

Les centrales solaires photovoltaïques commerciales

GUIDE À L'INTENTION DES PROMOTEURS DE PROJETS

EN PARTENARIAT AVEC





© International Finance Corporation 2015

Tous droits réservés.

2121 Pennsylvania Avenue, N.W.

Washington, D.C. 20433

ifc.org

Tous droits réservés. La reproduction et/ou la transmission de tout ou partie de ce travail sans autorisation peut constituer une violation de la loi en vigueur. IFC ne garantit aucunement la précision, la fiabilité ou l'exhaustivité du contenu de ce travail, ni les conclusions ou jugements décrits ici, et n'accepte aucune responsabilité en cas d'omissions ou d'erreurs (y compris et sans s'y limiter les erreurs typographiques et techniques) dans le contenu, quelles qu'elles soient, ou tout ce qui pourrait en découler.

Photo de couverture : Projet SunEdison, Chili, Juan Payeras/IFC



Table des matières

AVANT-PROPOS	1
REMERCIEMENTS	2
1 NOTE DE SYNTHÈSE	3
2 LE DÉVELOPPEMENT DE PROJET PHOTOVOLTAÏQUE (PV)	9
3 LA TECHNOLOGIE SOLAIRE PV	23
4 LA RESSOURCE SOLAIRE	42
5 ESTIMATION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE	51
6 SÉLECTION DU SITE	58
7 CONCEPTION DE LA CENTRALE	66
8 PERMIS, LICENCES ET CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES	94
9 LES CONTRATS IAC	103
10 CONSTRUCTION	112
11 EXPLOITATION ET MAINTENANCE	125
12 POLITIQUES ET MÉCANISMES DE SOUTIEN ASSOCIÉS AU SOLAIRE PV	135
13 ACCORDS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ	149
14 LE FINANCEMENT DES PROJETS D'ÉNERGIE SOLAIRE PV	159
15 ANALYSE FINANCIÈRE – COÛTS ET RECETTES DU PROJET	173
ANNEXE 1 : ERREURS DE CONSTRUCTION COURANTES	182
ANNEXE 2 : TERMES PRINCIPAUX DE L'ACCORD IAC	187
ANNEXE 3 : TERMES PRINCIPAUX DE L'ACCORD D'EM	192
ANNEXE 4 : SYSTÈMES SOLAIRES PV DE TOIT	195



Figures

Figure 1 : Étapes du développement du projet	10
Figure 2 : Présentation d'une centrale électrique solaire PV	24
Figure 3 : Types de technologies PV	26
Figure 4 : Développement des efficacités des cellules de recherche	31
Figure 5 : Inclinaison et azimut d'un panneau PV	33
Figure 6 : Avantages d'un système de poursuite à axe double	34
Figure 7 : Configurations du système PV	34
Figure 8 : Représentation schématique d'un onduleur avec transformateur et sans transformateur.....	37
Figure 9 : Courbes de rendement des onduleurs à rendement élevé, moyen et faible en tant que fonctions du ratio puissance d'entrée/puissance nominale de l'onduleurs.....	38
Figure 10 : Effet de l'inclinaison sur le captage de l'énergie solaire	43
Figure 11 : Pyranomètre mesurant l'image de l'IGH	44
Figure 12 : Somme annuelle de l'IGH, moyenne 1994-2010	46
Figure 13 : Part annuelle de l'IDH par rapport à l'IGH, moyenne 1994-2010	46
Figure 14 : Variabilité interannuelle de l'IGH (déviations standard relative) 1994-2010.....	47
Figure 15 : Incertitude dans les prévisions du rendement énergétique	55
Figure 16 : Diagramme de l'angle d'ombrage	68
Figure 17 : Graphiques de la dépendance du rendement des onduleurs à la tension et au courant électrique	77
Figure 18 : Position classique du transformateur et niveaux de tension dans une centrale solaire où l'exportation vers le réseau est à HT	82
Figure 19 : Schéma du système de surveillance du système PV	89
Figure 20 : Phase de construction IAC et protocole de transfert classique	106
Figure 21 : Ouvriers E&M dans une centrale solaire PV commerciale	113



Figure 22 : Espacement entre les rangées de modules.....	119
Figure 23 : Installation des modules sur un système de poursuite solaire de grande envergure	119
Figure 24 : Nettoyage des modules à l'aide d'une grue	126
Figure 25 : Nettoyage des modules à l'aide d'un chariot de brosses	127
Figure 26 : Nettoyage des modules à l'aide d'un balai à franges.....	127
Figure 27 : Financement des entreprises	160
Figure 28 : Financement par fonds propres.....	161
Figure 29 : Financement de projet	162
Figure 30 : Risque de projet contre définition de projet	163
Figure 31 : Coûts d'investissement prévisionnels moyens d'un parc solaire PV commercial, 2010-2020 (à partir de données de 2014)	174
Figure 32 : Répartition moyenne des coûts pour un projet de centrale solaire PV au sol.....	175
Figure 33 : Schéma d'un système PV de petite échelle	196
Figure 34 : Schéma d'un système PV de toiture non-domestique	197
Figure 35 : Systèmes PVAB (à gauche) et PVIB (à droite).....	198
Figure 36 : Réduction du rendement des modules selon le coefficient de température	199



Tableaux

Tableau 1 :	Caractéristiques de quelques catégories de technologie PV	28
Tableau 2 :	Normes applicables aux modules PV	30
Tableau 3 :	Liste indicative des normes relatives aux onduleurs	39
Tableau 4 :	Variation interannuelle de l'irradiation globale horizontale telle que calculée à partir de la base de donnée SolarGIS	47
Tableau 5 :	Données sur la ressource solaire	48
Tableau 6 :	Pertes dans une centrale électrique PV	53
Tableau 7 :	Surface requise pour une centrale électrique solaire de grande envergure	60
Tableau 8 :	Critères de sélection des modules PV	70
Tableau 9 :	Comparaison des spécifications techniques du module aux conditions standard d'essai	71
Tableau 10 :	Critères de sélection de l'onduleur	72
Tableau 11 :	Informations des fiches de renseignement	73
Tableau 12 :	Spécifications des transformateurs	75
Tableau 13 :	Définition de l'indice de protection IP	79
Tableau 14 :	Recommandation du nombre de pyranomètres selon la capacité de la centrale ..	90
Tableau 15 :	Stratégies d'optimisation de la performance	90
Tableau 16 :	Exigences du diagramme de câblage annoté	91
Tableau 17 :	Calendrier classiques des paiements des contrats IAC	105
Tableau 18 :	Interfaces du projet solaire PV	114
Tableau 19 :	Centrales solaires PV commerciales financées par IFC au Chili	150
Tableau 20 :	Matrice du risque de projet solaire PV	168
Tableau 21 :	Variations dans les coûts en capital et les dépenses opérationnelles liées au solaire PV 2013/2014	174
Tableau 22 :	Coûts repères moyens pour le développement du solaire PV au sol	176
Tableau 23 :	Principales entrées dans le modèle financier	178



Abréviations

°C	Degrés centigrades	DHT	Distorsion harmonique totale
A	Ampère	DIL	Domages-intérêts liquidés
a-Si	Silicium amorphe	DIN	Deutsches Institut für Normung
AAE	Accord d'achat d'énergie	DIP	Dégradation induite potentielle
AIE	Agence Internationale de l'Énergie	DNI	Rayonnement direct normal
BT	Basse tension	DSP	Traitement numérique du signal
c-Si	Silicium cristallin	DSRA	Compte de réserve du service de la dette
CA	Courant alternatif	E&M	Exploitation et maintenance
CB	Disjoncteur	EEP	Examen environnemental préalable
CC	Courant continu	EIE	Étude d'impact sur l'environnement
CCI	Chambre de Commerce Internationale	EMI	Interférence électromagnétique
CCNUCC	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques	EN	Norme européenne
CCRE	Commission Centrale de Réglementation de l'Électricité	EPC	Ingénierie, achat et construction
CdTe	Tellure de cadmium	EPFI	Établissements financiers qui appliquent les Principes de l'Équateur
CE	Coefficient d'efficacité	EPIA	Association européenne de l'industrie photovoltaïque
CE	Conformité Européenne (Commission Européenne)	ESS	Environnement, santé et sécurité
CEI	Commission Électrotechnique Internationale	EUA	European Union Allowance (quotas européens)
CER	Crédit d'énergie renouvelable	FAC	Certificat de réception définitive
CFADS	Flux de trésorerie disponibles pour le service de la dette	GAS	Gaz à effet de serre
CIGS/CIS	Diséléniure de cuivre (gallium) indium	GCR	Taux de couverture du sol
CIRDI	Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements	GSM	Système mondial de communications mobiles
CIS	Séléniure de cuivre indium	HT	Haute tension
CPO	Construction-propriété-opération	IAC	Certificat de réception intermédiaire
CR	Centre de règlement	I _{cc}	Courant de court-circuit
CRR	Compte de réserve pour réparations	IFC	Société financière internationale
CST	Centrale solaire thermodynamique	IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée
CTP	Coût total de possession	IGH	Irradiation globale horizontale
CVE	Certificat vert échangeable	IGI	Irradiation globale inclinée
DDP	Droit de passage	IP	Indice de protection IP
		IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables



Abréviations (Suite)

IRP	Infrarouge passif	PVAB	Photovoltaïque appliqué aux bâtiments
JNNSM	Mission solaire nationale Jawaharlal Nehru	PVIB	Photovoltaïque intégré aux bâtiments
kWh	Kilowattheure	RCE	Réduction certifiée des émissions
LCOE	Coût moyen actualisé de l'électricité	REIPPP	Recherche de producteurs d'énergie renouvelable indépendants
LLCR	Ratio de couverture de la durée du prêt	ROI	Retour sur investissements
LTV	Ratio prêt/valeur	RPO	Obligation d'achat d'énergie renouvelable
MCB	Disjoncteurs miniature	SCADA	Système de contrôle et d'acquisition de données
MDP	Mécanisme pour un développement propre	SERC	Commission nationale de régulation de l'énergie
MOC	Mise en œuvre conjointe	SPF	Système de protection contre la foudre
MPP	Point de fonctionnement optimal	SPV	Entité ad hoc
MPPT	Conversion optimale d'énergie	STC	Conditions normales d'essai
MT	Moyenne tension	TCD	Taux de couverture de la dette
MTTF	Temps moyen jusqu'à défaillance	TCP	Protocole de contrôle de transmission
MVA	Mégavoltampère	TGC	Certificat vert négociable
MW	Mégawatt	TR	Tarif de rachat
MWc	Mégawatt-crête	TRI	Taux de rendement interne
NCRE	Énergies renouvelables non conventionnelles	TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
NHSFO	Non respect des obligations financières souveraines	UE	Union européenne
NREL	National Renewable Energy Laboratory	UL	Underwriters Laboratories, Inc .
NVVN	National Thermal Power Corporation Vidyut Vyapar Nigam	URE	Unités de réduction des émissions
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques	UV	Ultraviolet
OEM	Équipementier	V	Volt
PA	Populations autochtones	VAN	Valeur actuelle nette
PANA	Plan d'action national d'adaptation aux changements climatiques	V_{CO}	Tension photoélectrique en circuit ouvert
PDEA	Plan de développement de l'énergie alternative	VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
PIE	Producteur indépendant d'électricité	WACC	Coût moyen pondéré du capital
PV	Photovoltaïque	Wc	Watt-crête

Bien que les installations photovoltaïques (PV) ne représentent à l'heure actuelle qu'un faible pourcentage de la production totale d'électricité, celles-ci connaissent une croissance rapide, tant pour les applications de production d'électricité commerciale que décentralisée. Les réductions des coûts liées aux avancées technologiques, les économies d'échelle en matière de production et les innovations relatives au financement ont permis à l'énergie solaire de se rapprocher de la parité de réseau sur un nombre croissant de marchés. Les progrès constants et des réductions de coûts supplémentaires permettront d'augmenter ces possibilités, notamment dans les pays en voie de développement caractérisés par des conditions propices à l'exploitation de l'énergie solaire. Les environnements politiques relatifs aux énergies renouvelables dans le monde en développement sont actuellement affinés en tirant les leçons qui découlent des succès et des échecs rencontrés par les politiques adoptées dans les marchés sur lesquels les premiers entrants s'étaient implantés. À l'heure actuelle, plusieurs modèles réglementaires sont déployés avec succès dans le monde en développement, et entraînent une augmentation des investissements et des installations. L'énergie solaire se révèle viable dans plus d'endroits et pour plus d'applications que nombre d'experts de l'industrie ne l'avaient prévu seulement il y a quelques années.

En même temps, cette croissance rapide du marché s'est accompagnée de l'observation d'une expertise et d'un savoir-faire inégaux de la part des nouveaux arrivants sur le marché. Le développement des connaissances et des compétences sur les aspects pratiques du développement de projets d'énergie solaire, notamment pour les plus petits promoteurs, contribueront à s'assurer que les nouveaux projets PV sont bien conçus, bien exécutés et construits pour durer.

L'amélioration de l'accès à l'électricité est une grande priorité pour la Société financière internationale (IFC), et l'énergie solaire est un domaine dans lequel nous disposons d'une expertise significative. IFC a investi dans plus de 55 projets d'énergie solaire dans le monde entier, représentant une capacité d'environ 1 400 MW, les principales transactions récentes ayant été réalisées en Thaïlande, aux Philippines, en Inde, en Chine, en Jordanie, au Mexique, en Afrique du Sud, au Honduras et au Chili.

Nous sommes convaincus que cette publication contribuera à développer les compétences des principales parties prenantes, à mesure que l'énergie solaire continue à devenir un contributeur de plus en plus important pour répondre aux besoins énergétiques des économies émergentes.

John Kellenberg

Directeur, Services-conseils sur les ressources en matière de rendement énergétique

Remerciements

Cette publication est une version développée et mise à jour de l'ouvrage *Utility-Scale Solar Power Plants* publié par IFC en 2011. Ces deux versions (la version 2011 et la version actuelle) ont été développées par Sgurr Energy, sous contrat avec IFC, avec des contributions substantielles de la part du personnel d'IFC. Ben Lumby, de Sgurr Energy, est le principal auteur et rédacteur technique, et a été assisté dans une large mesure par Vicky McLean. Stratos Tavoulareas (IFC) était chargé de la gestion du développement de l'ouvrage et a contribué dans une large mesure au contenu, avec les contributions d'Alex Blake et Lauren Inouye, ses collègues d'IFC.

Les auteurs souhaitent exprimer leur reconnaissance aux experts techniques et financiers d'IFC que sont Guido Agostinelli, Pep Bardouille, Katharina Gassner, Chandra Govindarajalu, Rory Jones, Hemant Mandal, Elena Merle-Beral, Alasdair Miller, Alejandro Moreno, Juan Payeras et Bryanne Tait pour leur contribution et examen par les pairs. Jeremy Levin et John Kellenberg ont apporté une contribution, des directives et un appui administratif précieux au cours de l'intégralité du processus. En outre, cette publication n'aurait été possible sans la contribution des membres de l'équipe SgurrEnergy travaillant depuis le siège social de la société à Glasgow (RU) et leurs bureaux en Inde, en Afrique du Sud, en France, au Canada, aux E.-U. et en Chine. Une reconnaissance spéciale est due à Marie Marconnet de Castalia Advisors pour son soutien inestimable dans la traduction de ce document

IFC souhaiterait remercier les gouvernements irlandais, luxembourgeois, néerlandais, norvégien et suédois pour leur appui à la production de ce rapport.

Le Groupe de la Banque Mondiale (et notamment la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement, l'Association Internationale de Développement, IFC et l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements) aide les pays clients à sécuriser une alimentation en électricité abordable, fiable et durable afin de mettre un terme à la pauvreté extrême et de promouvoir la prospérité partagée.



Avec une puissance installée supérieure à 137 GW dans le monde entier et des installations supplémentaires annuelles représentant un total d'environ 40 GW au cours de ces dernières années¹ la technologie solaire photovoltaïque (PV) est devenue une option d'alimentation en électricité de plus en plus importante. Une diminution substantielle du coût des centrales solaires PV (réduction de 80 pour cent depuis 2008)² a amélioré la compétitivité du solaire PV, réduisant la nécessité d'un recours à des subventions et permettant au solaire d'entrer en concurrence avec d'autres options de production d'électricité sur certains marchés. Si la majorité des projets solaires en cours d'exploitation se trouve dans des économies développées, la chute des prix ainsi que le manque de fiabilité des réseaux électriques et le coût élevé des groupes électrogènes au diesel ont également suscité un intérêt croissant pour la technologie solaire PV dans les économies émergentes.

De nombreuses économies émergentes disposent d'excellentes ressources solaires et ont adopté des politiques visant à encourager le développement de l'industrie solaire afin de réaliser des bénéfices au niveau de leurs économies et de leur sécurité énergétique, ainsi que sur l'environnement local et global. En outre, les centrales solaires peuvent être construites relativement rapidement, souvent en six à 12 mois, par rapport aux projets de développement d'énergie hydraulique et de combustibles fossiles qui nécessitent une période de construction de quatre à cinq ans. Cela constitue une incitation majeure dans les marchés émergents qui se développent rapidement, caractérisés par une forte demande insatisfaite et un besoin en électricité urgent. En supposant que les prix de la technologie PV continueront à chuter par rapport aux sources d'électricité en concurrence, le taux de pénétration du marché des projets d'énergie solaire commerciaux poursuivra probablement sa croissance rapide, y compris sur les marchés émergents.

Le Groupe de la Banque Mondiale (et notamment la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement, l'Association Internationale de Développement, IFC et l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements) aide les pays clients à sécuriser une alimentation en énergie d'un coût abordable, fiable et durable afin de mettre un terme à la pauvreté extrême et de promouvoir la prospérité partagée. L'approche

¹ Source : AIE, « Trends 2014 in Photovoltaic Applications »

² Source : IRENA, « Rethinking Energy 2014 »

reflète les objectifs de l'Initiative Énergie Durable pour Tous—pour réaliser l'accès universel, accélérer les améliorations en termes de rendement énergétique, et doubler la part de l'énergie renouvelable dans le monde d'ici 2030. Le Groupe de la Banque Mondiale reconnaît que chaque pays détermine sa propre voie pour réaliser ses aspirations en matière d'énergie, et que la transition de chaque pays vers un secteur de l'énergie durable implique un mélange unique d'opportunités et de défis en termes de ressources, impliquant différentes priorités sur l'accès, l'efficacité et l'énergie renouvelable.

L'amélioration de l'accès à l'électricité est une grande priorité pour IFC, qui appuie l'investissement du secteur privé dans les solutions d'énergie renouvelable. En mai 2015, IFC avait réalisé plus de 350 investissements dans l'électricité dans plus de 65 pays. Nous sommes souvent à l'avant-garde des marchés ouverts à la participation du secteur privé. IFC a investi dans plus de 55 projets d'énergie solaire dans le monde entier, ce qui représente une capacité d'environ 1 400 MW, les principales transactions récentes ayant été réalisées en Thaïlande, aux Philippines, en Inde, en Chine, en Jordanie, au Mexique, en Afrique du Sud, au Honduras et au Chili.

L'objectif de ce guide est de permettre au lecteur de mieux comprendre comment développer, financer, construire et exploiter avec succès des centrales solaires PV marchandes. Il cible les promoteurs de projets entrant sur le marché, et est destiné à être une source de référence pour les entrepreneurs, les investisseurs, les décideurs publics et autres parties prenantes travaillant sur des projets PV sur les marchés émergents. Ce rapport est une version substantiellement développée (seconde édition) d'une publication antérieure d'IFC, « *Utility-Scale Solar Power Plants* », publiée en 2011. Les progrès substantiels dans le nombre de projets PV mis en œuvre mondialement et la réduction spectaculaire des prix de la technologie PV ont justifié la nécessité de cette mise à jour sur ce marché qui évolue rapidement.

Le guide se concentre sur des aspects de développement de projet spécifiques à l'énergie solaire. Dans cette perspective, il couvre tous les aspects du processus de développement de projet global, et notamment l'identification du site, la conception de la centrale, le rendement énergétique, les permis/licences, les arrangements contractuels et les financements, en traitant moins des aspects généraux de développement de projet non spécifiques au solaire.

Les activités de développement de projet sont liées entre elles et sont souvent menées en parallèle. Les aspects techniques qui déterminent la conception de la centrale et le rendement énergétique sont accompagnés d'efforts visant à sécuriser les permis/licences et les financements. Les évaluations se répètent à des degrés de détail et de certitude croissants à mesure que le projet progresse. Par exemple, un avant-projet est élaboré au préalable (étude de pré-faisabilité) parallèlement à une évaluation de haut niveau de l'environnement réglementaire et du prix de l'électricité, permettant la réalisation d'une analyse rapide afin de déterminer si le projet répond aux exigences du client. Si le projet semble prometteur, le promoteur décide de poursuivre. Si le projet ne semble pas satisfaire les taux de rendement minimaux, il est possible d'envisager d'apporter des changements à la conception et de procéder à des ajustements financiers, ou de mettre un terme au développement du projet. Une analyse similaire est reproduite au cours de l'étude de faisabilité à un niveau de détail plus poussé, conduisant en définitive à une nouvelle décision d'accorder ou pas un « feu vert ». Au cours du processus de développement du projet, plusieurs moments décisifs clés se présentent, pendant lesquels des modifications sont apportées et la décision de poursuivre réévaluée. Les changements sont courants jusqu'à ce que le montage financier soit bouclé. L'attention se porte ensuite sur l'acquisition de l'équipement, la construction et la mise en service de la centrale selon le calendrier et le budget prévus.

