour y parvenir sont décrites dans le Tableau 11.

La réduction de la perte totale augmente le rendement énergétique annuel et donc les revenus, bien que dans certains cas, cela puisse augmenter le coût de la centrale. Il convient de noter que les efforts visant à réduire un type de perte peuvent être hostiles aux efforts visant à réduire les pertes d'un autre type.

Le concepteur de la centrale doit faire les compromis appropriés, qui se traduisent par une centrale caractérisée par une haute performance, à un coût raisonnable, en fonction des conditions locales.

Le but ultime du concepteur est de créer une centrale maximisant la rentabilité financière en minimisant le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE).

2.9 Conclusion

La performance d'une centrale électrique PV peut être optimisée par une combinaison de plusieurs facteurs favorables : des modules et des onduleurs haut de gamme, une bonne conception du système avec des composants de haute qualité et des composantes correctement installées et un bon programme d'entretien et de contrôle préventif conduisant à un faible nombre de défaillances de fonctionnement.

La réduction de la perte totale augmente le rendement énergétique annuel et donc les revenus, bien que dans certains cas, cela puisse augmenter le coût de la centrale. Il convient de noter que les efforts visant à réduire un type de perte peuvent être hostiles aux efforts visant à réduire les pertes d'un autre type.

Le concepteur de la centrale doit faire les compromis appropriés, qui se traduisent par une centrale caractérisée par une haute performance, à un coût raisonnable, en fonction des conditions locales.

Le but ultime du concepteur est de créer une centrale maximisant la rentabilité financière en minimisant le coût moyen actualisé de l'électricité.

Chapitre 3

Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.

3.1 Introduction

L'Algérie est un pays méditerranéen africain situé au centre de l'Afrique du Nord, La situation géographique de l'Algérie signifie qu'elle occupe une position clé pour jouer un rôle stratégique important dans la mise en œuvre des technologies des énergies renouvelables en Afrique du Nord, L'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque qui sera le moteur d'un développement économique durable.

Dans ce chapitre Nous allons présenter l'étude de la simulation de d'une centrale photovol itaïque de 10 mégawatts connecté au réseau électrique par logiciel PVSYST, qui est un logiciel spécialisé en dimensionnement de différents système photovoltaïques, développé par de l'Université de Genève, dans le but de la réaliser par Sonatrach à la willaya de Ouargla exactement à BRN « Bir Rebaa Nord ».

3.2 Présentation de Logiciel PV SYST :

PV SYST est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie.

Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement.

Le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte.

Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètre.

De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation.

Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données qui nous intéresse.

Ce logiciel est donc accessible au confirmés comme au néophyte. Dans cette documentation ne seront pas traitées les parties « installation de pompage » et les aspects financiers.

Trois menus principaux :

Preliminary design :

Pour une étude rapide et simple : on donne une location et un système puis le logiciel calcul quelques paramètres de pré dimensionnement ainsi qu'un graphe de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.

étude de coût.

Project Design :

Pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines.

On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux avec le choix par exemple de panneaux "tracking" qui suivent la course du soleil.

Les calculs sont basés sur des systèmes réels commercialisés que l'on choisira parmi une vaste liste. On génère ensuite une simulation qui nous fournit un large choix de résultats et de graphes personnalisables.

Tools :

Permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet. A noter : pour les utilisateurs expérimentés, on peut utiliser dans l'onglet préférences le "edit hidden parameters".

On pourra modifier de nombreux paramètres qui auront une influence directe sur les calculs du logiciel. A modifier avec précaution.

Le menu principal nous offre ces trois choix.

Les deux premiers choix ouvrent une fenêtre avec plusieurs boutons qui correspondent chacun à une étape.

Un bouton en rouge correspond à une étape qui reste à faire, un bouton vert correspond à une étape déjà faite ou optionnelle.

3.3 LE choix du matériel :

D'après ce qu'on a annoncé dans le chapitre II, on a choisi un matériel de bonne qualité et de la haute gamme, des marques connues mondialement tel que :