Ce guide couvre les composantes clés du développement de projets solaires commerciaux réussis (le seuil du « commercial » est fonction du marché, mais est généralement estimé à 5 MW minimum). La plupart des leçons apprises sur ce segment de l'industrie solaire sont tirées des expériences acquises sur les marchés développés. Cependant, ce guide s'efforce d'anticiper et de traiter des préoccupations relatives aux projets dans des économies émergentes. Pour ce faire, le guide couvre les trois thèmes clés suivants :

1. **Conception optimale de la centrale** : Un défi clé du développement de projet est de concevoir une centrale PV équilibrée de manière optimale en termes de coût et de performance pour un site spécifique.
2. **Mise en œuvre du projet** : Réaliser un projet dans les temps et selon le budget prévus avec une centrale fonctionnant efficacement et de manière fiable, et générant l'énergie et les recettes attendues, est une autre préoccupation essentielle pour les promoteurs. Les aspects clés de la mise en œuvre d'un projet sont : les permis et l'octroi de licences, la sélection et le

recrutement d'une entreprise d'Ingénierie, achat et construction (IAC), la construction de la centrale, et l'exploitation et la maintenance (E&M).

3. **Aspects commerciaux et financiers** : Les cadres réglementaires applicables au PV et les types d'incitation/mécanismes d'appui spécifiques au développement de projets PV, tels que les tarifs préférentiels et autres appuis financiers directs et indirects, ont un impact important sur la viabilité financière du projet, car ils affectent le flux de revenus. Les Accords d'achat d'énergie (AAE) spécifient les modalités en vertu desquelles le preneur achète l'électricité produite par la centrale PV ; il s'agit du document le plus important pour obtenir un financement.

Le processus de développement de projet débute une fois l'intérêt établi sur un marché électrique spécifique. L'évaluation de l'opportunité de marché prend en compte les questions d'ordre général au niveau national, telles que l'environnement réglementaire, les prix de l'électricité qui prévalent, la structure du marché de l'électricité, la capacité d'endettement des preneurs potentiels et toutes les incitations financières spécifiques relatives au développement des centrales solaires PV. Les premières étapes tangibles du processus sont le développement d'un concept et de l'identification d'un site. Le projet passera ensuite par différentes étapes de développement, et notamment l'étude de pré-faisabilité, une étude de faisabilité plus détaillée, l'octroi de permis et de financements, et enfin, l'ingénierie (conception détaillée), la construction et l'exploitation commerciale de la centrale. Lorsque le promoteur de projet initie les activités préparatoires, et notamment la sécurisation d'un contrat de location de terrain et des permis, les mécanismes de financement préliminaires sont évalués. L'évaluation de la ressource énergétique et les activités liées au financement du projet se déroulent parallèlement à la conception du projet (c.à.d. ingénierie, construction, etc.). Des informations détaillées sur ces flux de travail qui se chevauchent et des conseils sur la coordination et la bonne exécution des activités de projet sont fournies dans les 15 sections qui constituent ce guide, à commencer par un aperçu du processus de développement de projet en **Section 2**. Un résumé des principaux aspects du développement de projet est proposé dans cette section.

1.1 CONCEPTION OPTIMALE DE LA CENTRALE ET DU PROJET

La conception de la centrale PV est initialement développée dans le cadre d'une étude de pré-faisabilité fondée sur les ressources énergétiques préliminaires et

l'estimation du rendement, ainsi que d'autres exigences et contraintes spécifiques au site. La conception de la centrale est encore améliorée au cours de l'étude de faisabilité, qui inclut les mesures du site, sa topographie et des considérations environnementales et sociales. Les caractéristiques clés de la conception sont le type de module PV utilisé, l'angle d'inclinaison, les systèmes de fixation et de poursuite, les onduleurs et l'agencement des modules. L'optimisation de la conception de la centrale implique des considérations telles que la présence d'ombres, la dégradation de la performance et les compromis entre un investissement plus important (par exemple pour la poursuite) et le rendement énergétique. Habituellement, l'étude de faisabilité développe également les spécifications de conception sur lesquelles l'équipement à acquérir est basé. Les options de technologie PV sont décrites à la **Section 3**, et la conception de la centrale PV à la **Section 7**.

La ressource d'énergie solaire dépend du rayonnement solaire de la zone géographique, ainsi que d'éléments locaux comme la présence d'ombres. Dans un premier temps, l'évaluation de la ressource solaire peut être effectuée à partir de données satellites ou d'autres sources, mais à mesure que le développement du projet progresse, des relevés de terrains sont souhaitables afin de renforcer le niveau de confiance. La ressource solaire est abordée à la **Section 4**.

Le rendement énergétique est un paramètre essentiel qui détermine (parallèlement aux coûts d'immobilisation et au tarif) la viabilité financière du projet. Les rendements énergétiques fondés sur les probabilités (par exemple P50, P75, P90) sont modélisés sur la durée de vie opérationnelle du projet. Des analyses approfondies de la ressource solaire et du rendement énergétique projeté sont des éléments contributifs essentiels de l'analyse financière. Les détails de la méthodologie, des sources de données sur l'énergie solaire, et les points essentiels à prendre en considération lorsque l'on procède à l'estimation de la ressource énergétique et du rendement énergétique du projet sont présentés en **Section 5**.

La sélection du site se base sur de nombreuses considérations, telles que la distance de la centrale PV par rapport au réseau, et la transparence et la prévisibilité du processus pour obtenir une convention de raccordement au réseau. Une étroite coopération avec l'entreprise exploitant le réseau est essentielle à l'obtention d'une convention de raccordement au réseau. La convention, ainsi que toutes réglementations applicables, devrait clairement stipuler les conditions de l'accès au réseau

par le promoteur de la centrale PV, et fournir les directives associées à la conception, à la propriété et à l'exploitation du raccordement au réseau. L'accès au terrain est également une exigence fondamentale pour le développement d'un projet. Le terrain du projet doit être acheté ou loué pour une durée supérieure à la durée de la couverture du service de la dette ; une durée minimum de 15 à 20 ans est souhaitable, bien qu'un bail de 40 à 50 ans soit souvent signé. Outre le site du projet, le promoteur doit sécuriser l'accès au terrain sur lequel le raccordement au réseau sera implanté. Les questions d'utilisation du terrain sont examinées avec les aspects techniques de la sélection du site en **Section 6**.

1.2 MISE EN ŒUVRE DU PROJET

L'objectif du processus de mise en œuvre du projet est de compléter le projet dans les temps et selon le budget alloué, en disposant d'une centrale électrique PV fonctionnant efficacement et de manière fiable, et produisant les volumes d'électricité et de recettes attendus. Pour atteindre un tel objectif, plusieurs activités clés doivent être réalisées.

Le processus d'obtention des permis et licences est souvent très bureaucratique, faisant intervenir plusieurs agences au sein du gouvernement central et des collectivités locales, dont les procédures et exigences pourraient ne pas être coordonnées. La liste des permis et accords nécessaires est généralement très longue et diffère d'un pays à l'autre. Les éléments suivants sont généralement requis au minimum : 1) Contrat de location du terrain ; 2) Permis d'accès au site ; 3) Permis de construire ; 4) Permis environnemental ; 5) Convention de raccordement au réseau ; 6) Licence d'opérateur/ permis de production. Il est nécessaire de comprendre les exigences et le contexte local. Les consultations avec les administrations pertinentes, la communauté locale et les parties prenantes sont également importantes afin d'assurer un processus d'approbation plus fluide.

Des études d'impact environnemental et social doivent également être réalisées dans les premiers temps de la planification du projet, et des mesures devraient être prises afin d'atténuer les éventuels impacts néfastes.

La convention de raccordement au réseau pour s'assurer que la centrale PV peut envoyer l'énergie produite vers le réseau. La **Section 8** du rapport fournit des informations supplémentaires sur les considérations relatives aux permis, aux licences et à l'environnement.

L'Ingénierie, l'achat et la construction peuvent se décomposer en plusieurs contrats, mais il convient de s'assurer de définir clairement les responsabilités, afin que toutes les parties sachent exactement qui gère les différents risques et le processus général. Dans certains cas, la coordination générale est assurée par le propriétaire de la centrale PV (s'il dispose de l'expertise d'ingénierie en interne et d'une expérience dans des projets similaires), ou par une société d'ingénierie recrutée en tant qu'entrepreneur chargé de la gestion agissant pour le compte du propriétaire. Cependant, l'approche la plus courante dans la construction de centrales PV est une responsabilité clés en main par le biais d'un contrat d'IAC. Un contrat d'IAC octroie à une organisation (l'entrepreneur IAC) la pleine responsabilité d'exécuter le projet dans les temps, selon le budget, et dans le respect de l'exécution spécifiée. L'entrepreneur IAC est payé davantage pour gérer et endosser la responsabilité de tous les risques du projet. La **Section 9** fournit davantage de détails sur l'élaboration d'une stratégie d'adjudication de marché, et l'**Annexe 2** indique les termes principaux d'un contrat d'IAC. La **Section 10** se penche sur le processus de construction.

L'Exploitation et la maintenance (E&M) des centrales PV peuvent être assurées par le propriétaire ou par des entrepreneurs. La maintenance régulière (et notamment le nettoyage des modules PV) est relativement simple et peut être assurée par le personnel local formé par les fournisseurs de matériel. Le suivi de la performance de la centrale peut être réalisé à distance par l'équipementier d'origine ou tout autre gestionnaire de biens. Les pièces de rechange, tant pour le stock de la centrale que pour répondre aux pannes de matériel, doivent être achetées auprès de l'équipementier ou d'un autre fournisseur. La **Section 11** fournit des informations supplémentaires sur les structures et meilleures pratiques en matière de sous-traitance de l'E&M, et une présentation des principales modalités d'E&M est fournie en **Annexe 3**.

L'**Annexe 4** présente le marché des panneaux solaires de toiture. Il s'agit là d'un développement important, car les systèmes PV ont connu des développements importants et devraient connaître d'autres développements substantiels. Du point de vue de la conception et de la construction, les principaux aspects devant être pris en compte sont l'orientation optimale et la présence d'ombres portées par les bâtiments et la végétation (actuels ou futurs). Les permis sont plus simples à obtenir, mais diffèrent des permis associés aux centrales PV commerciales de grande envergure car les agences concernées ne sont pas les mêmes (il s'agit, pour l'essentiel, d'administration locales).

Selon le cadre réglementaire applicable à ces centrales, une facturation nette ou brute peut être disponible ; il s'agit d'un élément (parallèlement au tarif réglementé applicable à l'électricité vendue au réseau) qui déterminera la durée du remboursement et l'attrait global du projet. Cependant, l'achat d'un système PV n'est pas la seule option dont dispose un propriétaire de bâtiment. Des entreprises proposent des baux qui incluent la location de l'installation PV, et le versement de frais de location au propriétaire du bâtiment. Dans le cadre de tels accords, l'électricité peut être vendue au propriétaire du bâtiment à des prix inférieurs à ceux du marché.

1.3 ASPECTS COMMERCIAUX ET FINANCIERS

Les activités associées au financement de projet se déroulent parallèlement à la conception et à l'octroi de permis relatifs au projet. Lorsque le promoteur du projet initie les activités préparatoires, et notamment la sécurisation d'un bail de terrain et des permis, les mécanismes de financement préliminaires sont également évalués. Des fonds adéquats devraient être alloués afin de mener à bien les premières étapes du développement de projet, notamment l'évaluation de la ressource énergétique, la sélection du site, le bail et les permis/licences préliminaires. Selon les exigences financières du projet et la portion de fonds propres que le promoteur peut dédier au projet, ce dernier peut faire appel à un autre partenaire financier. Il arrive fréquemment que le promoteur initial du projet vende des parts ou l'intégralité des droits du projet à un autre promoteur qui mènera le projet à bien, un partenaire financier qui souvent disposera d'une plus grande expertise technique et de ressources financières plus importantes. À mesure que le projet progresse, le promoteur/partenaire financier contactera les organismes de financement de la dette potentiels afin d'avoir une idée des taux, exigences et modalités de crédit actuels, et feront l'objet d'un audit préalable au cours du développement du projet. L'expérience et la capacité d'endettement du partenaire financier sont essentielles pour parvenir à la clôture financière et obtenir un financement intéressant.

Les projets de centrale électrique sont généralement financés en « dos à dos », ce qui signifie que tous les contrats reposent en définitive sur un Accord d'achat d'énergie (AAE) bancable. En d'autres termes, un AAE associé à un preneur solvable couvrant adéquatement tous les risques clés du projet fournit une bonne base pour permettre au promoteur du projet de signer des contrats d'IAC et d'E&M, de louer ou d'acheter des terrains, etc. afin que le projet puisse être mis en œuvre.

À mesure que le projet prend forme, le promoteur entame les négociations avec le preneur (qui est souvent, sans que cela soit systématiquement le cas, un opérateur public dans la plupart des économies émergentes) sur le prix, la durée et les modalités de l'AAE. Sur de nombreux marchés, les projets PV ont bénéficié d'un appui réglementaire permettant d'obtenir un prix de l'électricité supérieur à celui du marché. Par exemple, dans le cadre d'un programme de Tarif de rachat (TR), le prix de l'électricité produite par l'énergie renouvelable est spécifié pour une période donnée, généralement de dix à 25 ans. Dans un autre exemple, les modalités de l'AAE peuvent être déterminées au préalable par le biais d'un processus d'appel d'offre par lequel le promoteur soumet une offre compétitive (par ex. des enchères inversées). Dans un troisième exemple, les services publics peuvent avoir l'obligation de puiser une partie du total de leur besoin énergétique dans les sources d'énergie renouvelable, puis négocier avec les promoteurs en fonction de leurs propres priorités et paramètres. Dans le cas (relativement rare) d'une centrale solaire qui revend également l'énergie qu'elle produit, l'électricité sera vendue sur le marché libre (i.e. marché avec des prix définis « un jour à l'avance », « une heure à l'avance ») à des tarifs fluctuants plutôt qu'à un tarif prédéterminé. Cependant, à l'avenir (si les prix du PV continuent à baisser), un appui réglementaire pourrait ne pas être nécessaire et les centrales PV marchandes pourraient devenir plus courantes.

Le raccordement au réseau et la distribution doivent être clarifiés dans l'AAE. Dans la majorité des pays, la réglementation exige de l'opérateur du réseau qu'il prenne toute l'électricité produite par des centrales produisant une énergie renouvelable (« obligation de prendre »), mais des règles de restriction doivent être clairement incluses dans l'AAE. La **Section 12** fournit des informations supplémentaires sur les mécanismes d'appui réglementaire utilisés pour les projets PV. La **Section 13** décrit les éléments clés des AAE spécifiques au solaire, et explique plusieurs risques spécifiques au solaire, l'objet de ce document juridique clé étant de les atténuer, comme l'indexation du prix d'achat de l'électricité (tarifs) sur une devise étrangère pour éviter les risques de dévaluation.

Les risques clés associés aux projets PV sont:

- **Les risques liés à l'achèvement du projet affecté par les retards associés à l'octroi de permis/licences et la construction.**
- **Le rendement énergétique** : La quantité d'énergie que la centrale produira est fonction de la ressource énergétique et de la conception de la centrale PV. Une

mauvaise estimation de la ressource énergétique, un changement imprévu dans le régime climatique et la dégradation de la performance de la centrale PV pourraient affecter dans une large mesure les recettes du projet.

- **L'environnement réglementaire** : Les changements qui affectent la quantité d'énergie que le preneur est obligé d'acheter et le prix qu'il peut payer peuvent clairement affecter le projet, notamment lorsqu'ils sont appliqués de manière rétroactive. S'il ne s'agit pas de la norme, plusieurs pays (y compris des marchés développés généralement considérés comme crédibles) ont mis en œuvre des changements rétroactifs, augmentant le risque associé aux incitations réglementaires. Une évaluation détaillée du marché de l'électricité fournit une contribution utile à la viabilité de ces réglementations. Il est conseillé aux promoteurs de considérer la viabilité de leurs projets sans subventions ou traitement particulier, notamment si une telle considération conduit à l'obtention d'un prix effectif de l'électricité bien supérieur au coût nivelé de l'énergie sur le marché de l'électricité existant.
- **La solvabilité du preneur** : Un audit préalable approfondi du preneur est une étape essentielle avant que le financement ne soit finalisé.

Les risques clés associés aux projets PV sont : y compris l'appétence au risque de l'investisseur. Le mécanisme le plus courant pour de tels projets consiste généralement à utiliser un mécanisme de financement de projet type, avec au moins 30 pour cent de fonds propres, le reste étant constitué d'un emprunt. Cependant, un financement total par capitaux propres peut être choisi dans certaines situations. Par exemple, si l'accès au crédit commercial local est difficile ou coûteux, ou si le processus d'audit préalable associé à l'obtention de l'emprunt peut ralentir un projet et que les tarifs sont suffisamment élevés, les investisseurs en fonds propres peuvent être incités à financer l'intégralité du projet. Si l'emprunt est moins coûteux que les fonds propres, tout apport de fonds propres peut permettre un développement plus rapide du projet, une priorité sur des marchés où une tranche de construction spécifiée doit être réalisée avant une date donnée pour avoir droit aux incitations. Cette dynamique n'est pas propre au solaire, mais comme les projets solaires étaient de plus petite envergure par le passé, il était plus faisable pour les promoteurs de les financer sans financement par l'emprunt, ou au moins de retarder le financement par l'emprunt jusqu'à ce que les projets soient opérationnels, et qu'ils présentent un profil de risque considérablement moindre pour les prêteurs. Pour les projets solaires comptant au nombre des premiers dans leur marché, les banques locales peuvent se montrer réticentes à accorder des prêts sans avoir vu la concrétisation de projets réussis ; dans de telles circonstances, la recherche de financement auprès des institutions de financement du développement comme IFC, prêtes à être le premier entrant dans de nouveaux marchés des énergies renouvelables, peut être une solution. Les **Sections 14 et 15** fournissent davantage d'informations sur le financement, l'audit préalable, et l'analyse financière généralement menée.

Encadrés

Un vaste éventail de sujets est abordé dans les encadrés. Ils proposent des études de cas et des « leçons apprises sur le terrain » issues de différents pays.

Les problèmes et leçons décrites dans ces encadrés informeront les actions des promoteurs, des prêteurs et des entrepreneurs, permettant ainsi de promouvoir la bonne pratique dans l'industrie. Ceci contribuera à faciliter le financement au sein du secteur solaire.

Nombre des leçons apprises se résument au même point essentiel : **pour qu'un projet réussisse, il est nécessaire de disposer d'une expertise adéquate au sein de l'équipe du projet**. Cela s'applique non seulement à l'expertise technique, mais aussi aux domaines financier, juridique et autres domaines pertinents. Une expertise adéquate peut être intégrée par différents moyens : en recrutant du personnel, en faisant appel à des consultants ou en s'associant avec d'autres organisations.

Même si chaque projet solaire PV peut suivre une « feuille de route » différente, les étapes clés du développement d'un projet solaire PV sont bien établies.



2.1 APERÇU DU DÉVELOPPEMENT DE PROJET

Cette section donne un aperçu du processus de développement de projet, de la naissance de l'idée au début de l'exploitation commerciale. En termes généraux, ce processus s'applique au développement de toute centrale électrique commerciale financée par des fonds privés. Les aspects du processus propres à l'utilisation de la technologie solaire PV, tels que l'évaluation du rendement énergétique solaire, la sélection du site et la sélection de la technologie sont présentés plus en détail dans les sous-sections ci-dessous.

Le développement d'un projet PV est un processus qui implique de nombreuses étapes et nécessite une équipe d'experts pluridisciplinaires. Le promoteur de projet commence par identifier un marché de l'électricité offrant des opportunités adéquates en termes de risques par rapport à la rémunération, puis identifie un site prometteur et sécurise les droits d'utilisation du terrain pour ce site, conduit deux séries successives d'évaluations technico-financières (étude de pré faisabilité et de faisabilité), obtient tous les et licences et ton les permis requis, sécurise les Accords d'achat d'énergie et de raccordement, organise le financement et sélectionne une équipe qui sera chargée de la conception et de la construction du projet (souvent un entrepreneur IAC), supervise la construction de la centrale, et exécute les essais et la mise en service. À mesure que le projet passe d'une étape à la suivante, les évaluations technico-financières gagnent en détail, jusqu'à l'élaboration de la conception finale et au commencement de la construction.

Il convient de mettre l'accent sur la nature dos-à-dos de nombreux contrats et documents de projet ; un AAE est nécessaire afin de compléter le financement. Cependant, un tel accord doit être précédé d'une convention de raccordement au réseau, de permis de construire et d'accès au site, d'un bail, etc. Au cours de ce processus, des experts techniques, commerciaux et juridiques/réglementaires sont impliqués et travaillent parallèlement sur des activités distinctes mais interdépendantes. Bien que des responsabilités claires puissent être identifiées pour chaque expert, la plupart des activités du projet sont liées entre elles, et le travail d'un expert influence le travail des autres experts ; par conséquent, une coordination étroite est requise. Il est essentiel de mettre l'accent sur ce dernier point. Ce guide présente le processus comme une série d'étapes, bien que

certaines activités de développement de projet doivent se dérouler en parallèle. Le promoteur ou le chef de projet est le superviseur des activités et s'assure que celles-ci soient adéquatement coordonnées et synchronisées.

Les étapes clés du développement d'un projet solaire PV sont bien définies, et pourtant, il n'existe aucune « feuille de route » détaillée définitive qu'un promoteur puisse suivre. L'approche adoptée dans chaque projet est fonction des paramètres spécifiques au site et des priorités du promoteur, de l'appétence au risque, des exigences réglementaires et des types de mécanismes d'aide au financement (c.à.d. tarifs supérieurs au marché/ subventions ou crédits d'impôt) disponibles sur un marché donné. Cependant, dans tous les cas, certaines activités doivent être réalisées et peuvent être globalement organisées dans les cinq étapes suivantes :

1. Développement du concept et identification du site.
2. Étude de pré faisabilité.
3. Étude de faisabilité.
4. Obtention des permis, financements et contrats.
5. Ingénierie, construction et exploitation commerciale.

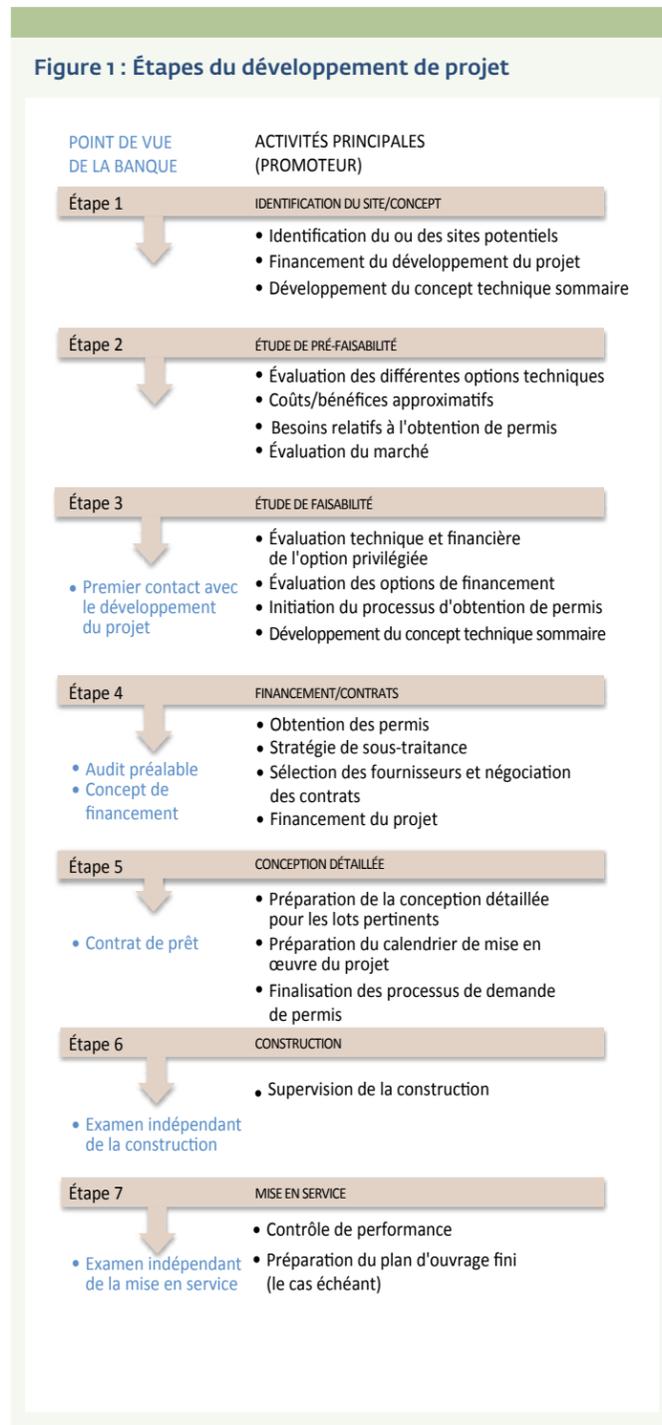
Ces étapes sont décrites dans les sous-sections suivantes et illustrées en Figure 1. Une liste de vérification des principales tâches correspondant à chaque étape est fournie à la fin des sous-sections respectives.

2.2 ÉTAPE 1 - DÉVELOPPEMENT DU CONCEPT ET IDENTIFICATION DU SITE

L'étape de développement du concept inclut l'identification de l'opportunité d'investissement sur un site spécifique et la formulation d'une stratégie pour le développement de projet. À cette étape, il est considéré qu'un marché cible a été identifié et que le promoteur du projet comprend les éventuels prérequis particuliers pour investir dans ce pays spécifique et le marché de l'électricité. Ces décisions prises au niveau du marché exigent une évaluation détaillée prenant soigneusement en considération l'appétence pour le risque par rapport à la rémunération promoteur de projet et des investisseurs potentiels.

2.2.1 IDENTIFICATION DU SITE

Un site recherché dispose d'un climat local favorable, d'une bonne ressource solaire (ensoleillement) et de terrains disponibles à l'achat ou de baux à long terme, d'un raccordement au réseau accessible ou d'un engagement réglementaire exécutoire pour raccorder le site au réseau de distribution, et l'absence de préoccupations



environnementales ou sociales sérieuses associées au développement d'un projet PV. De nombreux pays exigent que le site fasse partie d'une liste pré-approuvée par le gouvernement ; ceci doit être confirmé dès le début du processus d'identification du site. La Section 6 propose plus d'informations sur la sélection du site.

2.2.2 LE PROJET PV

Il conviendra de développer au moins une conception préliminaire (conceptuelle) qui contribuera à estimer la puissance installée ou les mégawatts (MW), les attentes, les exigences approximatives en termes d'investissement, le rendement énergétique, le tarif attendu et les recettes associées. Ainsi, une évaluation préliminaire des coûts et bénéfices peut être réalisée, incluant l'évaluation du retour sur investissements (ROI). Un modèle financier préliminaire est souvent développé au cours de cette étape.

2.2.3 APERÇU DE LA STRUCTURE DU PROJET

Au stade conceptuel, le promoteur pourrait ne pas être prêt à investir des ressources significatives, et pourrait laisser la structure du projet indéfinie. Cependant, il est important de réfléchir dès le début aux questions de structuration. Dans les marchés émergents, la constitution d'une société de projet peut s'avérer délicate, et impliquer la nécessité de recruter des locaux à des postes de direction. Les promoteurs/investisseurs internationaux devront soigneusement prendre de telles considérations en compte, ainsi que toutes les éventuelles préoccupations relatives aux taxes et au rapatriement des bénéfices. Si un promoteur étudie un portefeuille d'opportunités sur un nouveau marché, il pourrait valoir la peine de créer ou d'acheter une entité ad hoc qui pourra être utilisée quand un projet entrera en phase de développement.

2.2.4 LE CADRE RÉGLEMENTAIRE ET LES MÉCANISMES D'APPUI

Souvent, les mécanismes d'appui (par ex. les incitations) jouent un rôle important dans l'économie des projets PV, notamment par rapport aux technologies de production d'électricité classiques. Les mécanismes d'appui relatifs à l'énergie solaire et autres types d'énergies renouvelables peuvent prendre de nombreuses formes, comme des subventions directes, des crédits d'impôt ou des aides fiscales à l'investissement, ou des TR avantageux. Nombre de pays fixent des critères stricts quant à l'admissibilité des projets d'énergies renouvelables à une aide financière. Les critères applicables au solaire PV varieront d'un pays à l'autre, et peuvent également différer en fonction de l'ampleur du projet (c.à.d. installations commerciales solaires de toiture versus des projets de 1 ou 5 MW). En outre, l'aide financière réelle peut varier entre les heures de pointe et les heures creuses. Les promoteurs doivent comprendre les exigences réglementaires relatives à l'octroi d'une aide financière pour pouvoir sécuriser le tarif le plus élevé possible et, point essentiel, doivent avoir précisément à l'esprit les dates limites applicables aux mécanismes d'appui spécifiques. L'échec à comprendre les règles et dynamiques réglementaires des mécanismes d'appui

pourrait entraîner une perte significative de recettes et avoir un impact négatif sur l'économie du projet. Les cadres réglementaires et mécanismes d'appui (par ex. les incitations financières) sont abordés de manière plus approfondie à la Section 12.

2.2.5 AUDIT PRÉALABLE DU PRENEUR

La solvabilité du preneur est un élément essentiel et devrait constituer l'une des principales priorités de l'audit préalable afin de déterminer le niveau de risque associé à un AAE. En tant que contrat légal entre l'opérateur de la centrale solaire et l'acquéreur de l'électricité produite, un AAE définit les futures recettes du projet. Par conséquent, il est fondamental de comprendre dès le commencement s'il existe des modalités standardisées relatives à l'élaboration d'un AAE sur un marché donné, ou si l'accord sera négocié sur une base ad-hoc. Si l'accord ne fait pas partie d'un programme structuré, tel qu'une offre du gouvernement, il pourrait exister d'autres modalités standardisées exigées par le preneur ou le cadre réglementaire plus général. Dans nombre de pays en développement, une seule entreprise est chargée de l'achat et de la distribution de l'électricité. Même dans les pays dans lesquels la privatisation de la production d'électricité a commencé, cette entreprise est souvent semi-publique ou publique. Il est primordial de comprendre le rôle du preneur, par rapport à d'autres organismes de réglementation, ainsi que la solvabilité du preneur et la teneur et les modalités attendues de l'AAE, car ceci aura un impact sur les modalités du financement par l'emprunt et, par conséquent, sur la viabilité du projet.

2.2.6 STRATÉGIE DE FINANCEMENT

À l'étape conceptuelle, les fonds disponibles sont généralement minimes, mais le promoteur devrait commencer à esquisser un budget interne répondant aux exigences à mesure que le projet avance. Le promoteur devra à ce moment réfléchir également à la nécessité d'un investisseur en fonds propres secondaire. Au fur et à mesure que le projet progresse dans la phase conceptuelle, le promoteur commencera à étudier les options de financement par l'emprunt ; la disponibilité et les modalités varient fortement en fonction des marchés. Il est important que les promoteurs commencent à discuter rapidement avec les financeurs locaux, notamment sur les marchés où les technologies solaires sont moins familières, car il s'agit de marchés dans lesquels les négociations peuvent prendre beaucoup plus de temps. Cela exige l'utilisation d'une structure de financement de projet qui, pour les projets d'énergie solaire, est généralement une combinaison de dette sans recours et de capitaux propres.

La question du financement est traitée de manière plus détaillée en Section 14.

L'étape conceptuelle est un processus itératif visant à développer une compréhension du risque, des coûts et des recettes spécifiques au projet permettant d'évaluer l'économie du projet. L'objectif du promoteur est d'obtenir suffisamment d'informations pour pouvoir prendre une décision éclairée quant à la probabilité que le projet puisse aller de l'avant. Si le projet semble prometteur, le promoteur décidera probablement de passer à l'étape suivante.

Liste de vérification de l'étape conceptuelle

La liste de vérification ci-dessous couvre les points et facteurs clés que le promoteur devrait prendre en compte lorsqu'il décide de passer à l'étape suivante, qui consiste à mener une étude de pré faisabilité.

- La structure du projet est définie dans les grandes lignes.
- Le pays et le marché de l'électricité comportent-ils des avantages adéquats en termes de risques par rapport à la rémunération pour les investisseurs privés ?
- Appui réglementaire et tarifs, et notamment la durée et le calendrier relatifs aux incitations associées à l'énergie solaire.
- Un site adéquat est identifié, en tenant compte des contraintes du site.
- Accès au réseau (proximité, puissance et dispositions politiques relatives à l'accès).
- Des fonds appropriés sont disponibles pour réaliser les études de faisabilité.
- Identification du preneur et des infrastructures nécessaires pour transporter l'électricité produite.

2.3 ÉTAPE 2 - ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ

L'objectif d'une étude de pré faisabilité est de développer un plan préliminaire de la centrale et les exigences en termes d'investissement, permettant une évaluation plus poussée de la viabilité financière d'un projet. Cette étude implique davantage de détails que l'étape précédente et détermine s'il convient de poursuivre le projet et d'engager des fonds supplémentaires. L'étude de pré faisabilité peut être une étude de bureau, même s'il est souhaitable de procéder à une visite du site. Étant donné l'incertitude des données disponibles à cette étape, la viabilité sera déterminée en référence à un seuil minimal de rentabilité financière, et prendra en compte une large marge d'erreur (par ex. +/-30 pour cent) afin de compenser le manque de données en ce qui concerne une évaluation spécifique au site.

Une étude de pré faisabilité devrait au minimum inclure les éléments d'évaluation suivants :

- Le site du projet et la zone limite, en s'assurant que l'accès au site est possible, tant sur le plan juridique que technique.
- Un plan conceptuel du projet donnant différentes options technologiques (le cas échéant) et les impacts financiers, y compris une estimation de la puissance installée.
- Les coûts approximatifs du terrain, de l'équipement, du développement, de la construction et de l'exploitation du projet, ainsi que les recettes envisagées.
- L'estimation du rendement énergétique du projet. Si l'analyse spécifique au site devrait être conduite ultérieurement, aux fins de l'étude de pré faisabilité, des données publiées sur la ressource solaire de qualité et les estimations des pertes de l'installation, ou un rapport de performance hypothétique (basé sur les valeurs nominales observées dans les projets existants) peuvent néanmoins être utilisées. Les estimations de la production saisonnière devraient être prises en compte.
- Le tarif de l'électricité anticipé qui devrait être appliqué sur la base d'une analyse de marché sur un marché déréglementé, un TR publié sur un marché proposant des incitations spécifiques pour les énergies renouvelables, ou les composantes pertinentes du tarif sur un marché envisagé.
- Un modèle financier pour déterminer la viabilité commerciale du projet en vue d'investissements supplémentaires.
- Le coût du raccordement au réseau et la probabilité d'établir un raccordement selon le calendrier requis.
- L'identification des principales considérations environnementales et sociales et de tout autre élément susceptible de mener le projet à l'échec.
- Les exigences relatives à l'obtention des permis, les coûts associés et la probabilité de les obtenir.
- Une évaluation de l'environnement actuel, de la stabilité et du risque possible associé aux futurs changements (comme la probabilité de changements survenant au cours des prochaines élections régionales ou nationales).
- Un plan initial de la structure juridique/sociale du projet ; celui-ci devrait être formulé de sorte qu'il tire parti des incitations existantes/futures. À l'étape de la pré faisabilité, le promoteur pourrait commencer à formuler des hypothèses sur la société du projet qui, si

le projet va de l'avant, pourrait être constituée afin de développer et de s'approprier le projet ou portefeuille spécifique.

- Des solutions aux défis spécifiques ; à mesure que les défis associés au projet se présentent, des solutions possibles commenceront à être identifiées. Par exemple, si le preneur d'électricité ne dispose pas d'une bonne notation de crédit, le promoteur voudra peut-être étudier la possibilité d'une garantie souveraine, et/ou obtenir l'appui d'une agence de crédit à l'exportation ou d'une institution multilatérale - par exemple une garantie partielle des risques par la Banque mondiale.
- Le calendrier préliminaire des activités du projet ; bien que le flux de travail programmé changera inévitablement dans une large mesure, il est important de commencer à comprendre l'espacement et les dates des activités clés requises au début du projet.

2.4 ÉTAPE 3 - ÉTUDE DE FAISABILITÉ

La phase de faisabilité se fondera sur le travail réalisé au cours de l'étape de pré faisabilité, en répétant l'évaluation de manière plus détaillée et en utilisant des données spécifiques au site, comme les mesures de la ressource solaire, et devrait étudier les éventuelles contraintes déjà identifiées de manière plus détaillée. Si plusieurs sites sont évalués, alors le site privilégié doit être sélectionné. L'objectif de l'étude de faisabilité est de fournir davantage d'informations détaillées sur la conception du projet potentiel, les exigences attendues en termes d'investissement, et le plan de financement et de mise en œuvre. Si les résultats de l'étude sont positifs, le promoteur devrait être prêt à investir plus pour que le projet puisse passer à l'étape de financement.

Le champ classique d'une étude de faisabilité est indiqué ci-dessous quant aux aspects techniques, réglementaires, financiers et commerciaux essentiels.

2.4.1 CONCEPTION TECHNIQUE DU SYSTÈME

- Présentation de la conception du système. Il s'agit pour l'essentiel d'un plan dédié au développement physique du projet, et qui inclut l'agencement, l'identification de l'équipement et les coûts, etc. La conception du système doit souvent être fournie pour obtenir les permis/consentements. Pour sélectionner un plan conceptuel initial, il vaut la peine d'évaluer les différentes configurations conceptuelles et dimensions des modules, de sorte qu'un plan optimisé puisse être sélectionné pour le site.

Liste de vérification de l'étape de pré faisabilité

Vous trouverez ci-dessous une liste de vérification des principales considérations devant être prises en compte par le promoteur au cours de l'étape de pré faisabilité :

- Évaluation du site et des zones limites, et notamment des permissions et restrictions relatives à l'accès.
- Le plan conceptuel est réalisé, et les options technologiques et leurs impacts financiers ont été pris en compte.
- Les coûts approximatifs des terrains, de l'équipement, de la livraison, de la construction et de l'exploitation sont identifiés, ainsi que les recettes envisagées.
- Le rendement énergétique indicatif est calculé.
- Identification des tarifs de l'électricité anticipés qui seront perçus, et révision des modalités/conditions attendues des AAE dans le marché pertinent.
- L'analyse financière de haut niveau est réalisée.
- Le coût et la probabilité de parvenir au raccordement au réseau selon les échéances requises sont identifiés.
- Les principales contraintes environnementales sont identifiées, parallèlement à d'autres éléments susceptibles de mener le projet à l'échec.
- L'évaluation de l'environnement réglementaire actuel et futur potentiel est réalisée.
- Un plan initial de la structure juridique/sociale du projet.
- Des solutions aux défis du projet.
- Les exigences/coûts relatifs à l'obtention des permis sont identifiés.
- Le calendrier/flux de travail préliminaire du projet indiquant l'espacement des activités clés est rédigé.

- Évaluation de l'ombrage et de l'agencement initial de la centrale PV. Ce point est traité dans la Section 7. Le processus permet l'optimisation, et prend généralement en compte :

- Les angles d'ombrage.
- Les exigences relatives à l'Exploitation et la maintenance (E&M).
- La stratégie de nettoyage du module.
- L'angle d'inclinaison, l'orientation et la poursuite.
- Les profils de température et de vent du site.
- Les passes de câble et minimisation de la perte électrique.

- Production d'un plan de site détaillé, avec relevés du site, courbes topographiques, représentation des voies d'accès et autres exigences de génie civil.
- Calcul de la ressource solaire et des caractéristiques environnementales, notamment celles qui affecteront la performance des exigences techniques (température, vitesse du vent et risques géologiques). Ces points sont abordés à la Section 4. Si la précision des données satellites s'améliore et est acceptable dans nombre de cas, il est souvent souhaitable de mettre en œuvre des mesures de l'ensoleillement spécifiques au site³ dès que possible au cours du processus de planification du projet ; l'étape de l'étude de faisabilité est un bon moment pour intégrer de telles données au processus de planification. Il convient de noter que les niveaux d'irradiation varient souvent d'une saison à l'autre, et cela doit être pris en compte dans le modèle financier.
- Plan du câblage électrique et schémas unifilaires (voir Section 7.4).
- Raccordements électriques et matériel de contrôle.
- Plan du raccordement au réseau, avec transformateurs et compteurs, etc.
- Analyse détaillée du rendement énergétique en utilisant les données solaires sélectionnées et l'agencement optimisé (discutés en Section 5).
- Évaluation de toutes les options techniques et analyse de rentabilité des fournisseurs potentiels compte-tenu de la localisation du projet, et notamment :
 - Sélection du module. Il s'agit d'une sélection optimisée basée sur le résultat de la phase de faisabilité, de la disponibilité actuelle et de la fixation des prix sur le marché. Il convient de noter que dans les pays où l'industrie solaire n'en est qu'à ses débuts, des défis pourraient survenir lors de l'importation de modules solaires et autres composants essentielles de l'infrastructure de la centrale. Il s'agit par exemple de retards en douanes et de négociations difficiles sur les conditions de

vente avec les fabricants n'ayant pas de représentant commercial ou de distributeur local.

- Sélection de l'onduleur. Les fabricants sont essentiellement basés en Europe et en Amérique du Nord, bien que de nouveaux fabricants chinois et japonais fassent leur apparition. Tel qu'indiqué ci-dessus, l'importation peut entraîner des retards dans le calendrier du projet. Voir la Section 3.5 pour de plus amples informations.
- Sélection du dispositif de montage ou du système de poursuite, et prise en compte des conditions spécifiques au site.

2.4.2 EXIGENCES RELATIVES À L'OBTENTION DES PERMIS ET À L'ENVIRONNEMENT, LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ (ESS)

- Révision détaillée et inventaire de tous les permis et licences nécessaires requis aux fins de la construction et de l'exploitation de la centrale électrique. Il s'agit par exemple des permis environnementaux, des permis d'utilisation des terres et des licences de producteur. Pour plus d'informations, veuillez consulter la Section 8.
- Discussions préalables à la demande avec l'autorité pertinente octroyant son consentement quant au calendrier lié à l'octroi des permis, afin de comprendre les implications financières.
- Examen détaillé des considérations environnementales et sociales, comme la préservation de la faune et de la flore et autres dénominations susceptibles d'affecter les activités autorisées sur les sites de projet ; cela est généralement effectué au cours d'une étude documentaire, complétée si possible par une étude initiale du site.
- Consultation initiale avec les principales parties prenantes, y compris les parties prenantes communautaires locales, le cas échéant.
- Problèmes liés au raccordement au réseau. Il devrait s'agir d'un examen plus détaillé de la probabilité, du coût et du calendrier du raccordement au réseau, et des capacités et contraintes de la ligne de transmission. L'examen peut également inclure la soumission d'une première demande de placement en file d'attente pour le raccordement, ou l'obtention d'une approbation d'un « tarif valable à l'étape de faisabilité » de la part de l'organe de réglementation.

2.4.3 FAISABILITÉ FINANCIÈRE DU PROJET

- La modélisation financière pour déterminer la viabilité commerciale et l'attrait du projet est discutée de manière plus approfondie dans la Section 14. Une telle modélisation inclut tous les coûts et recettes. Elle devrait également inclure une analyse de sensibilité pour commencer à évaluer les risques de projet.
- Évaluation approfondie du tarif anticipé de l'électricité. Il s'agit là d'un point particulièrement pertinent dans les marchés où le tarif est susceptible de fluctuer, soit par :
 - Une conception délibérée, comme dans un marché de l'électricité au sein duquel le promoteur est un Producteur indépendant d'électricité (PIE) qui vend de l'électricité sur un marché de gros ou au comptant ;
 - Les forces du marché, comme l'utilisation de Crédits d'énergie renouvelable (CER) ou de tout autre instrument de marché, susceptibles de contribuer aux recettes du promoteur ; ou
 - La possibilité de révision des tarifs négociés, comme dans le cas où le gouvernement décide de réviser les tarifs de manière rétroactive (peu commun mais cela s'est déjà produit) ou où le preneur demande à renégocier les tarifs.