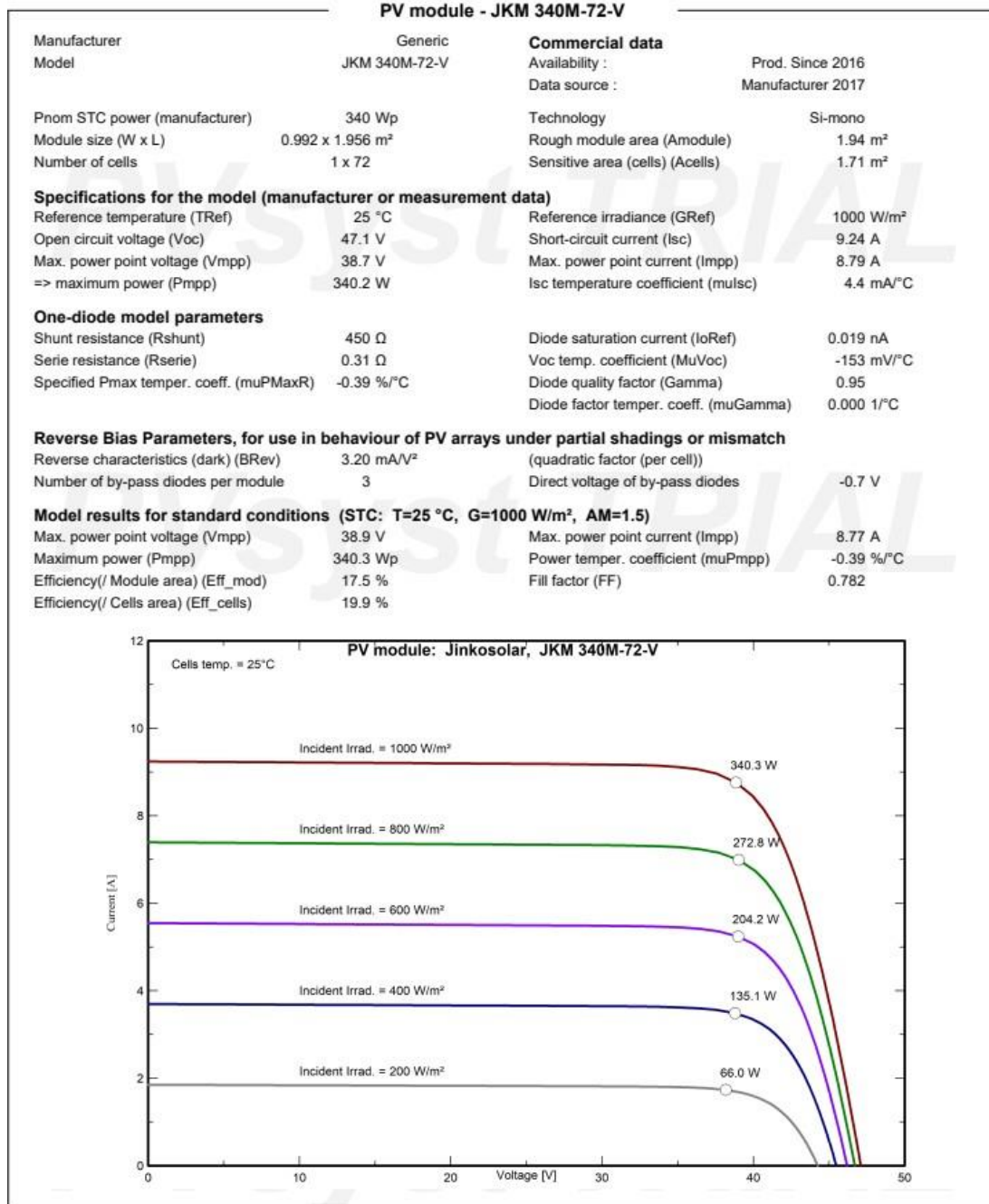
3.3.1 Les panneaux photovoltaïques :

On a effectué deux études de mêmes puissances et par deux types de panneaux différents, monofacial et bifacial de la même marque « JINKO » pour qu'on puisse comparer entre les deux études.