2.4.4 DÉVELOPPEMENT DU PROJET/ASPECTS COMMERCIAUX

- Un plan de mise en œuvre du projet - Niveau 1 (minimum) avec un diagramme de Gantt indiquant le calendrier du projet, les exigences en termes de ressources, le budget de développement du projet, le plan d'achat (par exemple, une approche clé en mains complète ou par plusieurs contrats) et un plan d'E&M.
- Des conventions d'options pour l'accès à la terre pour tous les terrains ou routes d'accès privés, ou un accord de concession avec l'autorité pertinente.
- L'évaluation de la structure commerciale du projet. Ceci inclut l'évaluation de la ou les sociétés du projet, pouvant impliquer une Entité ad hoc (SPV), en fonction des structures de l'entreprise autorisées en vertu du droit local. Ceci inclut également l'évaluation de toutes structures de filiales à l'étranger et de lieux

d'incorporation sur la base de critères juridiques, financiers et fiscaux correspondant au projet.

- Les exigences en matière d'investissement et de financement, et le plan d'investissement. Ceci devrait inclure les montants et sources de dotation en fonds propres, les exigences du partenaire détenant des fonds propres et les hypothèses de financement devant être incluses au modèle financier.
- Une stratégie de structure de projet et d'atténuation des risques. Sur nombre de marchés émergents, pour qu'un projet soit « bancable » (c.à.d. capable d'attirer un financement par l'emprunt d'un coût raisonnable), il est généralement nécessaire de sécuriser des rehaussements de crédit, ceux-ci pouvant être privés (lettres de crédit, comptes de garantie bloqués) ou publics (garanties souveraines).
- Des acquisitions par l'ingénieur du propriétaire. À mesure que l'intention de poursuivre le projet se précise, il en va de même pour la portée technique de l'IAC ou d'autres marchés publics techniques à appel d'offre qui doivent être rédigés ou révisés par l'Ingénieur du Propriétaire. Le domaine de responsabilité de l'Ingénieur du Propriétaire chargé de l'IAC peut également inclure un appui pour le marché technique (par ex. les composantes de la centrale PV) et l'examen du plan technique. La même entreprise procède généralement au suivi en tant qu'Ingénieur du Propriétaire au cours de la phase de construction.
- Un appel d'offres et l'attribution du marché par l'avocat du Propriétaire en appui au développement et à la négociation des contrats, ainsi que tous besoins relatifs à la structuration juridique et à la constitution de la société au cours de la phase de développement.

Il convient de noter que l'étude de faisabilité pourrait se recouper avec des activités associées à l'obtention de permis, au financement et aux contrats (voir la phase suivante) menées en parallèle. La coordination de toutes les activités techniques, commerciales et réglementaires est essentielle à la réussite du projet.

³ L'ensoleillement est une mesure de l'énergie incidente sur une unité de surface d'une surface dans une période donnée. Celle-ci est obtenue en intégrant l'irradiance sur des limites de temps définies et est mesurée en énergie par mètre carré (souvent kWh/m²).

Liste de vérification de la faisabilité

Vous trouverez ci-dessous une liste de vérification dédiée aux promoteurs, incluant les principales considérations devant être abordées au cours de l'étape de faisabilité.

- Le plan détaillé du site est produit.
- La ressource solaire est évaluée, avec une évaluation de l'ombrage.
- Les caractéristiques environnementales susceptibles d'affecter la performance sont identifiées.
- L'étude détaillée des aspects environnementaux et sociaux du projet est réalisée.
- Un examen détaillé des permis et licences requis est entrepris.
- Évaluation des dépenses en capital relatives aux options associées à la technologie et aux fournisseurs : l'analyse de rentabilité pour les options et la localisation du projet est réalisée.
- Des discussions préalables à la demande avec l'organe d'autorisation pertinent sont menées.
- Les consultations initiales avec les principales parties prenantes, y compris avec la communauté, sont tenues.
- L'étude du raccordement au réseau est réalisée.
- Les rendements énergétiques prévus sont déterminés.
- L'évaluation approfondie du tarif anticipé de l'électricité est entreprise.
- L'analyse financière est réalisée. Le financement préliminaire est planifié.
- Le plan de mise en œuvre du projet est développé.
- Les accords d'options relatives à l'accès au terrain (le cas échéant) sont sécurisés.
- L'évaluation et le plan de la structure commerciale du projet et de la ou des entreprises du projet sont réalisés.

2.5 ÉTAPE 4 - OCTROI DE PERMIS, CONTRATS ET FINANCEMENTS

Après l'étape de faisabilité et en supposant que le projet semble toujours viable sur le plan financier, le projet passe à l'étape suivante. Cette étape consiste à obtenir les derniers permis, la sécurisation du financement de projet et les activités préalables à la mise en œuvre (contrats commerciaux). Le calendrier et le séquençage de cette étape varieront dans une large mesure en fonction des projets, mais cette phase inclut généralement les activités suivantes :

- Implication de la communauté ou des parties prenantes pertinentes ;
- Préparation et soumission des demandes de permis et de licences pertinentes et des documents associés pour le projet proposé ;
- Étude environnementale et sociale (convenue en consultation avec l'autorité chargée de la délivrance des permis et autres organes statutaires), pouvant inclure une Étude d'impact environnemental et social (EIES) complète ;
- Préparation et soumission d'une demande de raccordement au réseau ;
- Examen des plans et de toutes les conditions relatives aux permis/consentements ; révision des plans ou consentements le cas échéant ;
- Présélection, classement et sélection de la liste restreinte concernant l'entrepreneur ;
- Prise de décisions sur l'approche financière (par ex. sources et proportion des capitaux propres et de l'emprunt, y compris le financement de la construction) ;
- Sécurisation du financement pour le projet tel que décrit à la Section 14 ;
- Prise de décisions sur la stratégie d'adjudication de contrats (c.à.d. contrat ou multiples contrats d'IAC) ;
- Préparation du dossier d'appel d'offres pour module solaire PV. Sélection du fournisseur/entrepreneur et négociations du contrat ;
- Préparation des documents relatifs à l'appel d'offres pour la construction ou les équipements auxiliaires ;
- Préparation des documents d'AAE et négociations finales ;
- Préparation du plan et des contrats d'E&M, le cas échéant ;
- Préparation de l'offre pour l'Ingénieur du Propriétaire (si le conseiller technique n'est pas conservé pendant la construction) ;
- Obtention des assurances pertinentes (c.à.d. construction, exploitation, etc.) ;
- Préparation des appels d'offres applicables aux ingénieurs du prêteur et au conseil du prêteur ;
- Finalisation du contrat de raccordement au réseau avec l'opérateur du réseau ou l'autorité pertinente ;

- Préparation d'un modèle financier détaillé et bancable couvrant le cycle de vie complet de la centrale. Généralement, celui-ci ne sera complété qu'après négociation des contrats d'IAC ou d'équipement et des équipements auxiliaires, ainsi que les contrats d'E&M, afin que le modèle financier puisse intégrer les coûts finaux du capital et de l'E&M.
- Réalisation d'une analyse de risque du projet.
- Analyse des transports, si nécessaire, pour les lieux du projet difficiles d'accès.
- Finalisation de tous les accords relatifs aux terrains, à la superficie et à l'accès, et actionnement des options des accords relatifs aux terrains afin de les convertir en baux emphytéotiques ou servitudes, le cas échéant.
- Finalisation du plan détaillé de mise en œuvre du projet.

Le reste de cette section fournit des informations supplémentaires sur les trois activités clés de cette phase : l'obtention des permis, le financement et les contrats.

2.5.1 OBTENTION DES PERMIS

Un permis approuvé doit être obtenu avant que la construction d'un projet ne débute. Les exigences relatives aux permis peuvent varier dans une large mesure entre les différents pays et régions et sont abordées de manière détaillée à la Section 8. En général, ce type de permis peut inclure, entre autres :

- bail ou baux de terrain(s) ;
- accords relatifs à l'accès ;
- planification/consentements relatifs à l'utilisation du sol ;
- permis de construire ;
- permis environnementaux (activité forestière, espèces menacées, EIE, etc.) ;
- impacts sociaux (c.à.d. sites de patrimoine culturel/ archéologiques, consultations avec les parties prenantes) ;
- permis de production d'énergie ;
- demande de raccordement au réseau ;
- licence d'opérateur/permis de production.

Il est important de prendre en considération les exigences relatives à l'obtention des permis dès les premiers temps,

car le calendrier des demandes variera en fonction des différents permis. La meilleure approche consiste généralement à tenir des discussions précoces avec l'organe pertinent chargé de donner son consentement. De telles discussions devraient permettre d'établir les pièces justificatives qui seront requises lors de la soumission des demandes de permis (c.à.d. étude environnementale, études sur les transports, etc.) ainsi que les délais d'attente avant l'obtention des permis suite à leur soumission. Les exigences relatives aux pièces justificatives et le délai de réponse varient généralement en fonction de la taille de la centrale PV, de sa localisation et des sensibilités propres au contexte.

L'obtention des permis exige parfois d'amender la conception de la centrale PV afin qu'elle soit conforme aux exigences de l'autorité locale et traite des préoccupations des autres agences clés au cours du processus d'attribution des permis. Il est par conséquent nécessaire d'insister fortement sur l'importance de discussions précoces avec les parties pertinentes, afin que leur feedback puisse être intégré au processus conceptuel aussi tôt que possible.

Une fois les consentements obtenus, il est important de prendre en compte toutes les conditions jointes devant être abordées avant et/ou pendant la construction. Les conditions relatives à l'octroi des permis dépendront des caractéristiques spécifiques au site et pourraient présenter des contraintes pour le calendrier de développement. Par exemple, une condition du consentement pourrait être que la construction n'est pas autorisée au cours de certaines périodes de l'année afin d'éviter de perturber la période d'accouplement de certaines espèces particulières. Une révision de toutes les conditions devrait être menée une fois le consentement obtenu afin d'établir les exigences et d'initier un dialogue pour clarifier les éventuelles incertitudes avec l'autorité pertinente.

Il est probable que pour respecter certaines conditions, il soit nécessaire de préparer des documents supplémentaires destinés à l'autorité octroyant son consentement, autorité dont l'approbation écrite pourrait être requise avant que le développement puisse débiter.

2.5.1.1 Considérations environnementales et sociales

L'obtention des permis exige parfois d'amender la conception de la centrale PV afin qu'elle soit conforme aux exigences de l'autorité locale et traite des préoccupations des autres agences clés. Une partie de cette évaluation pourrait être réalisée sous forme d'étude documentaire, mais une visite de site est essentielle afin d'évaluer la

situation actuelle du site et l'environnement alentour. La législation nationale devrait être consultée afin de déterminer les exigences spécifiques au pays par rapport aux projets solaires en développement. De même, une référence aux meilleures pratiques internationales garantira que les impacts négatifs du projet sont minimisés et que des relations positives sont développées avec les parties prenantes.

Les considérations environnementales et sociales sont abordées en détail à la Section 8.

Les résultats des études environnementales et sociales, ainsi que la consultation avec les parties prenantes, fournissent souvent un feedback sur le processus conceptuel. Ceci inclut parfois des changements apportés aux plans, ou le développement de mesures destinées à atténuer les éventuels impact d'envergure. Par conséquent, il est important que ces évaluations soient menées en temps opportun, afin de pouvoir apporter les amendements éventuellement nécessaires à la conception. En outre, les principaux bailleurs de fonds exigeront que le projet se conforme à des normes et principes environnementaux rigoureux, tels que les Principes de l'Équateur (PE)⁴ et/ou les Critères de performance d'IFC (CP d'IFC). Des informations supplémentaires sur les considérations environnementales et sociales et les exigences relatives à l'emprunt sont fournies en Section 8.

2.5.2 FINANCEMENT

Le financement d'un projet solaire PV est, en principe, similaire au financement d'autres types de projets de centrales électriques, cependant, certains risques uniques au solaire PV doivent être pris en compte dans le plan de financement. Les risques spécifiquement associés aux projets solaires PV sont associés à la ressource énergétique (ensoleillement), la sélection du site du projet et l'obtention des permis, la technologie solaire (relativement récente), la dégradation potentielle des modules PV et la fiabilité de la performance à long terme, ainsi que l'incertitude éventuelle du tarif et du recouvrement des recettes.

- Le financement des projets PV implique généralement deux composantes essentielles :

- les capitaux propres, fournis par un investisseur ou plus, injectés directement ou par le biais d'une société ad hoc (SPV ou « société du projet ») ;
- l'emprunt sans recours ou avec recours limité d'un prêteur ou plus, garanti par les actifs de la SPV.

Pour obtenir un financement, le promoteur doit préparer la documentation détaillée du projet, de sorte que les organismes de financement puissent procéder à leur audit préalable afin d'évaluer les risques des investissements envisagés. La conception détaillée et la documentation détaillée permettant d'obtenir des projections fiables des recettes sont particulièrement critiques, car le prêteur dépend totalement des liquidités du projet aux fins du remboursement, par opposition au bilan comptable du partenaire financier. Les banques commerciales des nouveaux marchés pourraient ne pas être familiarisées avec les projets solaires ; les promoteurs doivent donc être préparés en vue d'un processus d'audit préalable rigoureux, et allouer suffisamment de temps dans le calendrier du projet pour identifier et traiter les exigences du prêteur.

Au cours du processus de planification, le promoteur évalue constamment les risques et essaie de les gérer, de sorte à parvenir à un équilibre favorable entre les risques et la rémunération. De plus amples informations sur les risques classiques spécifiques aux projets solaires PV sont fournies à la Section 10.

Des informations supplémentaires sur le financement des projets PV sont fournies à la Section 13.

2.5.3 CONTRATS

2.5.3.1 Stratégie relative aux contrats

Les contrats présentent aux promoteurs plusieurs considérations importantes. La plus importante peut-être est la création d'une société de projet ou SPV (société ad hoc) ; si ce processus n'a pas encore été entamé, une SPV doit être officiellement créée. Généralement, le promoteur crée la société de projet et en est le propriétaire, parfois avec un co-investissement en capitaux propres par un autre soutien financier (partenaire financier) tel qu'un fonds d'infrastructures. Tous les contrats, baux, financements et permis et licences de projet garantis doivent être émis au nom de la SPV ; le transfert de ces derniers dans la SPV peut être très difficile et chronophage. En outre, les prêteurs insistent souvent sur les droits de cessibilité (par ex. le droit de céder les actifs et passifs

devant leur être attribués en cas de défaut). La prise en compte de la cessibilité dès le début de la création peut permettre d'économiser un temps considérable plus tard dans le processus de développement.

Concernant la passation de marchés et la construction de la centrale PV, une stratégie doit être élaborée afin de traiter des risques associés à la technologie, à la construction et à la performance, tout en respectant les exigences propres aux investissements. Un promoteur peut considérer deux grands modes de sous-traitance : contrats multiples ou un unique contrat d'IAC. Dans le cas précédent, plusieurs entrepreneurs sont recrutés afin de fournir/construire différentes parties de la centrale PV, mais une seule entreprise (généralement le propriétaire/promoteur, l'Ingénieur du Propriétaire ou une tierce partie) conserve la responsabilité d'intégrer toutes les composantes et services fournis en vertu des différents contrats. Dans le cas d'un contrat d'IAC, une entreprise se voit attribuer la pleine responsabilité de la réalisation de la totalité du projet. La sous-section suivante traite des principales activités liées au contrat. En outre, les aspects contractuels sont couverts de manière plus détaillée à la Section 9, et un modèle de termes principaux du contrat d'IAC est fourni en Annexe 2.

Une approche par plusieurs contrats exige un effort de gestion considérablement plus important de la part du promoteur, et expose également le promoteur à davantage de risques. Cependant, une approche par plusieurs contrats est généralement moins coûteuse qu'un IAC. Bien que l'option IAC présente un coût plus élevé, elle transfère une quantité de risque substantielle du promoteur à l'entrepreneur IAC.

Si un IAC est sélectionné, il est essentiel que le promoteur s'assure que le contrat d'IAC définisse clairement les attentes, les exigences et les responsabilités. Le promoteur devrait être certain que le contrat est satisfaisant à cet égard avant de le signer, car il sera beaucoup plus simple et plus économique d'amender le contrat avant sa signature. Si le promoteur ne dispose que de peu ou pas d'expérience, ou n'est pas sûr d'un aspect du projet, il devra demander conseil à un consultant disposant d'expérience en la matière. Il est fortement recommandé qu'un Ingénieur du Propriétaire soit recruté au cours de la phase de développement et de construction, afin de garantir la qualité de tout le travail des entrepreneurs, ainsi que le respect des calendriers et l'actualisation des budgets. L'Ingénieur du Propriétaire peut également assurer la cohérence entre l'équipementier des modules solaires et

Liste de vérification relative à l'obtention de permis, au financement et aux contrats.

Vous trouverez ci-dessous une liste de vérification des questions essentielles devant être prises en compte au cours de l'étape de développement de projet impliquant l'obtention des permis, contrats et financements.

- La préparation et la soumission des demandes de permis et licences pertinentes.
- Les études environnementales et sociales (telles que requises) sont achevées.
- La demande de raccordement au réseau est préparée et soumise. L'accord de raccordement au réseau est signé.
- La révision de la conception et des conditions relatives aux permis/consentements est réalisée.
- L'approche de la stratégie de sous-traitance est déterminée.
- La structure de financement est déterminée. Le financement est sécurisé pour le projet.
- L'implication communautaire ou des parties prenantes est assurée.
- La documentation d'appel d'offres relative au solaire PV est préparée.
- La sélection des fournisseurs et leur classement sont entrepris.
- Les documents d'AAE sont préparés.
- Les plans et contrats d'E&M sont préparés.
- L'offre au poste d'Ingénieur du propriétaire est préparée.
- L'assurance pertinente est obtenue et souscrite.
- Les d'offres applicables aux ingénieurs du prêteur et au conseil du prêteur sont préparées.
- La soumission des appels d'offres et l'évaluation des soumissionnaires ont été réalisées.
- Les négociations contractuelles sont menées à bien.
- Le niveau de rendement énergétique est suffisant pour être bancable.
- Le modèle financier bancable détaillé est réalisé.
- L'analyse des transports (le cas échéant) est réalisée.
- Tous les baux et conventions relatives à l'accès sont finalisés.
- L'analyse de risque du projet est terminée.
- L'AAE est finalisé avec le preneur.
- Le plan détaillé de mise en œuvre du projet est finalisé.
- L'audit préalable technique et juridique est réalisé (le cas échéant).

⁴ La liste de toutes les institutions financières des PE est disponible à l'adresse suivante : <http://www.equator-principles.com/index.php/members-reporting>

les exigences de garantie applicables à d'autres contrats et leur travail respectif.

Il n'existe pas d'approche privilégiée en ce qui concerne la sous-traitance. L'approche adoptée dépendra de l'expérience, des compétences et de la sensibilité du promoteur aux coûts. Cependant, les contrats d'IAC clés en main sont ceux qui sont le plus souvent utilisés dans l'industrie solaire.

2.5.3.2 Coordination de la signature des contrats

Il est essentiel que le promoteur ou partenaire du projet coordonne étroitement la structure, les modalités et les calendriers relatifs à l'exécution des documents stratégiques. Sans coordination étroite, il est probable que des conflits ou des contradictions apparaissent, ou pire, que le promoteur crée des obligations financières qui ne peuvent être satisfaites. L'analyse du chemin critique est essentielle pour identifier les interdépendances et activités clés qui exigent un suivi rapproché afin d'éviter les retards de projet.

Le calendrier du projet et les signatures des contrats correspondantes devraient être coordonnés afin d'éviter des positions de négociation sous-optimales pour parvenir à une conclusion des arrangements financiers. Voici des exemples de mauvaise coordination :

- La signature de l'AAE sans connaissance des exigences de l'agence chargée du raccordement au réseau et/ou sans avoir de convention de raccordement au réseau ;
- La signature d'un contrat d'IAC sans l'engagement financier nécessaire de la part des investisseurs. Si le financement n'est pas encore en place, un promoteur devrait limiter son engagement à un contrat d'IAC non exécutoire jusqu'à l'obtention de la conclusion des arrangements financiers ;
- La signature d'un contrat d'IAC avant que tous les permis et licences soient obtenus.

Le contrat d'IAC et l'AAE devraient être négociés parallèlement au financement, étant donné que certaines institutions peuvent avoir besoin de demander à ce que des changements soient apportés aux modalités du contrat.

2.6 ÉTAPE 5 - INGÉNIERIE, ACHATS, CONSTRUCTION ET EXPLOITATION COMMERCIALE

Un unique contrat d'IAC est la pratique la plus courante pour développer les centrales PV. Dans ce

cas, un entrepreneur est responsable du projet complet. L'entrepreneur IAC doit confirmer la ressource en énergie solaire, développer la conception détaillée de la centrale PV, l'estimation de son rendement énergétique, l'acquisition de l'équipement conformément aux spécifications convenues avec le promoteur, la construction de la centrale PV, la réalisation des essais de réception, et le transfert de la centrale à des fins d'exploitation commerciale à son propriétaire/opérateur.

2.6.1 INGÉNIERIE ET ACHAT

Les aspects clés des activités d'IAC sont abordés ci-dessous. La Section 9 fournit des informations supplémentaires sur les contrats d'IAC, ainsi qu'une approche alternative impliquant la gestion par le promoteur de multiples contrats.

2.6.1.1 Développement de la conception détaillée du PV

L'entrepreneur IAC préparera la documentation détaillée nécessaire pour permettre le lancement de l'appel d'offres pour la centrale PV et sa construction. Les documents suivants seront préparés :

- la conception détaillée de l'implantation ;
- le détail des travaux de génie civil (bâtiments, fondations, système d'évacuation des eaux usées, voies d'accès) ;
- la conception électrique détaillée ;
- le rendement énergétique détaillé ;
- les plans de construction ;
- le calendrier du projet ;
- la cartographie des interfaces ;
- les plans de mise en service.

Les systèmes électriques clés doivent être conçus selon un niveau de détail rigoureux. Il s'agit de l'équipement nécessaire pour la protection, la mise à la terre et le raccordement au réseau. Les conceptions et cahiers des charges suivants doivent être préparés :

- les diagrammes généraux de lignes individuelles ;
- les diagrammes de lignes de commutation à moyenne tension (MT) et basse tension (BT) ;
- les systèmes de protection ;
- les systèmes et la conception du raccordement ;

- les exigences en matière de puissance auxiliaire ;
- les systèmes de commande.