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14



13/06/22

PVsyst Evaluation mode

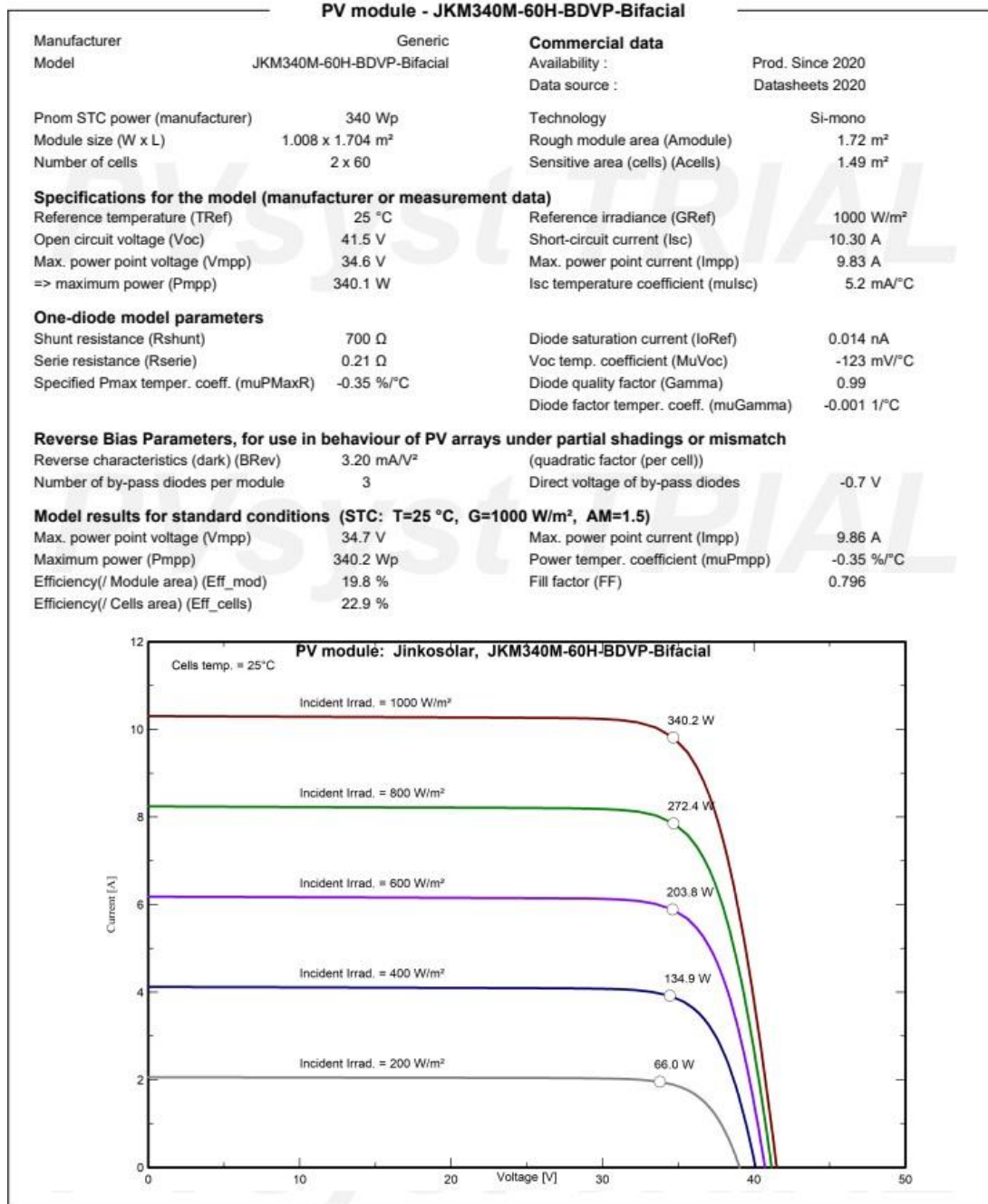
Page 1/1

FIG. 3.1 : Fiche technique de panneaux photovoltaïque monofacial « Jinko 340 W

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14



13/06/22

PVsyst Evaluation mode

Page 1/1

FIG. 3.2 : la fiche technique de panneaux photovoltaïque bifacial « Jinko 340 W »

3.3.2 Les onduleurs :

On a choisi des onduleurs de la bonne qualité de la marque « goodwe » 250 kW (6000 Dollars Américains/onduleur).

Goodwe 250 KW est un onduleur haut de gamme, avec une liste complète de fonctionnalités conçues pour réduire les coûts du système et les coûts d'exploitation. La série HT1500V offre des options pour 6 MPPT et 12 MPPT, il dispose d'une surveillance du niveau des strings et d'un diagnostic intégré de la courbe I-U pour une détection intelligente des problèmes de tension et de courant. La série est également dotée d'une fonction optionnelle de récupération PID et peut réaliser une surveillance 24 heures sur 24. Sur le GW225KN-HT et le GW250KN-HT, le mécanisme unique du disjoncteur de chaîne intelligent minimise les pertes lors de la production d'énergie en cas de court-circuit ou d'inversion de polarité.

L'onduleur est équipé d'un disjoncteur de string intelligent qui détecte un court-circuit ou une inversion de polarité, désactive automatiquement le disjoncteur pour arrêter les MPPT correspondants et signale simultanément l'erreur, ce qui garantit à la fois la sécurité et l'efficacité. La série HT permet également de surveiller le niveau des strings et prend en charge la détection intelligente des problèmes de tension et de courant, ce qui garantit un dépannage rapide.

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14

Inverter - GW250K-HT

Manufacturer	Generic		
Model	GW250K-HT		

Commercial data	Availability :	Prod. Since 2020	Data source :	Manufacturer 2021
Remarks	Technologie:			
	Protection: -30 - +60°C, IP 66: outdoor installation			
	Contrôles:			

Input characteristics (PV array side)				
Operating mode	MPPT	Nominal PV Power (Pnom DC)	250 kW	
Minimum MPP Voltage (Vmin)	500 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	300 kW	
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1500 V	Power Threshold (Pthresh.)	1238 W	
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1500 V			
Min. Voltage for PNom (Vmin@PNom)	850 V			

Multi MPPT capability				
Number of MPPT inputs	12	Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation	
		Behaviour at Pnom	Limitation	

Output characteristics (AC grid side)				
Grid voltage (Imax)	Triphased 800 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	250 kWac	
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	250 kWac	
		Nominal AC current (Inom AC)	180 A	
		Maximum AC current (Imax AC)	180 A	

Maximum efficiency	99.0 %			
European average efficiency	98.8 %			

Remarks and Technical features				
Array isolation monitoring				
Internal DC switch				
Output Voltage disconnect adjustment				
ENS protection				

Efficiency profile vs Input power

FIG. 3.3 : Fiche technique de l'onduleur de l'onduleur Goodwe 250KW.



FIG. 3.4 : Onduleur solaire Goodwe ongrid 250 Kw.

3.4 Le rapport de l'étude en utilisant les panneaux photovoltaïques

3.4.1 Monofacial

Après la configuration de toutes les étapes de la simulation ; un rapport de cette dernière est réalisé automatiquement avec tous les résultats nécessaires sous forme de tableaux et de figures.

Chaque paramètre a une signification et une importance dans notre étude.

- La température de l'air, a une influence sur le rendement de la production des panneaux photovoltaïque, (la température est inversement proportionnelle au rendement des panneaux photovoltaïques).
- L'irradiation solaire mensuelle, nous aidons à déterminer la production énergétique des panneaux photovoltaïques pour chaque mois (le rayonnement solaire est proportionnel au rendement des panneaux photovoltaïques).

Champ PV :

Constitué de 26 modules en série en 1131 chaines (29406 modules en tous), avec une surface de captage es de $57058 m^2$ et de puissance de 9027 KWc à 50°C (dans les conditions de fonctionnement).

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.

Batterie :

sans batteries car la centrale est connectée au réseau

L'Onduleur :

constitué de 39 onduleurs de 250 KW avec 12 entré MPPT pour chacun, la puissance globale de l'onduleur est 9750 KWAC avec une puissance maximale PV de 9663 KWDC



Version 7.2.14

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: sonatrach 02

Variant: Nouvelle variante de simulation

No 3D scene defined, no shadings

System power: 9998 kWp

Bir rebaa nord - Algérie

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

| Author

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:43
 with v7.2.14

Project: sonatrach 02

Variant: Nouvelle variante de simulation

Project summary

Geographical Site Bir rebaa nord Algérie	Situation Latitude 31.32 °N Longitude 8.52 °E Altitude 185 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data bir rebaa nord PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 31 / 0 °	No 3D scene defined, no shadings Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array Nb. of modules 29406 units Pnom total 9998 kWp	Inverters Nb. of units 39 units Pnom total 9750 kWac Pnom ratio 1.025	

Results summary

Produced Energy	20 GWh/year	Specific production	2017 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.15 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:43
 with v7.2.14