Les éléments d'ingénierie civile devraient être élaborés à un niveau adéquat pour la construction. Il s'agira de la conception des fondations et de la construction des panneaux, ainsi que des routes et infrastructures requises aux fins de la mise en œuvre et de l'exploitation. Les critères de base de la conception devraient être déterminés conformément aux normes nationales et aux contraintes spécifiques du site telles que les conditions géotechniques. Par exemple, les charges de vent devraient être calculées afin de s'assurer que la conception conviendra à la situation géographique du projet.

2.6.1.2 Rendement énergétique

Un rendement énergétique d'un niveau suffisant pour être bancable sera exigé pour garantir un financement. La plupart des investisseurs exigeront un rendement énergétique P90, ou une estimation de la production annuelle d'énergie, qui est atteinte avec une probabilité de 90 pour cent. Il est conseillé que ce rendement énergétique soit effectué ou révisé par un spécialiste indépendant. Cela permettra de s'assurer que les résultats inspirent confiance et cela contribuera à attirer des investissements.

Le rendement énergétique devrait inclure :

- une évaluation de la variation interannuelle et des niveaux de confiance associés au rendement ;
- la prise en considération des facteurs spécifiques au site, y compris la salissure ou la neige, et le régime de nettoyage spécifié dans le contrat d'E&M ;
- un examen complet de l'ombrage du générateur PV, y compris de la présence provenant d'obstacles proches ou lointains ;
- le détail des pertes et de la dégradation de la performance dans le temps ;
- l'examen de la conception proposée afin de s'assurer que les paramètres respectent les tolérances prévues.

2.6.1.3 Documentation détaillée du projet

L'entrepreneur IAC rédigera un rapport de projet détaillé qui, conjointement à tous les documents du projet (dessins, etc.), sera stocké dans une « salle des données » permettant son accès aisé à toutes les parties impliquées dans le projet. Ces informations seront utilisées pour sécuriser le financement des banques ou des investisseurs. Les documents doivent être présentés de manière clairement organisée. Voici des exemples d'informations devant être incluses :

- l'agencement du site, présentant la position des modules, des onduleurs et des bâtiments ;
- des plans indicatifs montrant ce qui suit :
 - dispositif de montage et implantation du module ;
 - localisation des onduleurs et fondations/châssis ;
 - mesures de sécurité.
- les agencements électriques initiaux :
 - schémas des branchements du module jusqu'à l'onduleur ;
 - diagrammes de lignes individuelles illustrant les cheminements prévus ;
 - raccordement au réseau et exigences éventuelles associées au poste électrique.
- la nomenclature des matériels pour l'équipement majeur ;
- l'analyse du rendement énergétique ;
- l'estimation des pertes quant à l'estimation du rendement énergétique ;
- les entrées dans le modèle financier, notamment :
 - coûts d'E&M à long terme et provisions pour imprévus (jusqu'à la fin de la durée de vie de calcul et/ou l'échéance de l'emprunt) ;
 - hypothèses sur la disponibilité ;
 - hypothèses sur la dégradation de la performance du module ;
 - coût du stock de pièces de rechange ;
 - frais de connexion relatifs à l'électricité et aux services ;
 - modèle des flux de trésorerie, incluant le maintien d'un taux de couverture de la dette (TCD) spécifié⁵ le cas échéant, et une réserve pour imprévus devant être utilisée pour le remplacement de l'onduleur, les dommages provoqués par le climat et autres frais inattendus associés à l'exploitation de la centrale.

⁵ Le TCD est le taux de liquidités disponibles pour le service de la dette associé au remboursement des intérêts, le remboursement du principal et le paiement du bail.

- une copie de tous les contrats négociés :
 - AAE ;
 - contrat d'IAC ;
 - contrat de souscription en capital et documents constitutifs de la société pour la SPV du projet.
- copies de l'assurance pertinente et autres documents associés aux mesures d'atténuation du risque ;
- autres documents, tels que les conventions de couverture de risque de change, etc. le cas échéant ;
- les détails du statut des demandes de permis et de la planification ;
- l'impact environnemental, les restrictions et les plans d'atténuation.

2.6.2 CONSTRUCTION ET EXPLOITATION COMMERCIALE

Une fois le ou les contrats attribués (qu'il s'agisse d'un IAC multiple ou simple), le rôle du promoteur est de superviser la mise en œuvre du projet. Cela peut se faire en faisant appel au personnel du promoteur, si celui-ci dispose de l'expertise et de l'expérience requises, ou en recrutant un Ingénieur du Propriétaire. Chaque entrepreneur conçoit, achète et installe les composantes de la centrale PV en vertu des modalités de son contrat. En cas d'attribution de contrats multiples, la coordination du calendrier et des interfaces est essentielle.

Les tâches critiques devant être menées indépendamment pour chaque type de contrat sont les suivantes :

- la planification et l'ordonnancement des tâches ;
- la gestion des coûts ;
- la gestion du risque ;
- la coordination entre toutes les organisations participant au projet.

Des informations supplémentaires sur la construction sont fournies à la Section 10.

L'exploitation commerciale débute après la mise en service, qui inclut les essais de performance et de fiabilité spécifiés dans le contrat. Ces essais peuvent être menés sur les composantes individuelles, puis sur le système complet. Des essais sur chaque composante sont toujours requis, mais plus particulièrement dans le cas de multiples contrats afin de s'assurer que chaque entrepreneur s'est acquitté de ses obligations. Les essais fructueux sont généralement assortis du paiement du ou des entrepreneurs. Des essais infructueux peuvent résulter en des modifications de la conception, voire une action en justice si la centrale PV ne respecte pas les garanties de performance et de fiabilité fixées.

Une fois les essais de réception effectués, le ou les entrepreneurs fourniront au propriétaire de la centrale les « documents de transfert », qui incluront les données conceptuelles, les dessins, les procédures d'E&M, les informations sur les pièces de rechange et toutes autres informations pertinentes pour permettre la livraison de la centrale et sa bonne exploitation et maintenance à l'avenir.

Les modules sont soit montés sur des structures à angle fixe, soit sur des structures de poursuite solaire. Les structures fixes sont plus simples à installer, moins coûteuses, et nécessitent moins de maintenance. Cependant, les systèmes de poursuite solaire peuvent augmenter le rendement jusqu'à 45 pour cent. Le système de poursuite, notamment dans les zones présentant un ratio d'ensoleillement direct/diffus élevé, permet également de disposer d'une puissance de sortie plus harmonieuse.



3.1 APERÇU DE LA TECHNOLOGIE SOLAIRE PV

Cette section traite des technologies, des systèmes de fixation, des onduleurs et des méthodes de quantification de la performance de la centrale. Elle propose un aperçu des technologies commercialement disponibles utilisées dans les projets solaires PV commerciaux. L'objectif est de fournir un cadre de compréhension destiné aux promoteurs et investisseurs avant qu'ils ne décident d'adopter une technologie spécifique.

Les technologies photovoltaïques se répartissent globalement en deux catégories, cristallines ou couches minces. Les cellules en silicium cristallin (c-Si) permettent de disposer de modules hautement efficaces. Elles se subdivisent en silicium monocristallin (mono-c-Si) ou silicium polycristallin (poly-c-Si). Les cellules mono-c-Si sont généralement les plus efficaces, mais sont également plus coûteuses que les poly-c-Si. Les cellules à couches minces fournissent une alternative moins coûteuse, mais sont moins efficaces⁶. Il existe trois grands types de cellules à couches minces : tellure de cadmium (CdTe), diséléniure de cuivre (gallium) indium (CIGS/CIS) et silicium amorphe (a-Si).

La performance d'un module PV diminuera au fil du temps du fait d'un processus connu sous le nom de dégradation. Le taux de dégradation est fonction des conditions environnementales et de la technologie du module.

Les modules sont soit fixés sur des châssis fixes ou sur des systèmes de poursuite. Les châssis fixes sont plus simples à installer, moins chers et nécessitent moins d'entretien. Cependant, les systèmes de poursuite peuvent augmenter le rendement jusqu'à hauteur de 45 pour cent. Le pistage, notamment dans les zones présentant un ratio d'ensoleillement direct/diffus élevé, permet également de disposer d'une puissance de sortie plus harmonieuse.

Les onduleurs convertissent directement l'électricité en courant continu (CC) produite par les modules PV en électricité en CA, en respectant dans l'idéal les exigences propres au réseau local. Ceux-ci sont organisés selon une configuration en chaîne

⁶ Avec des modules moins efficaces, une surface plus importante est nécessaire pour produire la même quantité d'électricité.

ou centrale. Les onduleurs en configuration centrale sont considérés comme mieux adaptés aux centrales multi-mégawatts. Les onduleurs en chaîne permettent la conversion optimale d'énergie (MPPT)⁷ en chaîne individuelle et exigent des compétences de maintenance moins spécialisées. Les configurations en chaîne offrent une plus grande flexibilité conceptuelle.

Les modules PV et onduleurs font tous l'objet d'une certification, essentiellement par la Commission électrotechnique internationale (CEI). De nouvelles normes sont actuellement en cours de développement pour évaluer les composants et matériaux des modules PV.

Le coefficient de rendement (CR) d'une centrale électrique PV bien conçue sera environ compris entre 77 pour cent et 86 pour cent (avec un CR moyen de 82 pour cent), et

⁷ L'objet du système MPPT est d'échantillonner le produit des cellules et appliquer la résistance adéquate (charge) pour obtenir la puissance maximum pour toute condition environnementale donnée.

se dégradera au cours de la durée de vie de la centrale. En général, on s'attend à ce que des modules PV de bonne qualité aient une durée de vie utile comprise entre 25 et 30 ans.

3.2 PRÉSENTATION DES CENTRALES ÉLECTRIQUES PV AU SOL

La Figure 2 donne un aperçu d'une centrale électrique solaire PV multi-mégawatts raccordée au réseau. Les principales composantes sont :

- **Des modules solaires PV :** Ceux-ci convertissent directement les radiations solaires en électricité au moyen de l'effet photovoltaïque dans un processus silencieux et propre ne nécessitant aucune pièce mobile. L'effet PV est un effet semi-conducteur par lequel les radiations solaires touchant les cellules PV semi-conductrices génèrent le mouvement des électrons. Le produit d'une cellule solaire PV est de l'électricité en CC. Une centrale électrique PV contient de nombreuses

cellules interconnectées dans des modules, et de nombreux modules interconnectés en chaîne⁸ pour produire la puissance de sortie en DC requise.

- **Des onduleurs :** Les onduleurs sont requis pour convertir l'électricité CC en courant alternatif (CA) en vue du raccordement au réseau. Un grand nombre de chaînes de modules en série et de chaînes en parallèle est raccordé aux onduleurs.
- **Des systèmes de fixation (ou de poursuite) du module :** Ces systèmes permettent aux modules PV d'être correctement fixés au sol à un angle d'inclinaison fixe ou sur des cadres permettant la poursuite solaire.
- **Les transformateurs élévateurs :** La puissance générée par les onduleurs nécessite généralement une élévation supplémentaire de la tension pour atteindre la tension requise pour le réseau (par exemple 25 000 V, 33 000 V, 38 000 V ou 110 000 V, en fonction du point de raccordement au réseau et des normes nationales).
- **L'interface de raccordement au réseau :** C'est à ce niveau que l'électricité est exportée dans le réseau. La sous-station disposera également du commutateur d'interface de raccordement au réseau requis, comme des disjoncteurs et mises à l'arrêt pour protéger et isoler la centrale électrique PV, ainsi que des systèmes de mesure. La sous-station et le point de mesure sont souvent situés à l'extérieur de la limite de la centrale électrique PV, généralement sur la propriété de l'opérateur du réseau.⁹

courant, mais des cellules en CdTe et CIGS/CIS sont également viables. Les technologies PV émergentes, comme les cellules organiques, sont faites en polymères. Elles ne sont pas encore disponibles dans le commerce.

Chaque matériau dispose de caractéristiques uniques qui affectent la performance, la méthode de fabrication et le coût de la cellule.

Les cellules PV peuvent être soit à base de plaquettes de silicium (fabriquées en coupant les plaquettes dans un lingot de silicium solide) ou de technologies « à couches minces » dans lesquelles une fine couche de matériau semi-conducteur est déposée sur des substrats bon marché.

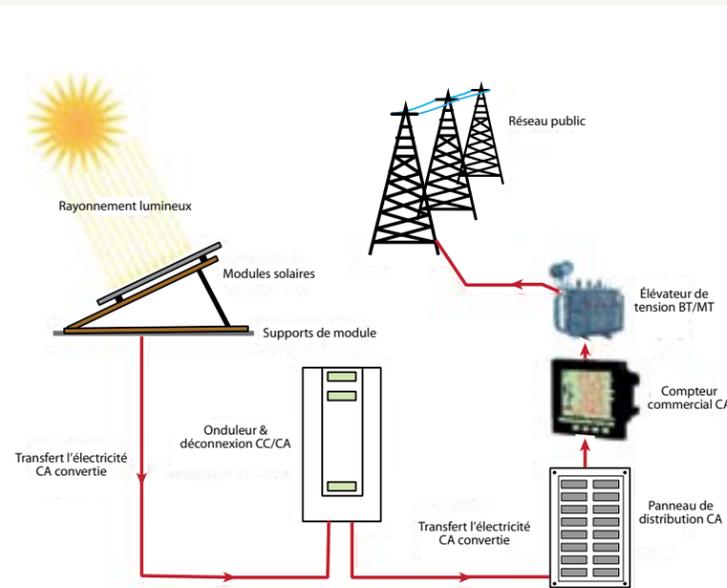
Les cellules PV peuvent encore être caractérisées selon la structure en longueur du matériau semi-conducteur, « monocristalline », « polycristalline » ou des matériaux « amorphes » moins ordonnés.

La Figure 3 présente les technologies PV les plus couramment utilisées :

- **Silicium cristallin (c-Si) :** Les modules sont fabriqués en cellules de silicium monocristallin ou polycristallin. Les cellules mono-c-Si sont généralement les plus efficaces, mais sont également plus coûteuses que les cellules poly-c-Si.
- **Couches minces :** Les modules sont fabriqués par dépôt d'une mince couche de semi-conducteur sur un substrat. Cette catégorie inclut des semi-conducteurs fabriqués dans les matériaux suivants :
 - Silicium amorphe (a-Si).
 - Tellure de cadmium (CdTe)
 - Séléniure de cuivre indium (CIS).
 - Diséléniure de cuivre (gallium) indium (CIGS/CIS).
- **Hétérojonction avec couche mince intrinsèque (HIT) :** Les modules sont composés d'une plaquette mince de mono-c-Si enveloppée de couches d'a-Si ultra-minces.

En raison des coûts de fabrication réduits et de la maturité de la technologie, les modules cristallins utilisant les plaquettes devraient maintenir une part de marché pouvant atteindre

Figure 2 : Présentation d'une Centrale électrique PV solaire



3.3 MODULES SOLAIRES PV

Cette section décrit les options technologiques commercialement disponibles pour les modules solaires PV, traite de la certification des modules et décrit comment la performance des modules solaires PV peut se dégrader au fil du temps.

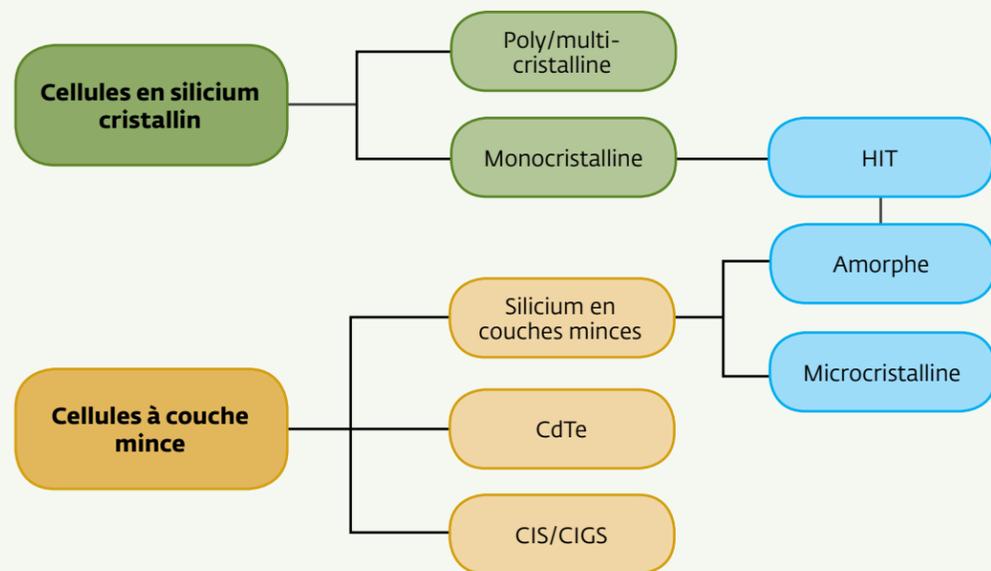
3.3.1 PRÉSENTATION DES MATÉRIAUX PV

Les propriétés semi-conductrices inhabituelles requises pour les cellules PV limitent les matériaux bruts à partir desquels ils peuvent être fabriqués. Le silicium est le matériau le plus

⁸ Les modules peuvent être interconnectés en série pour produire une chaîne de modules. Lorsqu'ils sont connectés en série, la tension augmente. Des chaînes de modules connectées en parallèle augmentent la puissance de sortie.

⁹ La responsabilité de ceci est définie dans le contrat de raccordement au réseau. Normalement, il est de la responsabilité de l'opérateur du réseau d'entretenir l'équipement situé dans le périmètre de l'opérateur du réseau, et le propriétaire de la centrale PV devra payer un coût.

Figure 3 : Classes de technologies PV



jusqu'à 80 pour cent, au moins jusqu'à 2017.¹⁰ Les modules en couches minces (17 pour cent) et haute efficacité (3 pour cent) devraient constituer les 20 pour cent restants.

3.3.2 MODULES PV EN SILICIUM CRISTALLIN (C-SI)

Les modules C-Si consistent en des cellules PV interconnectées et encapsulées entre une face transparente (généralement en verre) et un matériau de renfort (généralement du plastique ou du verre).

Les plaquettes mono-c-Si sont découpées dans un grand lingot de cristal par un processus relativement coûteux.

Les plaquettes poly-c-Si, meilleur marché, peuvent être réalisées selon une variété de techniques. L'une des technologies consiste à mouler sous contrôle minutieux du multi-silicium en fusion, qui est ensuite découpé en plaquettes. Les cellules multi-cristallines produites selon ce processus sont actuellement moins coûteuses, mais le produit fini n'est généralement pas aussi efficace que la technologie monocristalline.

Les prix des modules monocristallins et multi-cristallins ont considérablement baissé au cours des deux dernières années.

3.3.3 MODULES PV À COUCHE MINCE

Les plaquettes en cristallin permettent de disposer de cellules solaires très efficaces, mais leur production est relativement coûteuse. En comparaison, les cellules à couche mince sont généralement moins chères du fait du matériau utilisé et de la simplicité du processus de production. Les cellules en couches minces sont cependant moins efficaces.

Une technologie à couches minces bien développée utilise du silicium sous une forme moins ordonnée et non cristalline (amorphe). D'autres technologies utilisent du CdTe et CIGS/CIS avec des couches actives d'une épaisseur inférieure à quelques microns. Certaines technologies à couches minces sont d'une efficacité moins avérée que nombre de technologies cristallines. Les principales caractéristiques des technologies à couches minces sont décrites dans les sections suivantes.

3.3.3.1 Silicium amorphe (a-Si)

Dans les technologies a-Si, la longue portée du c-Si n'est pas présente, et les atomes forment un réseau aléatoire continu. Étant donné que l'a-Si absorbe plus efficacement la lumière que le c-Si, les cellules peuvent être beaucoup plus minces.

L'a-Si peut être déposé sur un large éventail de substrats bon marché rigides et flexibles. Le faible coût du a-Si en fait un matériau adéquat pour nombre d'applications dans lesquelles un faible coût est plus important qu'une haute efficacité.

3.3.3.2 Tellure de cadmium (CdTe)

Le CdTe est un composé de cadmium et de tellure. La cellule se compose d'un empilement de couches d'un matériau semi-conducteur déposé sur verre transparent recouvert d'une couche d'oxyde. Un processus de fabrication continu utilisant des substrats d'une grande surface peut être utilisé. Les modules à base de CdTe produisent un fort rendement énergétique dans un large éventail de conditions climatiques, avec de bons coefficients de sensibilité à la faible luminosité et à la température. Les modules en CdTe sont bien établis dans l'industrie et ont obtenu de bons résultats.

3.3.3.3 Diséléniure de cuivre (gallium) indium (CIGS/CIS)

Le CIGS/CIS est un semi-conducteur consistant en un composé de cuivre, d'indium, de gallium et de séléniure.

Le CIGS absorbe plus efficacement la lumière que le c-Si, mais les modules utilisant ce semi-conducteur exigent dans une certaine mesure des couches plus épaisses que les modules PV en a-Si. L'indium est un matériau semi-conducteur relativement coûteux, mais les quantités requises sont extrêmement faibles par rapport aux technologies utilisant les plaquettes.

La production commerciale de modules en CIGS/CIS n'est qu'au début de son développement. Elle présente cependant le potentiel d'offrir la plus grande efficacité de conversion de toutes les technologies de modules PV à couche mince.

3.3.4 HÉTÉROJONCTION AVEC COUCHE MINCE INTRINSÈQUE (HIT)

La cellule solaire HIT se compose d'une plaquette mince en silicium monocristallin enveloppée de couches de silicium amorphe ultra-minces. Les modules HIT sont plus efficaces que les modules cristallins classiques, mais sont plus coûteux.

3.3.5 DÉGRADATION DES MODULES

La performance d'un module PV diminue au fil du temps. Il y a plusieurs causes à cette dégradation, comme les effets de l'humidité, de la température, de l'irradiation solaire et des effets de polarisation de la tension ; il s'agit de la dégradation induite potentielle (DIP).¹¹ Les autres facteurs affectant le degré de dégradation sont la qualité des matériaux utilisés dans la fabrication, le processus de fabrication et la qualité du montage et du conditionnement des cellules dans le module. La maintenance n'a que peu d'effets sur le taux de dégradation des modules, qui dépend essentiellement des caractéristiques spécifiques du module utilisé et des conditions climatiques locales. Par conséquent, il est important de choisir des fabricants de modules réputés, et que les garanties de production d'énergie et taux de dégradation soient soigneusement examinées par un conseiller technique indépendant.