Project: sonatrach 02

Variant: Nouvelle variante de simulation

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	31 / 0 °		Diffuse Imported
			Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM 340M-72-V	Model	GW250K-HT
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	340 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	29406 units	Number of inverters	39 units
Nominal (STC)	9998 kWp	Total power	9750 kWac
Modules	1131 Strings x 26 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Pmpp	9027 kWp	Total inverter power	
U mpp	909 V	Total power	9750 kWac
I mpp	9929 A	Number of inverters	39 units
Total PV power		Pnom ratio	1.03
Nominal (STC)	9998 kWp	Array losses	
Total	29406 modules	Thermal Loss factor	
Module area	57058 m ²	Module temperature according to irradiance	
Cell area	50255 m ²	Uc (const) 20.0 W/m ² K	
		Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s	
		DC wiring losses	
		Global array res. 1.5 mΩ	
		Loss Fraction 1.5 % at STC	
		Module Quality Loss	
		Loss Fraction -0.8 %	
		Module mismatch losses	
		Loss Fraction 2.0 % at MPP	
		Strings Mismatch loss	
		Loss Fraction 0.1 %	
		IAM loss factor	
		ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cos ² -1)	
		bo Param. 0.05	

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



Project: sonatrach 02

Variant: Nouvelle variante de simulation

PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:43
 with v7.2.14

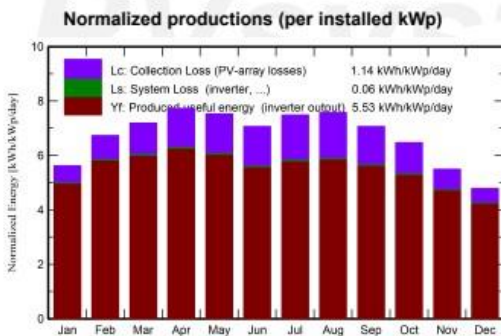
Main results

System Production
 Produced Energy

20 GWh/year

Specific production
 Performance Ratio PR

2017 kWh/kWp/year
 82.15 %



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	114.8	37.54	8.64	174.1	170.8	1.562	1.545	0.887
February	137.6	39.15	10.49	188.6	185.3	1.651	1.634	0.866
March	187.9	56.08	16.27	222.9	218.3	1.883	1.862	0.836
April	222.3	57.89	21.43	231.9	226.5	1.903	1.882	0.812
May	249.1	68.79	25.15	233.4	227.0	1.897	1.876	0.804
June	239.4	70.60	29.58	211.9	205.2	1.694	1.675	0.790
July	255.5	65.08	32.91	232.0	225.1	1.820	1.799	0.775
August	235.8	62.49	32.08	234.8	228.7	1.839	1.819	0.775
September	187.9	58.10	27.69	212.1	207.6	1.711	1.692	0.798
October	156.6	50.94	22.54	200.7	197.4	1.664	1.646	0.820
November	113.3	39.68	14.73	165.0	161.9	1.439	1.423	0.863
December	97.6	37.60	10.80	148.3	145.6	1.331	1.316	0.888
Year	2197.9	643.93	21.09	2455.7	2399.3	20.393	20.170	0.821

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.

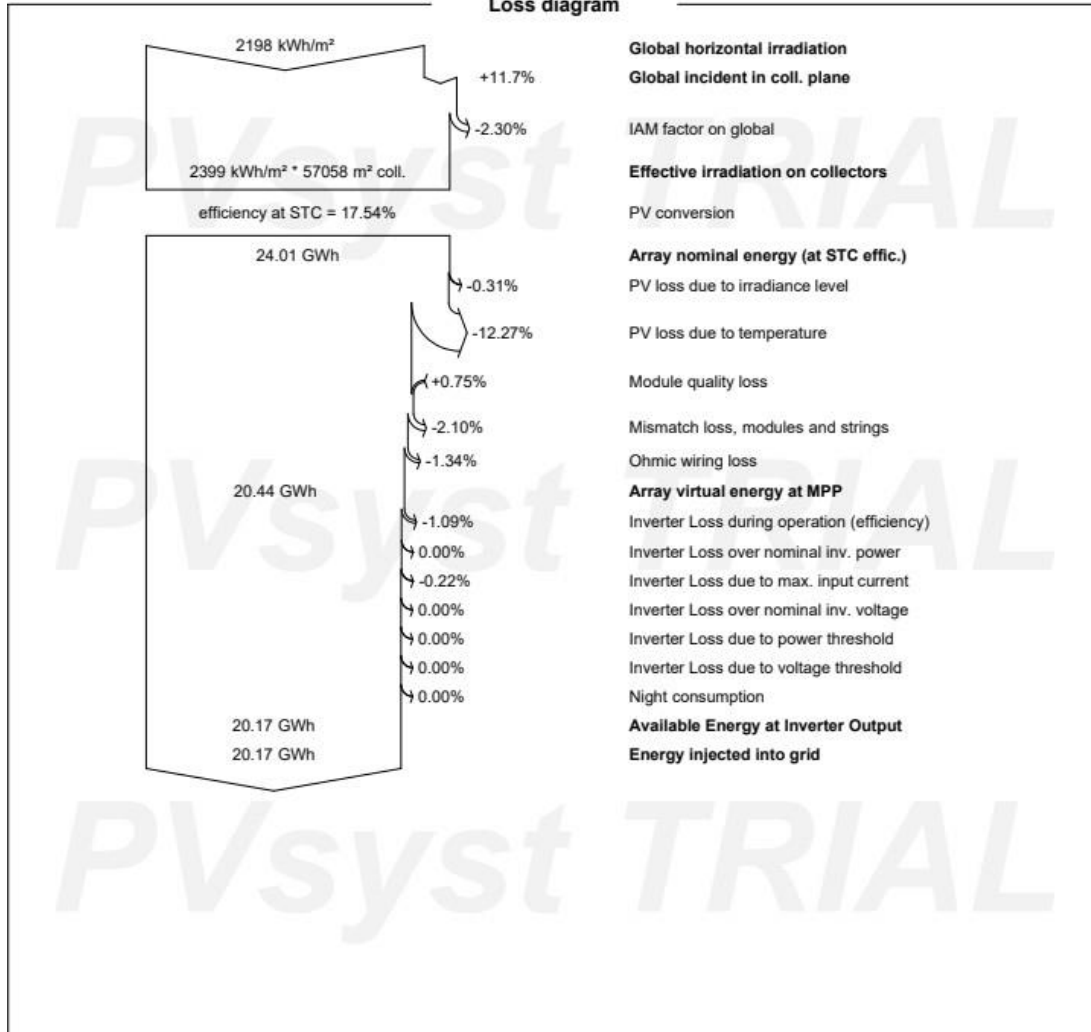


PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:43
 with v7.2.14

Project: sonatrach 02

Variant: Nouvelle variante de simulation

Loss diagram



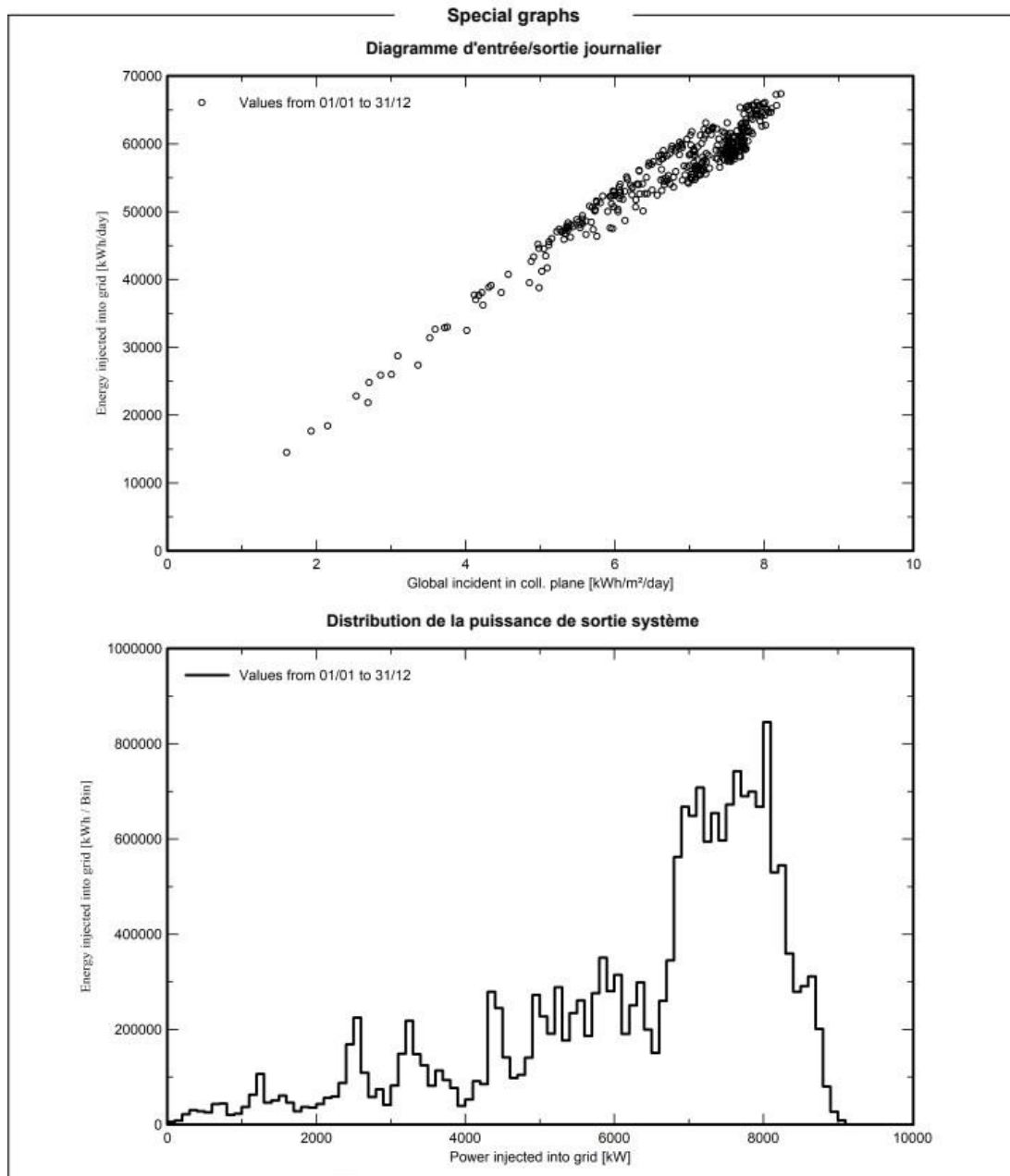
Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14
VC1, Simulation date:
24/06/22 00:43
with v7.2.14

Project: sonatrach 02

Variant: Nouvelle variante de simulation



3.4.2 Bifacial

Dans cette étude on a gardé les mêmes paramètres que l'étude précédente sauf qu'on a changé la technologie de panneaux photovoltaïque en utilisant les panneaux bifaciaux ainsi que leur génération (2017 pour le mono-facial et 2020 pour le bifacial).

Champ PV :

Constitué de 32 modules en série en 919 chaînes (29408 modules en tous), avec une surface de captage est de $50512 m^2$ et de puissance de 9124 KWc à $50^{\circ}C$ (dans les conditions de fonctionnement).