L'ampleur et la nature de la dégradation varient en fonction des technologies de modules. Pour les modules cristallins, le taux de dégradation est généralement plus élevé au cours de la première année lors de l'exposition initiale à la lumière, puis se stabilise. La dégradation induite par l'exposition à la lumière initiale (DIL) survient du fait des défauts activés lors de l'exposition initiale à la lumière. Elle peut être provoquée par la présence de bore, d'oxygène ou autres produits chimiques qui se sont déposés au cours du processus d'impression au cadre ou de dépolissage lors de la production des cellules. Selon la qualité des plaquettes et des cellules, la LID peut varier entre 0,5 pour cent et 2 pour cent.¹²

¹⁰ European Photovoltaic Industry Association, « Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017 », http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf, 2013 (consulté en juillet 2014).

¹¹ La DIP est fonction de la température, de l'humidité, de la tension du système et de la polarité au sol. Elle peut être détectée au moyen d'un test relativement rapide. La dégradation peut être inversée en appliquant une tension externe adéquate.

¹² Pingel et al., *Initial degradation of industrial silicon solar cells in solar panels*, Solon SE, 2011. B. Sopori et al., « Understanding Light-induced degradation of c-Si solar cells », 2012 IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, Texas, juin 3-8/2012, Article de conférence NREL/CP-5200-54200, juin 2012. Consulté sur <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54200.pdf> (consulté en juillet 2014).

Les cellules en silicium amorphe (a-Si) se dégradent par un processus appelé effet de Staebler-Wronski.¹³ Cette dégradation peut provoquer des réductions de la puissance de sortie du module de l'ordre de 10 à 30 pour cent au cours des six premiers mois d'exposition à la lumière. La dégradation se stabilise ensuite et se poursuit à un taux considérablement moindre.

Les modules a-Si sont généralement commercialisés à leurs niveaux de performance stabilisés. Il est intéressant de noter que la dégradation des modules a-Si est partiellement réversible avec la température. En d'autres termes, la performance des modules tend à remonter pendant l'été, et à chuter à nouveau pendant les mois d'hiver, plus froids.

Une dégradation supplémentaire se produit pour les technologies amorphes et cristallines au niveau du module, pouvant être provoquée par :

- L'effet de l'environnement sur la surface du module (comme la pollution).
- La décoloration ou voile de l'encapsulant ou du verre.
- Les défauts de laminage.
- Le stress mécanique et l'humidité au niveau des contacts.
- La dégradation des contacts de la cellule.
- La dégradation des câbles.

Les modules PV peuvent être associés à des taux de dégradation de la puissance de sortie à long terme compris entre 0,3 et 1 pour cent par an. Pour les modules cristallins, un taux de dégradation générique de 0,4 pour cent par an est souvent considéré comme applicable. Certains fabricants de modules ont réalisé des essais indépendants spécifiques indiquant que des taux de dégradation inférieurs peuvent être tenus pour acquis. Pour les modules en a-Si et CIGS, un taux de dégradation générique compris entre 0,7 et 1 pour cent est souvent considéré raisonnable, cependant un taux de dégradation supérieur à 1,5 pour cent peut parfois être observé. Pour le CdTe, une valeur comprise entre 0,4 et 0,6 pour cent est souvent applicable.

Généralement, on peut s'attendre à ce que des modules PV de bonne qualité aient une durée de vie utile comprise entre 25 et 30 ans. Le risque de taux de dégradation accru augmente par la suite.

3.3.6 EFFICACITÉ DES MODULES

Le tableau 1 illustre l'efficacité commerciale de certaines catégories de technologie PV. Comme on peut s'y attendre, bien que des technologies à fort rendement soient plus coûteuses à produire, des modules moins efficaces exigent une surface plus importante pour produire la même puissance nominale. En conséquence, les bénéfices en termes de coût obtenus au niveau du module peuvent être compensés par le coût encouru en fournissant des infrastructures de réseau électrique (câbles et structures de fixation) et le coût du terrain pour une surface de module plus importante. Par conséquent, l'utilisation du module le moins coûteux ne résulte pas nécessairement en un coût

moindre par watt crête (Wc)¹⁴ pour la centrale au complet. La relation entre l'agencement de la centrale et l'efficacité des modules est abordée à la Section 7.2.

Au moment de la rédaction, la technologie c-Si comprend près de 80 pour cent de la puissance solaire installée dans le monde et devrait rester en tête au moins jusqu'en 2017. En 2014, le CdTe constituait la grande majorité de la puissance installée pour les couches minces. Le CIGS est considéré comme présentant un potentiel de réduction des coûts prometteur, cependant, la part de marché reste faible. L'a-Si semble présenter des perspectives de pénétration du marché des centrales marchandes au sol médiocres, essentiellement en raison du coût réduit des technologies cristallines plus efficaces.

3.3.7 CERTIFICATION

La Commission électrotechnique internationale (CEI) publie des normes internationalement acceptées sur les modules PV. Le Comité technique 82, « Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », est chargé de la rédaction de toutes les normes CEI relatives au photovoltaïque. Les modules PV feront généralement l'objet de tests de viabilité et de fiabilité conformément à ces normes. Les normes CEI 61215 (pour les modules c-Si) et CEI 61646 (pour les modules à couche fine) incluent des essais relatifs au cyclage thermique, à l'humidité et au gel, au stress mécanique et la torsion, à la résistance à la grêle et à la performance dans des conditions d'essai standard (CES).¹⁵ Il s'agit de marques de qualité minimum acceptées, qui indiquent que les modules peuvent supporter une utilisation prolongée. Cependant, elles n'expriment que peu de choses sur la performance du module dans des conditions de terrain.

Une norme CEI sur la notation de la puissance et de l'énergie des modules PV dans différentes conditions d'ensoleillement¹⁶ et de température a été publiée en 2011. La norme CEI 61853-1 « Essais de performance et caractéristiques assignées d'énergie des modules photovoltaïques » fournit la méthodologie relative à

l'estimation détaillée de la performance du module. Un protocole précis de comparaison de la performance de différents modèles de modules est ainsi disponible aujourd'hui.

Les normes CEI 61853-2-3-4 sont actuellement en cours de développement. La norme CEI 61853-2 décrira les procédures relatives à la mesure de l'effet de l'angle d'incidence sur la performance du module. La norme CEI 61853-3 décrira la méthodologie relative au calcul des caractéristiques d'énergie du module (wattheures). La norme CEI 61853-4 définira les périodes de temps et les conditions climatiques standard pouvant être utilisées pour calculer les caractéristiques d'énergie.

Une norme CEI sur la dégradation induite potentielle (DIP) devrait être publiée à la fin de l'année 2014.

Le Tableau 2 résume les principales normes de qualité du PV. Les normes en cours de développement pour l'évaluation des composantes des modules PV (comme les boîtes de jonction) et les matériaux (comme les encapsulants et produits d'étanchéité) fourniront des directives supplémentaires à l'industrie.

3.3.8 FABRICANTS DE MODULES

Les fabricants de modules PV sont essentiellement basés en Asie (Chine, Japon, Taïwan, Inde et Corée). Les fabricants européens et nord-américains ont perdu une portion de leur part de marché au cours des dernières années. Une enquête réalisée en 2014 par *Photon International* (février 2014) indiquait qu'il existe 89 fournisseurs de modules PV et plus de 3 250 produits disponibles à l'heure actuelle. La même étude indiquait qu'il y avait 129 fournisseurs en 2013. Cela illustre bien la consolidation qui s'est opérée dans l'industrie de la fabrication de modules.

Les institutions financières tiennent souvent des listes des fabricants de modules qu'ils considèrent bancables. Cependant, ces listes peuvent rapidement devenir obsolètes lorsque les fabricants introduisent de nouveaux produits et de nouvelles procédures de qualité.

S'il n'existe pas de liste définitive et acceptée de modules considérés comme « bancables », Bloomberg New Energy Finance¹⁷ réalise un sondage annuel des entrepreneurs IAC, des prêteurs et des consultants techniques

¹³ Un effet par lequel les propriétés électriques du matériau semi-conducteur se dégradent avec l'exposition à la lumière.

Technologie	Silicium cristallin	Hétérojonction avec couche mince intrinsèque	Silicium amorphe	Tellure de Cadmium	Diséléniure de cuivre (gallium) indium
Catégorie	c-Si	HIT	a-Si	CdTe	CIGS ou CIS
Efficacité commerciale actuelle (environ)	13 %-21 %	18 %-20 %	6 %-9 %	8 %-16 %	8 %-14%
Coefficient de température de la puissance ^a (général)	-0,45 %/°C	0,29 %/°C	-0,21 %/°C	-0,25 %/°C	-0,35 %/°C

^a Le coefficient de température de la puissance décrit la dépendance en puissance de sortie avec des températures qui augmentent. La puissance du module diminue généralement à mesure que la température du module augmente.

¹⁴ La valeur du watt crête précise la puissance de sortie atteinte par un module solaire dans des conditions d'ensoleillement complet (dans des conditions d'essai standard).

¹⁵ Les Conditions d'essai standards sont définies comme suit : ensoleillement : 1000 W/m², température : 25 °C, MA : 1,5 (MA : masse d'air, l'épaisseur de l'atmosphère ; à l'équateur, masse d'air = 1, en Europe, masse d'air = environ 1,5).

¹⁶ L'ensoleillement est la puissance de la lumière solaire incident sur une surface par unité de surface et est mesuré en puissance par mètre carré (W/m²).

¹⁷ Bloomberg New Energy Finance, « Sustainable Energy in America 2015 », <http://about.bnef.com>

Tableau 2 : Normes applicables aux modules PV		
Essai	Description	Commentaire
CEI 61215	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation	Inclut des essais de cyclage thermique, humidité et gel, torsion et stress mécanique et résistance à la grêle. La certification standard utilise une pression de 2 400 Pa. Les modules situés dans des zones de fort enneigement peuvent être testés dans des conditions plus strictes à 5 400 pa.
CEI 61646	Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation	Très similaire à la certification CEI 61215, mais un essai supplémentaire s'intéresse spécifiquement à la dégradation supplémentaire des modules à couche mince.
EN/CEI 61730	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques	La partie 2 de la certification définit trois Catégories d'application différentes : 1) Catégorie d'application O – Applications en accès restreint. 2) Catégorie de sécurité II – Applications générales. 3) Catégorie de sécurité III – Applications à base tension (BT).
CEI 60364-4-41	Protection contre les chocs électriques	La sécurité du module est évaluée sur la base de : 1) La viabilité. 2) La forte rigidité diélectrique. 3) La stabilité mécanique. 4) L'épaisseur de l'isolation et les distances.
CEI 61701	Essai de corrosion au brouillard salin des modules photovoltaïques	Exigé pour les modules installés près de la côte ou les applications maritimes.
CEI 61853-1	Essais de performance et caractéristiques assignées d'énergie des modules photovoltaïques (PV)	Décrit les exigences relatives à l'évaluation de la performance du module PV en termes de puissance nominale sur une fourchette d'ensoleillements et de températures.
CEI 62804	Essais de durabilité de la tension du système pour les modules c-Si (en attente de publication)	Décrit la procédure d'essai et les conditions relatives à la réalisation d'un test de DIP. Le module PV sera considéré comme résistant à la DIP si la perte de puissance est inférieure à 5 pour cent après l'essai.
Conformité européenne (EC)	Le produit certifié est conforme aux exigences santé, sécurité et environnement de l'Union européenne (UE)	Obligatoire dans la zone économique européenne.
UL 1703	Conformité au Code national de l'électricité, à l'Inspection du travail et à l'Association nationale de prévention des incendies américains. Les modules fonctionnent au moins à 90 % de la puissance nominale du fabricant.	Underwriters Laboratories Inc. (UL) est une entreprise de certification réalisant des essais de sécurité sur les produits basée au Etats-Unis qui porte le statut de Nationally Recognised Testing Laboratory (NRTL). La certification par un NRTL est obligatoire aux Etats-Unis.

indépendants, et listant les fabricants considérés comme « bancables » par les personnes interrogées. L'organisme d'études de marché NDP Solarbuzz¹⁸ publie également une mise à jour annuelle des dix plus grands fabricants.

18 Solar Buzz, « Top Ten PV Module Suppliers in 2013 », <http://www.solarbuzz.com>

Lors de l'évaluation de la qualité d'un module pour un projet spécifique, il est recommandé de faire appel à un conseiller technique indépendant afin de réviser les spécifications techniques du module PV, les normes d'assurance qualité, le bilan et l'expérience, ainsi que la conformité avec les normes techniques et de sécurité nationales et internationales. La dégradation attendue des

modules devrait être définie et les garanties des modules devraient être examinées et comparées aux normes dans l'industrie.

3.3.9 DÉVELOPPEMENTS LIÉS À LA TECHNOLOGIE DE MODULE

La technologie des modules solaires PV se développe rapidement. Bien qu'une large gamme d'approches techniques différentes soit étudiée, les effets de ces approches se concentrent soit sur l'amélioration de l'efficacité des modules ou sur la réduction des coûts de fabrication.

Des améliorations progressives sont apportées aux cellules c-Si classiques. L'une de ces améliorations consiste en l'intégration des contacts situés à l'avant dans des rainures microscopiques réalisées au laser afin de réduire la superficie des contacts et donc d'augmenter la surface de la cellule exposée aux radiations solaires. De même, une autre approche consiste à faire circuler le contact avant le long de l'arrière de la cellule, puis directement par la cellule jusqu'à la surface avant en certains points.

Différents types de cellules fonctionnent mieux de manière inhérente en différentes parties du spectre solaire. De ce point de vue, un élément intéressant est l'empilage de cellules de différents types. Si la bonne combinaison de cellules solaires est empilée (et que les modules sont suffisamment transparents), alors une cellule empilée ou « multi-jonction » peut être produite, fonctionnant mieux dans une fourchette plus importante du spectre solaire. Cette approche est poussée à l'extrême dans les cellules III-V (nommée ainsi d'après les groupes d'éléments respectifs du Tableau périodique) dans lesquelles des matériaux optimaux sont utilisés pour chaque partie du spectre solaire. Les cellules III-V sont très coûteuses, mais ont obtenu des efficacités jusqu'à 40 pour cent supérieures. Des approches moins coûteuses basées sur le même concept de base incluent les cellules hybrides (consistant en cellules c-Si et à couche mince empilées) et des cellules a-Si multi-jonction.

D'autres technologies émergentes, qui ne sont pas encore prêtes pour être mises sur le marché mais pourraient être intéressantes à l'avenir sur le plan commercial, sont les cellules sphériques, les cellules ruban et les cellules Grätzel

Figure 4 : Développement des efficacités des cellules en recherche



Source: Données tirées du Laboratoire américain des énergies renouvelables <http://www.nrel.gov/ncpv/>, consulté en avril 2014.

Encadré 1: Risque du module

Les modules PV constituent généralement environ 50 pour cent du coût du système d'une centrale électrique solaire PV. Ceux-ci devraient avoir une durée de vie fonctionnelle pour la durée du projet, généralement supérieure à 25 ans. Toute panne de module ou dégradation anormale peut par conséquent avoir un impact significatif sur l'économie d'un projet. Une sélection soignée des modules PV est nécessaire. Bien que les modules constituent un coût d'investissement initial, les promoteurs devraient réfléchir aux recettes à long terme.

La « bancabilité » d'un module peut être comprise de différentes manières par les promoteurs, les financiers et les fabricants de modules. La « bancabilité » inclut généralement une évaluation générale des éléments suivants :

- Les caractéristiques techniques du module.
- La qualité de la structure de production.
- Les procédures de certification et d'essai.
- Le bilan de l'entreprise et du module.
- Les conditions de garantie.
- La position financière de l'entreprise.

Pour comprendre pleinement le risque du module, une évaluation détaillée de ces critères devrait être réalisée.

Les normes de certification actuelles n'évaluent pas complètement l'adéquation technique des modules PV au cours de la durée de vie du projet. Une courbe de pannes en cloche est classique des modules PV, avec un risque de panne accru dans les premières années (défaillances précoces), un risque faible pour le moyen terme du projet (défaillances à mi-vie) et un risque accru à la fin de la durée de vie du projet à mesure que les modules se détériorent (défaillances d'usure). Du point de vue des prêteurs, les recettes des projets sont plus élevées au cours des 15 premières années afin de coïncider avec les termes habituels de la dette. Un prêteur est par conséquent bien protégé si le risque de défaillance précoce peut être transféré à l'entrepreneur IAC ou le fabricant du module.

La plupart des entrepreneurs IAC sont prêts à fournir des garanties de centrale (PR) au cours de la période de garantie IAC (généralement de deux ans). Avec une garantie de puissance linéaire fournie par le fabricant du module, un degré de risque de défaillance précoce du module est couvert.

Les intérêts du propriétaire peuvent être encore protégés par des essais supplémentaires sur les modules au cours de la période de garantie IAC avec des scénarios de résiliation appropriés par lesquels le propriétaire a le droit de rejeter la centrale si elle échoue aux essais de performance. Des exemples d'essais de module sont les tests externes ou instantanés sur place d'un échantillon de modules à la livraison et avant la fin de la période de garantie IAC, des mesures d'électroluminescence et thermographiques. Ces essais contribuent à identifier des défauts qui sont susceptibles de ne pas affecter la puissance de la centrale au cours de la période de garantie IAC, mais qui pourraient l'être à l'avenir.

Nombre de fabricants de modules proposent maintenant généralement une garantie de puissance de sortie linéaire. Cependant, au cours des périodes antérieures de suralimentation du module PV, un grand nombre de fabricants de modules sont aujourd'hui insolvables, et un plus grand nombre encore se sont trouvés dans une situation financière délicate. Cela signifie que tous les fabricants de modules ne peuvent être considérés comme étant en position d'honorer des réclamations de longue durée au titre de la garantie. Par conséquent, certains fabricants de modules fournissent une protection supplémentaire contre le risque en offrant une garantie de tiers de sorte que les garanties de puissance de sortie puissent toujours être honorées en cas de faillite du fabricant.

Il est conseillé aux promoteurs, propriétaires et financiers d'envisager d'intégrer ces stratégies de réduction des risques aux contrats du projet afin de faire correspondre le risque de projet aux exigences de leur propre profil de risque.

ou organiques. Les cellules solaires Grätzel ont récemment attiré l'attention en raison de leurs faibles coûts de production et leur simplicité de fabrication. Cependant, leur faible efficacité et leur instabilité dans le temps reste un désavantage significatif.

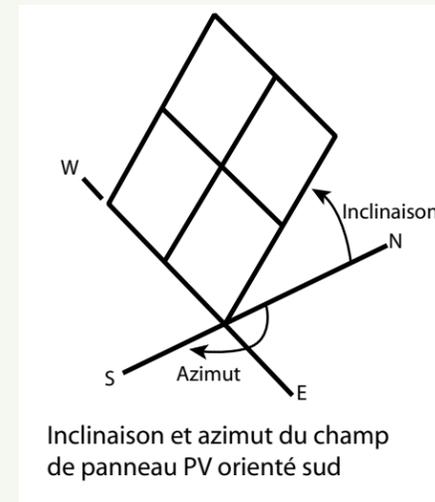
La Figure 4 illustre le développement de l'efficacité des cellules en recherche entre 1975 et aujourd'hui. Il convient de noter que les cellules disponibles dans le commerce sont fortement à la traîne par rapport aux cellules de recherche

en termes d'efficacité. Voir l'Encadré 1 pour une discussion du risque du module sur les économies de projet.

3.4 SYSTÈMES DE FIXATION ET DE SUIVI SOLAIRE

Les modules PV doivent être fixés sur une structure pour s'assurer qu'ils restent orientés dans la bonne direction et pour leur fournir le support structurel et la protection nécessaires. Les structures de fixation peuvent être fixes ou pisteuses. Les champs à inclinaison fixe sont

Figure 5 : Inclinaison et azimut du champ de panneaux PV



généralement inclinés par rapport au plan horizontal afin de maximiser l'ensoleillement annuel qu'ils reçoivent. L'angle d'inclinaison optimal dépend de la latitude du lieu dans lequel le site se trouve. La direction du système est son orientation ou azimut, tel qu'illustré à la Figure 5. L'azimut idéal d'un système dans l'hémisphère nord est le sud géographique, et le nord géographique dans l'hémisphère sud.

3.4.1 SYSTÈMES DE FIXATION FIXES

Dans les systèmes de fixation fixes, les rangées de module sont positionnées à un angle d'inclinaison fixe¹⁹ et orientés selon un angle fixe.²⁰

Les structures de fixation seront généralement faites d'acier ou d'aluminium, bien qu'il existe aussi des exemples de systèmes basés sur des poutres en bois. Une structure de fixation de bonne qualité devrait :

- Avoir fait l'objet de tests poussés afin de s'assurer que les conceptions répondent ou excèdent les conditions de charge rencontrées sur le site. Cela devrait inclure la conception du système de protection contre la

¹⁹ L'angle d'inclinaison est l'angle des modules PV par rapport au plan horizontal.

²⁰ L'angle d'orientation ou « azimut » est l'angle des modules PV par rapport au sud. Les définitions peuvent varier, mais 0° représente le sud géographique, -90° représente l'est, 180° le nord et 90° l'ouest.

corrosion pour résister à la corrosion sous la surface du sol et atmosphérique.

- Avoir été spécifiquement conçue pour la localisation géographique du site, avec des calculs de la conception structurelle fournis pour vérification de la conception spécifique du site, et un document de garantie de la structure fourni.
- Permettre d'obtenir l'angle d'inclinaison désiré à quelques degrés près.
- Permettre des réglages sur le terrain pouvant réduire le temps d'installation et compenser les imprécisions associées au positionnement des fondations.
- Minimiser les outils et l'expertise requis pour l'installation.
- Respecter les conditions décrites dans le manuel d'installation du module fourni par le fabricant.
- Permettre la dilatation thermique, en utilisant des joints de dilatation si nécessaires dans les sections longues, de sorte que les modules ne fassent pas l'objet de contraintes indues.