Le coût du panneau monocristalin jinko monofacial 340W est de 68 dollars.

Le coût du panneau monocristalin jinko bifacial 340W est de 71.4 dollars.



FIG. 3.5 : Panneau solaire photovoltaïque bifacial 340 W de la marque Jinko

Batterie :

Sans batteries car la centrale est connectée au réseau.

L'Onduleur :

Constitué de 39 onduleurs de 250 KW avec 12 entré MPPT pour chacun, la puissance globale de l'onduleur est 9750 KWAC avec une puissance maximale PV de 9663 KWDC.



PVsynt - Simulation report

Grid-Connected System

Project: sonatrach 1

Variant: Nouvelle variante de simulation

No 3D scene defined, no shadings

System power: 9999 kWp

Bir rebaa nord - Algérie

PVsynt TRIAL

PVsynt TRIAL

PVsynt TRIAL

| Author

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:40
 with v7.2.14

Project: sonatrach 1

Variant: Nouvelle variante de simulation

Project summary

Geographical Site Bir rebaa nord Algérie	Situation Latitude 31.32 °N Longitude 8.52 °E Altitude 185 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data bir rebaa nord PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 31 / 0 °	No 3D scene defined, no shadings Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 29408 units Pnom total 9999 kWp		Inverters Nb. of units 39 units Pnom total 9750 kWac Pnom ratio 1.026

Results summary

Produced Energy	21 GWh/year	Specific production	2064 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.05 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:40
 with v7.2.14

Project: sonatrach 1

Variant: Nouvelle variante de simulation

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	31 / 0 °		Diffuse Imported separate
			Circumsolar
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM340M-60H-BDVP-Bifacial	Model	GW250K-HT
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	340 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	29408 units	Number of inverters	39 units
Nominal (STC)	9999 kWp	Total power	9750 kWac
Modules	919 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Pmpp	9124 kWp	Total inverter power	
U mpp	1006 V	Total power	9750 kWac
I mpp	9065 A	Number of inverters	39 units
Total PV power		Pnom ratio	1.03
Nominal (STC)	9999 kWp	Total inverter power	
Total	29408 modules	Total power	9750 kWac
Module area	50512 m ²	Number of inverters	39 units
Cell area	43759 m ²	Pnom ratio	1.03

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.8 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



Project: sonatrach 1

Variant: Nouvelle variante de simulation

PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:40
 with v7.2.14

Main results

System Production

Produced Energy

21 GWh/year

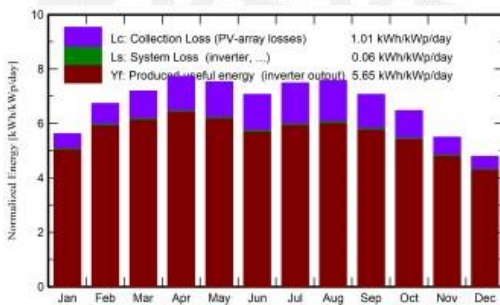
Specific production

2064 kWh/kWp/year

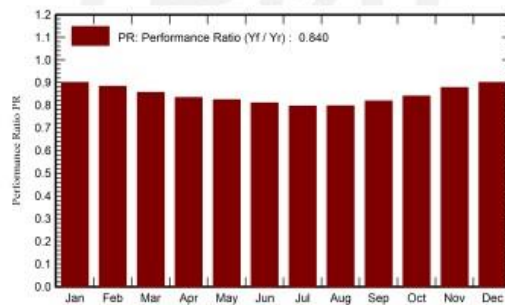
Performance Ratio PR

84.05 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	114.8	37.54	8.64	174.1	171.9	1.585	1.569	0.901
February	137.6	39.15	10.49	188.6	186.3	1.684	1.666	0.884
March	187.9	56.08	16.27	222.9	219.2	1.929	1.908	0.856
April	222.3	57.89	21.43	231.9	227.4	1.953	1.932	0.833
May	249.1	68.79	25.15	233.4	228.2	1.944	1.923	0.824
June	239.4	70.60	29.58	211.9	206.3	1.736	1.716	0.810
July	255.5	65.08	32.91	232.0	226.2	1.868	1.847	0.796
August	235.8	62.49	32.08	234.8	229.7	1.892	1.871	0.797
September	187.9	58.10	27.69	212.1	208.4	1.756	1.737	0.819
October	156.6	50.94	22.54	200.7	198.4	1.704	1.685	0.840
November	113.3	39.68	14.73	165.0	162.8	1.465	1.449	0.878
December	97.6	37.60	10.80	148.3	146.6	1.350	1.335	0.900
Year	2197.9	643.93	21.09	2455.7	2411.5	20.865	20.637	0.840

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.