L'achat de structures de qualité auprès de fabricants réputés est généralement une option peu coûteuse présentant de faibles risques. Certains fabricants proposent un test et une caractérisation des sols afin de certifier les conceptions pour une localisation de projet spécifique.

Une autre option pourrait consister en l'utilisation de structures sur mesure afin de résoudre les difficultés spécifiques en termes d'ingénierie ou de réduire les coûts. Si une telle option est sélectionnée, il convient de considérer le passif supplémentaire et coûts associés à la validation de l'intégrité structurelle. Hormis cela, ce système devrait être conçu pour en simplifier l'installation. Généralement, les efficacités de l'installation peuvent être réalisées en utilisant des produits disponibles dans le commerce.

Les conditions topographiques du site et les informations recueillies au cours de l'étude géotechnique influenceront le choix du type de fondation. Ce choix affectera à son tour la conception du système de support, certaines conceptions étant mieux adaptées que d'autres à un type de fondation particulier.

Les options de fondations pour les systèmes PV au sol incluent :

- **Des pylônes en béton coulés sur place** : Ceux-ci sont particulièrement adaptés aux petits systèmes et présentent une forte tolérance aux terrains accidentés et en pente. Ils ne sont pas associés à d'importantes économies d'échelle.
- **Des ballastes en béton précontraint** : Il s'agit d'un choix courant pour les fabricants recherchant d'importantes économies d'échelle. Il est même adapté aux lieux dans lesquels il est difficile de percer le sol du fait d'affleurements rocheux ou d'obstacles souterrains. Cette option tolère mal les terrains accidentés ou en pente, mais n'exige aucune compétence spécialisée pour l'installation. Il convient de prendre en considération le risque de mouvement des sols ou d'érosion.
- **Pieux foncés** : Si une étude géotechnique s'avère adéquate, un profil en acier structurel ancré dans le sol peut résulter en des installations peu coûteuses et à grande échelle pouvant être rapidement mises en œuvre. Des compétences spécialisées et un équipement de fonçage de pieux sont nécessaires, mais peuvent ne pas toujours être disponibles.
- **Vis de terre** : Les vis de terre hélicoïdales, généralement en acier, sont une option économiquement intéressante pour les grandes installations et sont adaptées aux terrains accidentés ou en pente. Ceux-ci nécessitent des compétences spécialisées et des machines pour les installer.
- **Socles en acier boulonnés** : Dans des situations où la centrale solaire se trouve sur des dalles de sol en béton adéquates déjà en place, comme des pistes d'atterrissage de terrains d'aviation abandonnés, un socle en acier directement boulonné à la dalle de béton existante peut être une solution appropriée.

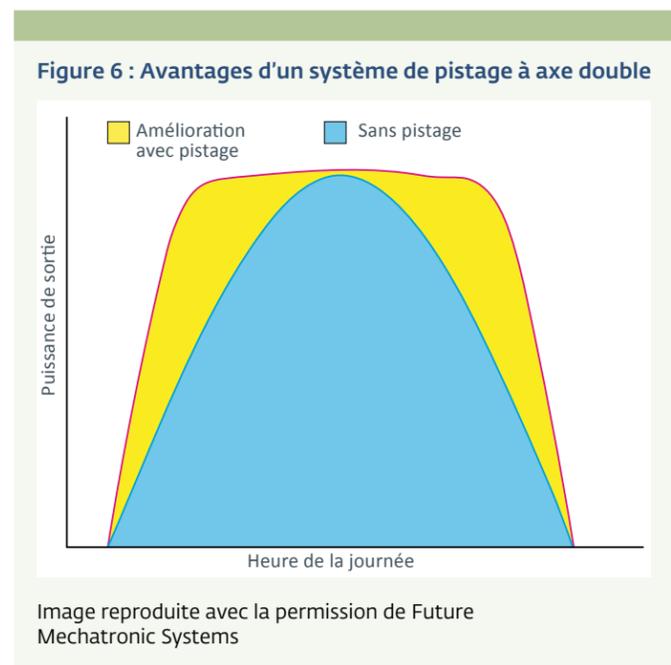
Les systèmes de fixation à inclinaison fixe sont plus simples, moins coûteux et associés à des exigences de maintenance moindres par rapport aux systèmes de poursuite. Il s'agit de l'option privilégiée dans les pays disposant d'un marché solaire naissant et d'une industrie de fabrication de technologie de pistage locale limitée.

3.4.2 SYSTÈMES DE POURSUITE SOLAIRE

Dans les lieux présentant une forte proportion d'ensoleillement direct, les systèmes de poursuite à axe simple ou double peuvent être utilisés afin d'augmenter l'ensoleillement annuel total moyen. Les systèmes de poursuite suivent le soleil dans son déplacement dans le ciel. Ceux-ci sont généralement les seules parties mobiles utilisées dans une centrale électrique PV.

Les systèmes de poursuite à axe simple ne changent que l'orientation ou l'angle d'inclinaison, alors que les systèmes de poursuite à axe double changent à la fois l'orientation et l'angle d'inclinaison. Les systèmes de poursuite à axe double peuvent s'orienter face au soleil plus précisément que les systèmes à axe simple.

En fonction du site et des caractéristiques précises de l'ensoleillement, les systèmes de poursuite peuvent augmenter le rendement énergétique annuel jusqu'à hauteur de 27 pour cent pour les systèmes de poursuite à axe simples et 45 pour cent pour les pisteurs à axe double. La poursuite produit également un plateau de puissance de sortie plus harmonieux, tel qu'illustré à la Figure 6. Cela contribue à répondre à la consommation de pointe l'après-midi, ce qui est courant dans les climats chauds en raison de l'utilisation de climatiseurs.



3.4.3 CERTIFICATION

Les structures de support doivent se conformer aux normes et aux réglementations propres à chaque pays, et les fabricants doivent se conformer à la norme ISO 9001:2000. Cette norme précise les exigences relatives à un système de gestion de la qualité lorsqu'un organisme doit :

- Démontrer son aptitude à fournir régulièrement des produits qui répondent aux exigences des clients et aux exigences réglementaires applicables.
- Viser à améliorer la satisfaction des clients par la bonne application du système. Il s'agit des processus d'amélioration continue, ainsi que l'assurance du respect des exigences des clients et des exigences réglementaires applicables.

3.5 ONDULEURS

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

3.5.1 CONCEPTS DE RACCORDEMENT DES ONDULEURS

Il existe deux grandes catégories d'onduleurs : les onduleurs centraux et les onduleurs de branche. La configuration de l'onduleur central est illustrée à la

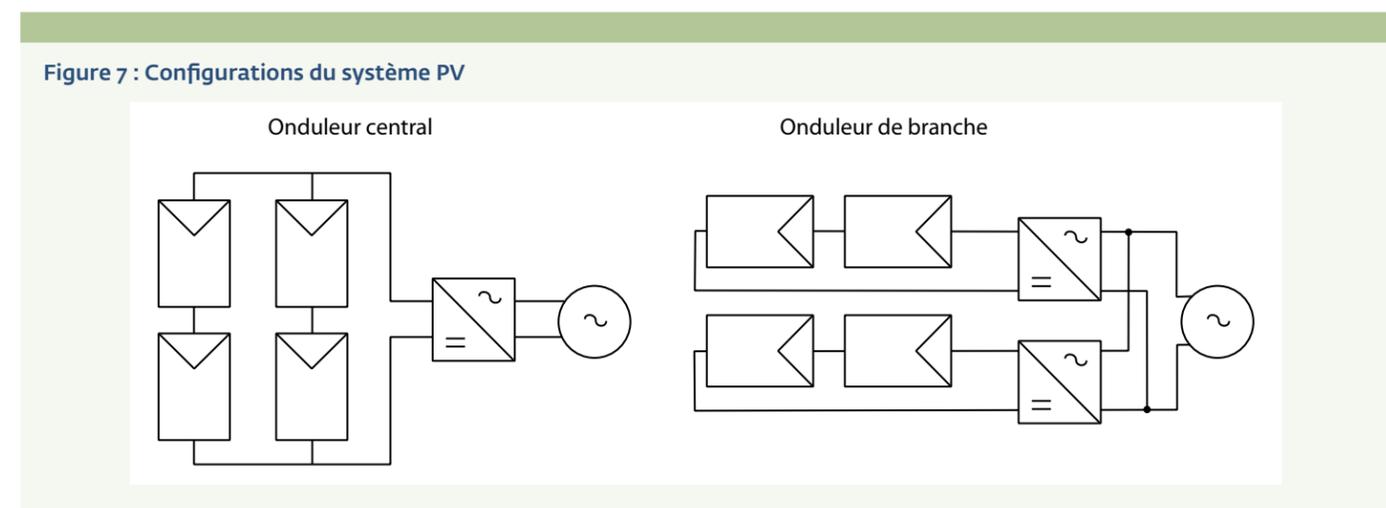
Figure 7 et reste le choix de prédilection pour nombre de centrales solaires PV de moyenne et grande envergure. Un grand nombre de modules sont connectés en série pour former une chaîne haute tension (HT). Les chaînes sont alors connectées en parallèle à l'onduleur.

Les onduleurs centraux offrent une grande fiabilité et simplicité d'installation. Ils présentent cependant des inconvénients : augmentation des pertes par déséquilibre²¹ et l'absence de conversion optimale d'énergie (MPPT)²² pour chaque chaîne. Cela peut causer des problèmes pour les panneaux associés à des inclinaisons et angles d'orientation différents, sur lesquels une ombre est portée, ou qui utilisent différents types de modules.

Les onduleurs centraux sont généralement triphasés et peuvent inclure des transformateurs de fréquence de réseau. Ces transformateurs augmentent le poids et le volume des onduleurs, bien qu'ils fournissent une isolation galvanique du réseau. En d'autres termes, il n'y a pas de connexion électrique entre les tensions d'entrée et de sortie – une condition parfois exigée par les réglementations nationales applicables à la sécurité des installations électriques.

Les onduleurs centraux sont parfois utilisés dans une configuration « maître-esclave ». Cela signifie que certains onduleurs s'arrêtent lorsque le rayonnement est faible, permettant aux autres onduleurs de fonctionner

²¹ Le déséquilibre se réfère à des pertes dues aux modules PV présentant des profils de courant/tension variables utilisés dans le même panneau.
²² La conversion optimale d'énergie est la capacité de l'onduleur à régler son impédance de sorte que la chaîne soit à une tension de fonctionnement qui maximise la puissance de sortie.



à une charge plus proche de la charge optimale. Lorsque l'ensoleillement est élevé, la charge est partagée par tous les onduleurs. En effet, seul le nombre d'onduleurs requis est en fonctionnement à un moment donné. Le temps de fonctionnement étant réparti uniformément entre les onduleurs, la durée de vie prévue peut être prolongée.

En revanche, le concept des onduleurs de branche utilise plusieurs onduleurs pour plusieurs chaînes de modules. Les onduleurs de branche fournissent une MPPT au niveau de la chaîne, toutes les chaînes étant indépendantes les unes des autres. Cette configuration s'avère utile dans les cas où les modules ne peuvent pas être installés selon la même orientation ou lorsque des modules ayant des cahiers des charges différents sont utilisés ou quand il y a des problèmes d'ombrage.

Les chaînes d'onduleurs, qui sont généralement monophasées, présentent aussi d'autres avantages. Tout d'abord, elles peuvent être entretenues et remplacées par du personnel non spécialisé. Deuxièmement, il est pratique de garder des chaînes d'onduleurs de rechange sur place. Cela facilite la gestion des circonstances imprévues, comme en cas de panne d'un onduleur. En comparaison, une panne d'un grand onduleur central, associées à un long délai de réparation, peut conduire à une perte significative de rendement avant qu'il puisse être remplacé.

Les onduleurs peuvent ne pas avoir de transformateur ou inclure un transformateur pour élever la tension. Les onduleurs sans transformateur sont généralement plus efficaces, car ils n'encourent pas de pertes de transformateur.

Dans le cas d'onduleurs de branche sans transformateur (voir Figure 8), la tension du générateur PV doit être significativement plus élevée que la tension côté AC, ou des convertisseurs à élévation CC-CC doivent être utilisés. L'absence de transformateur conduit à une plus grande efficacité, un poids réduit, une taille réduite (50 à 75 pour cent plus léger que les modèles avec transformateur²³) et un coût moins élevé en raison du moindre nombre de composants. D'un autre côté, du matériel de protection supplémentaire doit être utilisé, comme des disjoncteurs de courant de fuite sensible au

23 Navigant Consulting Inc., « A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections », National Renewable Energy Laboratory, Ministère de l'Énergie américain, janvier 2006, <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38771.pdf> (consulté en juillet 2014).

CC, et les parties en mouvement doivent être protégées. La catégorie de protection II de la CEI²⁴ doit être mise en œuvre sur l'installation. Les onduleurs sans transformateur entraînent également une augmentation des interférences électromagnétiques (EMI).²⁵

Les onduleurs avec transformateurs assurent une isolation galvanique. Les onduleurs centraux sont généralement équipés de transformateurs. Des tensions sûres (<120 V) côté CC sont possibles dans cette conception. La présence d'un transformateur conduit également à une réduction des courants de fuite, qui à leur tour réduit les IEM. Mais cette conception a ses inconvénients, qui apparaissent sous la forme de pertes (charge et sans charge²⁶) et d'une augmentation du poids et de la taille de l'onduleur.

3.5.2 MONTAGE ÉLECTRIQUE DES ONDULEURS

Les onduleurs fonctionnent en utilisant des dispositifs de commutation de puissance tels que le thyristor ou transistor bipolaire à grille isolée (IGBT)²⁷ pour couper le courant continu sous forme d'impulsions qui fournissent la reproduction d'une forme d'onde sinusoïdale du CA. La nature de l'onde du CA générée signifie qu'elle peut propager des interférences dans le réseau. Par conséquent, des filtres doivent être appliqués afin de limiter l'interférence de compatibilité électromagnétique (CEM) émise dans le réseau. Des fonctions de protection de circuit devraient être incluses dans la conception d'un bon onduleur.

Les onduleurs doivent être fournis avec les contrôleurs afin de mesurer la tension de sortie du réseau et de contrôler le processus de commutation. En outre, le contrôleur peut fournir la fonctionnalité MPPT.

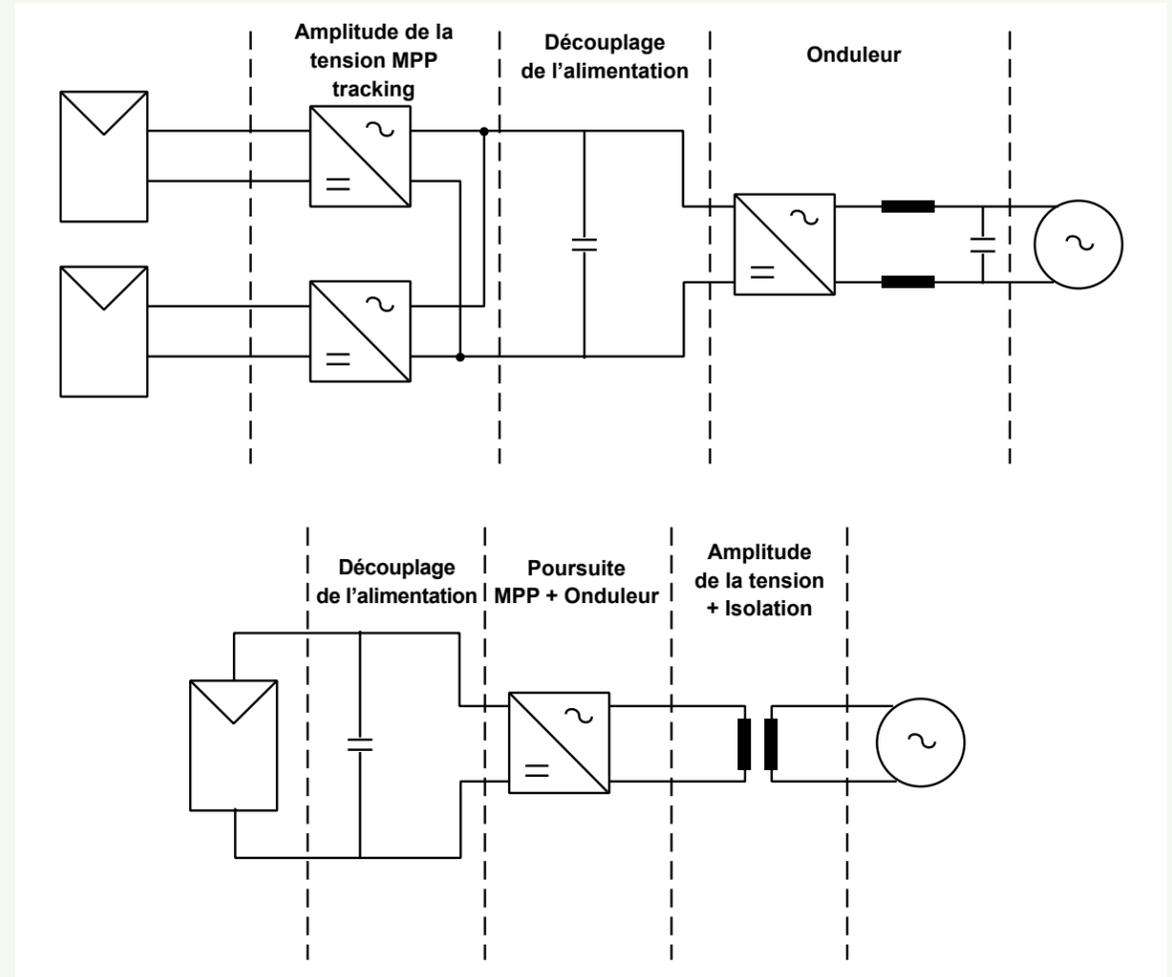
24 CEI, Catégorie de protection II, fait référence à un dispositif à double isolation et qui ne nécessite donc pas de mise à la terre.

25 La perturbation électromagnétique affecte un circuit électrique en raison soit de l'induction électromagnétique ou d'un rayonnement électromagnétique émis par une source externe. La perturbation peut interrompre, entraver, ou autrement dégrader ou limiter la bonne performance du circuit.

26 Les pertes de cuivre qui dépendent de la charge associées aux bobines de transformateur sont appelées pertes de charge. Les pertes de fer indépendantes de la charge produites par le courant magnétisant de base du transformateur sont appelées pertes à vide.

27 Le transistor bipolaire à grille isolée est un dispositif semi-conducteur de puissance à trois bornes principalement utilisé comme commutateur électronique et est remarqué dans les nouveaux appareils pour combiner efficacité élevée et rapidité de commutation.

Figure 8 : Représentation schématique d'un onduleur avec transformateur et sans transformateur



3.5.3 EFFICACITÉ

Plusieurs types de gains d'efficacité différents ont été définis pour les onduleurs. Ceux-ci décrivent et quantifient l'efficacité des différents aspects du fonctionnement d'un onduleur. La recherche d'une manière objective de quantifier les performances de l'onduleur est toujours en cours. De nouvelles façons de mesurer l'efficacité sont souvent proposées dans la littérature. Les méthodes les plus couramment utilisées sont décrites ci-dessous.

Le rendement de conversion est une mesure des pertes subies au cours de la conversion de courant continu en courant alternatif.

Ces pertes sont dues à plusieurs facteurs : la présence d'un transformateur et les pertes magnétiques et de cuivre associées, l'autoconsommation de l'onduleur, et les pertes dans l'électronique de puissance. L'efficacité de conversion est définie comme le rapport de la composante fondamentale de la puissance de sortie en CA de l'onduleur, divisée par l'alimentation en CC :

$$\eta_{Con} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{\text{composante fondamentale de la puissance de sortie en AC}}{\text{alimentation en CC}}$$

Le rendement de conversion n'est pas constant, mais dépend de l'alimentation en CC, de la tension de fonctionnement, et des conditions météorologiques, notamment la température ambiante et l'ensoleillement. L'écart dans l'ensoleillement au cours d'une journée entraîne des fluctuations de la puissance de sortie et du point de fonctionnement optimal (MPP) d'un panneau PV. En conséquence, l'onduleur est continuellement soumis à des charges différentes, conduisant à une efficacité variable. La tension à laquelle les onduleurs atteignent leur efficacité maximum est une variable conceptuelle importante, car elle permet aux planificateurs du système d'optimiser le câblage du système.

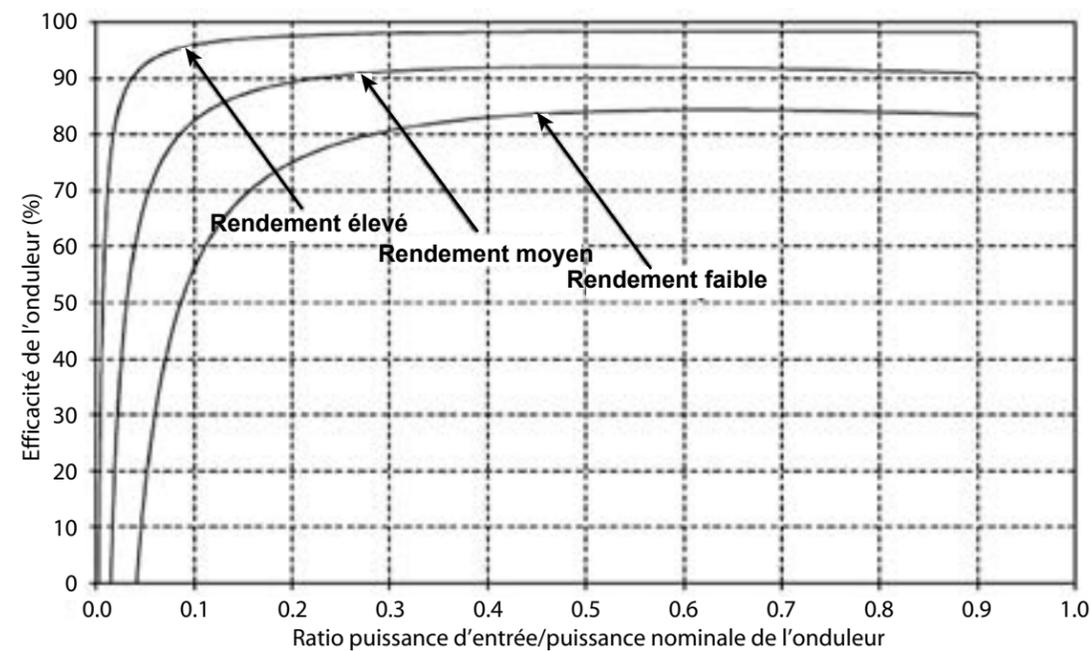
En raison de la nature dynamique du rendement de l'onduleur, les diagrammes sont également mieux adaptés à la représentation de valeurs numériques uniformes. Un exemple illustrant la dépendance du rendement de l'onduleur à la charge de l'onduleur est fourni dans la Figure 9.