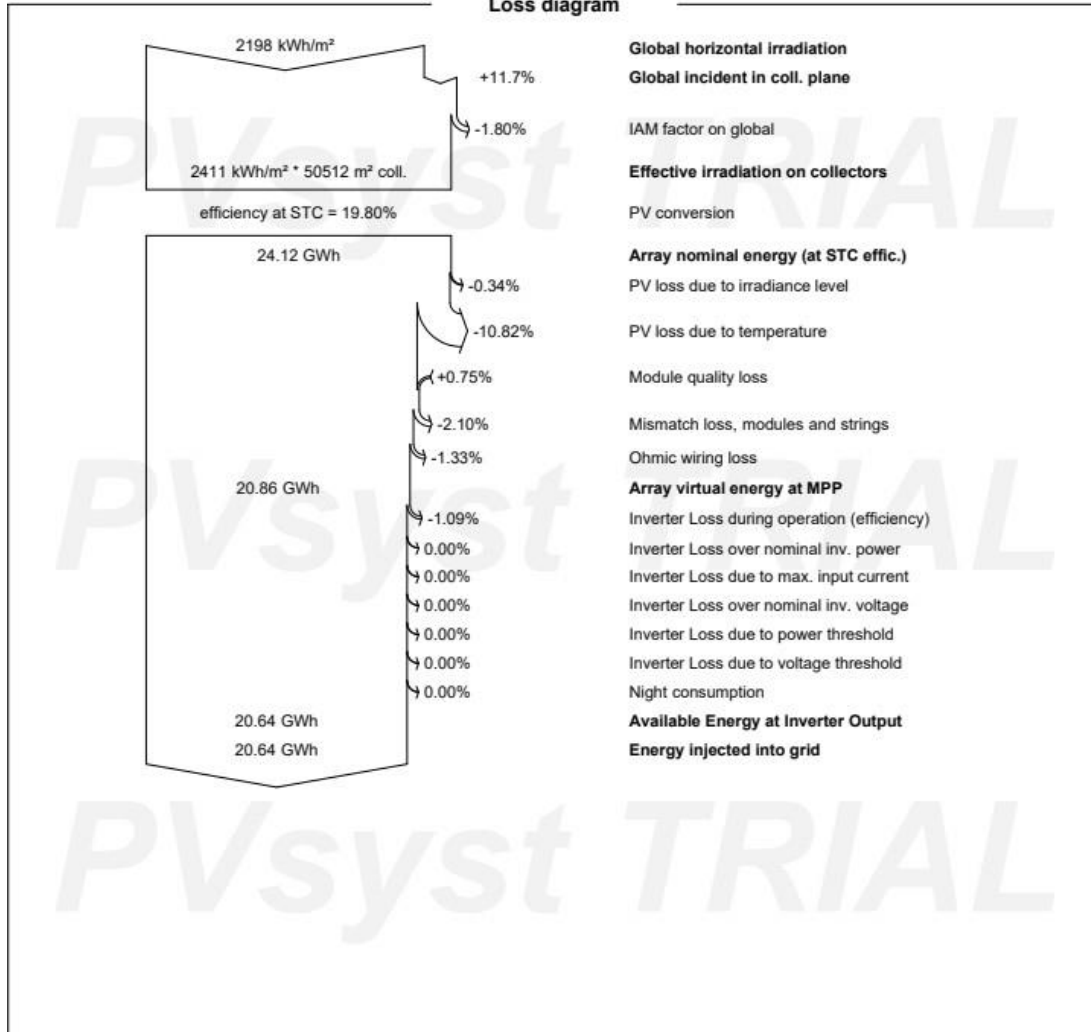


PVsyst V7.2.14
 VC1, Simulation date:
 24/06/22 00:40
 with v7.2.14

Project: sonatrach 1

Variant: Nouvelle variante de simulation

Loss diagram



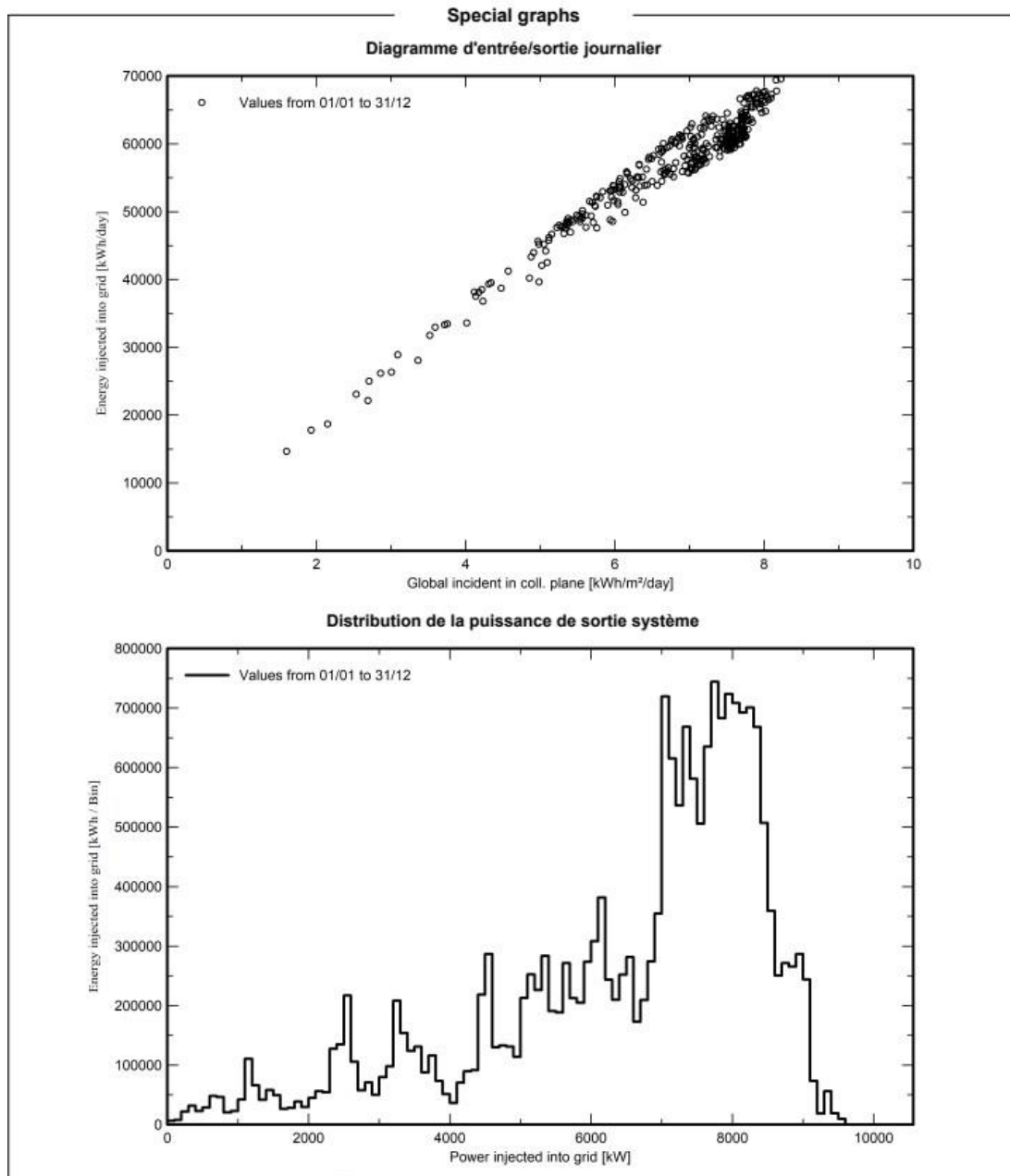
Chapitre 3. Etude de dimensionnement de la centrale photovoltaïque par logiciel PV SYST.



PVsyst V7.2.14
VC1, Simulation date:
24/06/22 00:40
with v7.2.14

Project: sonatrach 1

Variant: Nouvelle variante de simulation



3.5 Interprétation

On a obtenu les mêmes résultats dans les deux cas avec une différence dans la surface des panneaux (surface de cellules) ce qui est causé par le développement de la technologie, automatiquement pour générer la même puissance on a besoin de moins de surface dans la nouvelle technologie que l'ancienne.

Le seul paramètre qui fait une différence importante dans notre cas est le gain en énergie produite dans les panneaux PV bifaciaux qui est 1GWh/an (qui est l'équivalent de 4.76% par an) de plus par rapport aux panneaux PV monofacial.

3.6 Conclusion

Nous avons utilisé le logiciel de dimensionnement PV SYST pour simuler notre projet en utilisant deux technologies de panneau différentes, monofaciales et bifaciales. On a trouvé que l'Energie annuelle produite par la centrale photovoltaïque construite par les panneaux bifaciaux est plus que celle qui construite par les panneaux monofacial en gardant les mêmes autres paramètres et outils (site, les données météorologiques, la puissance des panneaux, l'onduleur, ...), ce qui signifie que la rentabilité des panneaux bifaciaux est meilleur que les autres grâce à leurs faces arrière qui converties le rayonnement réfléchi par l'albedo.

Conclusion générale

Les grands enjeux de demain, dont la transition énergétique fait partie, sont au cœur d'une réflexion sur un projet qui doit démarrer dès aujourd'hui.

Aucun État ne peut se passer de la transition énergétique. Celle-ci est une nécessité autant qu'une opportunité. Dans ce mémoire, le thème de la transition énergétique dans le monde et en particulier en Algérie a été traité en tant que premier chapitre.

Pour une étude de dimensionnement d'une centrale solaire connecté au réseau par logiciel PVSYST, Il comporte deux principaux équipements à choisir, les panneaux photovoltaïques et les onduleurs. L'augmentation de la température et la baisse de l'éclairement ont un effet négatif sur le rendement des cellules photovoltaïques et donc celui de la centrale PV.

A l'aide de logiciel PVSYST nous avons obtenu :

- Le nombre des onduleurs et des panneaux PV nécessaire pour notre centrale et leurs caractéristiques.
- L'énergie globale produite par an.
- Les différentes pertes d'énergies résultantes de différents paramètres.

Dans chacune des expériences nous avons effectué un dimensionnement de notre centrale de 10 mégawatts.

- Lors de la première expérience en utilisant les panneaux PV monofaciales on a constaté que le nombre de modules est de 29406 et 39 onduleurs pour produire une énergie globale de 24.01 GWh par an dont 3.84 GWh est perdu lors de processus de production et de transformation.

En revanche en utilisant les panneaux PV bifacial on a constaté presque le même nombre de modules et d'onduleurs à installer avec une différence de 0.47 GWh par an de plus injecté au réseau.

Si on considère le prix du KWh 10 DZD, on gagne environs 112 millions DZD au bout de 30 ans car :

- Le cout global des panneaux monofacial est : 293050550 DZD ;
- Le cout global de panneaux bifacial : 307723976 DZD ;

Conclusion générale

- La différence du prix entre les deux types de panneaux : 14673426 DZD ;
- Le gain en énergie au bout de 30 ans est $0.47 \times 30 = 14.1 \text{ GWh}$;
- Le cout d'énergie gagné : 126326574 DZD ;
- Le bénéfice dans 30 ans : $126326574 - 14673426 = 111653148$ DZD.

Bibliographie et webographie

[1] [https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/future-of-](https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/future-of-energy-us-energy-transition.html)

[2] [energy-us-energy-transition.html](https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/future-of-energy-us-energy-transition.html)

[3] <https://climate.selectra.com/fr/comprendre/transition-energetique>

[4] <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/algerien/18344-20211004.pdf>

[5] Envisager un avenir énergétique durable | Deloitte Insights

[6] <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/8eb4f142-da75-4756-b668-c27a37d88c28/Solar+Report+WEB.pdf?MOD=AJPERESamp;CVID=lKRWzqa>

[7] <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/8eb4f142-da75-4756-b668-c27a37d88c28/Solar+Report+WEB.pdf?MOD=AJPERESamp;CVID=lKRWzqa>

[8] <https://www.ifc.org>

[9] <http://www.pvsyst.com/>

<https://www.monkitsolaire.fr/>

<https://en.goodwe.com/>

<https://www.pvsyst.com/>