Le rendement européen est une méthode reconnue de mesure de l'efficacité de l'onduleur. Il s'agit d'un rendement calculé pondéré sur une distribution de puissance qui correspond aux conditions climatiques de fonctionnement d'une centrale européenne. La norme de rendement, qui est un moyen utile de comparer l'efficacité des onduleurs,²⁸ tente également de capturer le fait que, en Europe centrale, la majorité de l'électricité est produite près du milieu de la plage de puissance d'un module PV.

Une autre méthode de comparaison du rendement utilise le Rendement californien. Bien que la norme soit basée sur le même raisonnement que pour le Rendement européen, elle est calibrée pour des localisations présentant un ensoleillement moyen plus élevé.

²⁸ Si $h_{50\%}$ dénote l'efficacité à une charge égale à 50% de la puissance nominale, le Rendement européen est défini ainsi : $n_{\text{Euro}} = 0,03 \times n_{5\%} + 0,06 \times n_{10\%} + 0,13 \times n_{20\%} + 0,1 \times n_{30\%} + 0,48 \times n_{50\%} + 0,2 \times n_{100\%}$

Figure 9 : Courbes de rendement des onduleurs à rendement élevé, moyen et faible en tant que fonctions du ratio puissance d'entrée/puissance nominale de l'onduleur



Source: J.D. Mondol, Y.G. Yohanis, B. Norton, « Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems », *Solar Energy*, Vol. 80, Numéro 12, 2006, p. 1517-1539 (consulté en juillet 2014).

Les onduleurs peuvent avoir un Rendement européen typique de 95 pour cent et des rendements maximum pouvant atteindre 98 pour cent. La plupart des onduleurs utilisent des algorithmes MPPT pour ajuster l'impédance de la charge et maximiser la puissance du panneau PV. Les rendements les plus élevés sont atteints par les onduleurs sans transformateur.

3.5.4 CERTIFICATION

Afin d'assurer une qualité et une performance élevées et de minimiser les risques, les onduleurs doivent être conformes à un certain nombre de normes. Les exigences en termes de respect des normes dépendent de l'emplacement du projet et du type d'onduleur.

Les grands organismes de normalisation d'intérêt pour les onduleurs sont Deutsches Institut für Normung (DIN), Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), la CEI et la norme européenne (EN). Les onduleurs doivent être compatibles avec la norme de conformité européenne (CE) pour pouvoir être installés en Europe. Le Tableau 3 est une liste non exhaustive des normes auxquelles les onduleurs doivent se conformer selon la pratique européenne.

3.5.5 FABRICANTS D'ONDULEURS

Les fabricants d'onduleurs solaires sont principalement basés en Europe et en Amérique du Nord, mais les grands acteurs que sont la Chine et le Japon sont entrés sur le marché des onduleurs. Certains des grands fournisseurs, tels que SMA, ABB (qui a acquis Power One) et Kaco, ont perdu une partie de leurs parts de marché, principalement en raison de volumes de ventes réduits sur le marché asiatique.

Une étude menée en 2014 par *Photon International* (avril 2014) a indiqué qu'il existait plus de 60 fournisseurs d'onduleurs et plus de 1 757 produits, dont 1 445 dans la catégorie des onduleurs de 10 kW à 500 kW.

Les organismes de recherche sur le marché tels qu'IHS, Solarbuzz et Bloomberg New Energy Finance²⁹ dressent des listes annuelles des dix principaux fournisseurs d'onduleurs.

Il est recommandé qu'un conseiller technique indépendant examine la technologie et le type d'onduleur en ce qui concerne les spécifications techniques, la reconnaissance de qualité, les antécédents et l'expérience du fournisseur, ainsi que le respect des normes techniques et de sécurité internationales et nationales pertinentes. Les garanties devraient également être examinées et évaluées afin de s'assurer qu'elles respectent les normes de l'industrie.

²⁹ IHS Technology, <https://technology.ihs.com>; Solaire Buzz, <http://www.solarbuzz.com>; Bloomberg New Energy Finance, <http://www.nef.com>.

Tableau 3 : Liste indicative des normes relatives aux onduleurs

EN 61000-6-1 : 2007	Compatibilité électromagnétique (CEM). Normes génériques. Immunité pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère.
EN 61000-6-2 : 2005	EMC. Normes génériques. Immunité pour les environnements industriels.
EN 61000-6-3 : 2007	EMC. Normes génériques. Norme sur l'émission pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère.
EN 61000-6-4 : 2007	EMC. Normes génériques. Norme sur l'émission pour les environnements industriels.
EN 55022 : 2006	Équipement de technologie de l'information. Caractéristiques des perturbations radio. Limites et méthodes de mesure.
EN 50178 : 1997	Équipement électronique utilisé dans les installations électriques.
CEI 61683 : 1999	Systèmes photovoltaïques – Climatiseurs - Procédure de mesure de l'efficacité.
CEI 61721 : 2004	Caractéristiques de l'interface de service.
CEI 62109-1 et 2 : 2011-2012	Sécurité des convertisseurs de puissance pour les systèmes photovoltaïques.
CEI 62116 : 2008	Mesures de prévention de l'îlotage pour les onduleurs photovoltaïques utilitaires interconnectés.

3.6 QUANTIFICATION DU RENDEMENT DE LA CENTRALE

Il est prévu que le rendement d'une centrale PV chute au cours de sa durée de vie, en particulier dans la deuxième et la troisième décennie, les modules continuant à se dégrader et les composants de la centrale vieillissant. Outre la qualité de l'installation initiale, un haut degré de responsabilité incombe à l'entrepreneur E&M quant à la performance d'une centrale PV. Cette section explique comment la performance opérationnelle d'une centrale PV peut être quantifiée.

3.6.1 COEFFICIENT DE RENDEMENT

Le coefficient de rendement (CR) est un paramètre couramment utilisé pour quantifier la performance de la centrale PV. Habituellement exprimé en pourcentage, le CR fournit un point de référence permettant de comparer les centrales sur un temps donné, indépendamment de la capacité de la centrale ou de la ressource solaire. Une centrale avec un CR élevé est plus efficace pour convertir le rayonnement solaire en énergie utile.

Le CR est défini comme le rapport entre le rendement en CA exporté et le rendement théorique qui serait généré par la centrale si les modules convertissaient l'ensoleillement reçu en énergie utile en fonction de leur capacité nominale. La définition complète du CR est donnée dans la norme CEI 61724 « Surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques—Recommandations pour la mesure, le transfert et l'analyse des données ». Il peut être exprimé comme suit :

$$CR = \frac{\text{Rendement en CA (kWh)} \times 1(\text{kW/m}^2)}{\text{Puissance installée en CC (kWc)} \times \text{Plan d'ensoleillement du panneau (kWh/m}^2)} \times 100\%$$

Le CR quantifie l'effet global des pertes du système sur la capacité nominale, y compris les pertes causées par les modules, la température, la réduction de l'efficacité dans des conditions de lumière faible, les onduleurs, le câblage, l'ombrage et les salissures.

Le CR d'une plante peut être estimé à l'aide de simulations, ou bien peut être calculé pour une centrale opérationnelle en mesurant de l'ensoleillement et le rendement en CA.

Les pertes de l'installation PV varient selon les conditions environnementales au cours de l'année, le CR de la centrale varie également. Par exemple, le coefficient de puissance plus élevé à une température négative pour les

modules cristallins peut conduire à une augmentation des pertes à des températures ambiantes élevées. Un CR variant entre environ 77 pour cent en été et 86 pour cent en hiver (avec un CR annuel moyen de 82 pour cent) ne serait pas inhabituel pour une centrale solaire PV bien conçue qui ne fonctionne pas dans des conditions de températures ambiantes élevées.

Certaines centrales utilisant des modules en a-Si démontrent l'effet inverse : au cours des mois d'été, le CR augmente, chutant à nouveau dans les mois froids l'hiver. Cela est dû au fait que la dégradation Staebler-Wronski est partiellement réversible à des températures élevées. Il est fréquent d'observer des oscillations saisonnières du CR de des centrales à a-Si en raison de ce processus de recuit thermique.

En moyenne pour l'année, un CR de l'ordre de soixante-dix ou quatre-vingt est typique pour une centrale bien conçue. Ce chiffre peut diminuer à mesure que la centrale vieillit, en fonction des taux de dégradation du module.

3.6.2 RENDEMENT SPÉCIFIQUE

Le « rendement spécifique » (kWh/kWc) est l'énergie annuelle totale générée par kWc installé. Il est souvent utilisé pour aider à déterminer la valeur financière d'une centrale et comparer les résultats opérationnels de différentes technologies et systèmes. Le rendement spécifique d'une installation dépend de :

- L'ensoleillement annuel total tombant sur le plan du capteur. Il peut être augmenté en inclinant les modules de manière optimale ou en utilisant la technologie de poursuite.
- La performance du module, dont la sensibilité aux hautes températures et aux faibles niveaux de luminosité.
- Les pertes du système, y compris les temps d'arrêt de l'onduleur.

Certains fabricants de modules affirment que leurs produits permettent des rendements énergétiques kWh/kWc nettement plus que ceux de leurs concurrents. Cependant, la divergence entre la puissance maximale réelle et la puissance nominale et la correction pour d'autres distorsions techniques doivent également être prises en compte.

3.6.3 FACTEUR DE CAPACITÉ

Le facteur de capacité d'une installation PV (généralement exprimé en pourcentage) est le rapport entre la production réelle sur une période d'un an et sa production si elle avait fonctionné à la puissance nominale toute l'année, tel que décrit par la formule suivante :

$$FC = \frac{\text{énergie produite par an (kWh)}}{8760 (\text{heures/an}) \times \text{puissance installée (kWc)}}$$

L'utilisation du terme « facteur de capacité » est moins courante dans l'industrie solaire que le terme « rendement spécifique ». Facteur de capacité et rendement spécifique sont simplement liés par le facteur 8760. Le facteur de capacité d'une installation PV à inclinaison fixe peut varier de 12 pour cent à 24 pour cent en fonction de la ressource solaire et de l'indice de performance de l'installation. En Allemagne, un facteur de capacité de 12 pour cent peut être typique. Des facteurs de capacité supérieurs, aux environs de 16 pour cent peuvent être enregistrés dans le sud de l'Espagne, où la ressource solaire est supérieure. Pour la Thaïlande et le Chili, les facteurs de capacité peuvent être de l'ordre de 18 pour cent et 22 pour cent respectivement. Une centrale de 5 MWc au Chili va générer l'équivalent en énergie d'une centrale de 1,1 MW fonctionnant en continu.

4.1 VUE D'ENSEMBLE DE LA RESSOURCE SOLAIRE

La ressource solaire attendue sur toute la durée de vie d'une centrale solaire PV est estimée au mieux en analysant les données historiques sur la ressource solaire pour le site. L'obtention d'une première approximation de la puissance de sortie d'une centrale PV dépend dans une large mesure de la surface d'ensoleillement du panneau. La précision de toute prévision des rendements de l'énergie solaire dépend donc dans une large mesure de l'exactitude des données historiques de la ressource solaire. L'obtention de données antérieures fiables sur la ressource est une étape cruciale du processus de développement et est essentielle au financement de projet.

Il existe deux sources principales de données sur la ressource solaire : les données satellitaires et les mesures terrestres. Chacune des deux sources présentant des mérites particuliers, le choix dépendra du site donné. Les mesures terrestres prises sur le site peuvent être utilisées pour calibrer les données satellitaires sur la ressource afin d'en améliorer la précision et la certitude.

La ressource solaire étant par nature intermittente, il est important de comprendre la variabilité interannuelle. Souvent, une dizaine d'années de données sont souhaitables pour calculer la variation avec un degré de confiance raisonnable, bien que de nombreux projets aient été réalisés avec des niveaux moins détaillés des données historiques (voir la liste de vérification à la fin du Chapitre 4).

Les sections suivantes décrivent comment la ressource solaire peut être quantifiée et résume les étapes du processus d'évaluation de la ressource solaire.

4.2 QUANTIFICATION DE LA RESSOURCE SOLAIRE

La ressource solaire d'un lieu est généralement définie par l'irradiation normale directe,³⁰ l'irradiation diffuse horizontale et l'irradiation globale horizontale.³¹ Ces paramètres sont décrits ci-dessous :

³⁰ L'IGI est la quantité de rayonnement solaire reçue par unité de surface toujours maintenue perpendiculairement (ou en position normale) par rapport aux rayons du soleil qui arrivent en ligne droite du soleil dans sa position actuelle dans le ciel.

³¹ L'IGH est la quantité totale de rayonnement solaire à ondes courtes reçue depuis le haut par une surface horizontale par rapport au sol.

La ressource solaire étant par nature intermittente, il est important de comprendre la variabilité interannuelle. Au moins dix ans de données sont généralement nécessaires pour calculer la variation avec un degré de confiance raisonnable.



- **L'irradiation normale directe (IND) :** La composante d'énergie en faisceau reçue sur une unité de surface *faisant directement face au soleil*, en permanence. L'IND présente un intérêt particulier pour les installations solaires à poursuite solaire et les technologies solaires de concentration (les technologies de concentration ne peuvent qu'utiliser de la composante de faisceau direct de l'ensoleillement).
- **L'irradiation diffuse horizontale (IDH) :** L'énergie reçue sur une unité de surface horizontale du rayonnement qui se disperse depuis de l'atmosphère ou dans les environs est l'IDH.
- **L'irradiation globale horizontale (IGH) :** L'énergie solaire totale reçue sur une unité de surface horizontale est l'IGH. Elle inclut l'énergie solaire qui est reçue sous forme de faisceau direct (la composante horizontale d'IND) et l'IDH. La somme annuelle de l'IGH est particulièrement pertinente pour les centrales PV, qui sont capables d'utiliser les composantes diffuses et faisceaux du rayonnement solaire.

Dans l'hémisphère nord, une surface inclinée selon un angle orienté vers le sud reçoit une irradiation globale annuelle totale plus élevée qu'une surface horizontale. En effet, une surface inclinée en direction du sud fait directement face au soleil pendant une période de temps plus longue. Dans l'hémisphère sud une surface inclinée vers le nord reçoit une irradiation globale annuelle totale

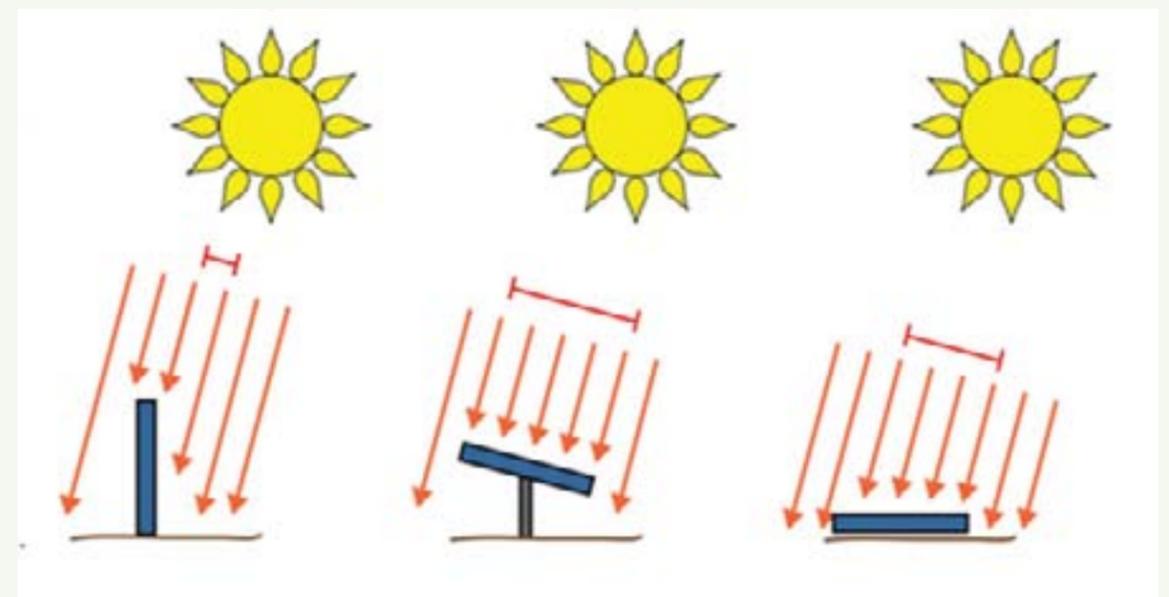
supérieure. La figure 10 illustre la raison pour laquelle l'angle d'inclinaison est important pour optimiser l'énergie incidente sur le plan du capteur.

La quantité de rayonnement reçue peut être quantifiée pour tout angle d'inclinaison par l'irradiation globale inclinée (IGI).³² L'angle d'inclinaison optimal varie principalement avec la latitude et peut aussi dépendre des conditions météorologiques locales et des configurations de l'agencement de la centrale. Un logiciel de simulation peut être utilisé pour calculer le rayonnement sur un plan incliné. Une partie de ce calcul prend en compte le rayonnement réfléchi par le sol en direction des modules. Ceci est fonction de la réflectance du sol, ou albédo. Ces termes sont définis ci-dessous :

- **Irradiation Globale Inclinée (IGI) :** L'énergie solaire totale reçue sur une unité de surface inclinée. Elle inclut les faisceaux directs et les composantes diffuses. Une valeur élevée de moyenne annuelle d'IGI à long terme constitue le paramètre de ressource le plus important pour les promoteurs de projets.
- **Albédo :** Le facteur de réflectivité du sol ou albédo dépend dans une large mesure du site. Un albédo plus élevé se traduit par une plus grande réflectivité. L'herbe

³² L'IGI est irradiation totale tombant sur une surface inclinée.

Figure 10 : Effet de l'inclinaison sur le captage du rayonnement solaire



fraîche a un facteur d'albédo de 0,26, qui diminue à un minimum d'environ 0,15 lorsqu'elle est sèche. L'asphalte a une valeur comprise entre 0,09 et 0,15, ou 0,18 si elle est mouillée. La neige fraîche a un albédo de l'ordre de 0,8, ce qui signifie que 80 pour cent du rayonnement est réfléchi.

4.3 ÉVALUATION DE LA RESSOURCE SOLAIRE

Des valeurs annuelles moyennes à long terme de l'IGH et de l'IND peuvent être obtenues pour un site par interpolation des mesures relevées par les stations de mesure au sol à proximité ou par des modèles solaires qui utilisent données satellitaires, atmosphériques et météorologiques. Dans l'idéal, des séries de valeurs horaires de l'IGH et de l'IDH sont utilisées pour le développement du projet PV. Des données représentant une période d'au moins dix années consécutives sont souhaitables pour tenir compte des variations climatiques. Toutefois, une aussi vaste fourchette de données historiques n'est pas toujours disponible, en particulier dans les stations de mesures terrestres. Les sources de données satellitaires sont donc souvent acceptables.

Les données par étapes de temps horaires ou sous-horaires sont privilégiées. Des techniques statistiques peuvent être utilisées pour convertir les valeurs moyennes mensuelles en valeurs horaires simulées si celles-ci ne sont pas immédiatement disponibles.

Les stations de mesure de la ressource solaire au sol sont très inégalement réparties dans le monde entier. Les pays disposent de normes différentes en termes de calibration, de procédures de maintenance et de périodes de mesure historiques. En outre, à mesure que la distance à une station de mesure solaire augmente, l'incertitude des valeurs interpolées d'irradiation augmente. D'autre part, le développement de modèles solaires utilisant des données satellite a progressé à mesure que la précision de ces données augmente. La distance précise à laquelle les données satellitaires deviennent préférables aux données interpolées à partir de capteurs au sol dépend de chaque cas individuel. Les mérites relatifs des mesures terrestres et des données satellitaires sont discutés ci-dessous.

4.3.1 MESURES TERRESTRES

L'approche traditionnelle de la mesure de la ressource solaire consiste à utiliser des capteurs solaires au sol. Une variété de capteurs de mesure du rayonnement global et diffus est disponible chez un certain nombre de fabricants différents, associés à différentes implications en termes de

précision et de coût. Les deux principales catégories de technologie sont les suivantes :

- **Pyranomètres thermiques** : Il s'agit généralement d'une surface absorbante consistant en une plaque de métal noir positionnée au-dessous de deux dômes hémisphériques en verre dans un boîtier de métal blanc. L'ensoleillement réchauffe la plaque de métal noir en proportion de son intensité. Le degré de réchauffement par rapport au boîtier métallique peut être mesuré à l'aide d'un thermocouple. Des mesures de haute précision d'irradiation globale peuvent être réalisées avec un nettoyage et recalibrage régulier. En outre, l'irradiation diffuse peut être mesurée si un disque d'ombrage tournant est utilisé pour bloquer le rayonnement en faisceau voyageant directement depuis le soleil. Un exemple de pyranomètre est présenté dans la Figure 11. L'incertitude théorique des valeurs agrégées quotidiennes mesurées par les pyranomètres (en fonction de la catégorie de précision) est de l'ordre de ± 2 pour cent à ± 8 pour cent. Les pyranomètres thermiques ont un temps de réponse relativement lent et peuvent ne pas être en mesure de saisir des niveaux d'éclairement énergétique variant rapidement en raison de la présence de nuages.
- **Capteurs en silicium** : En règle générale, ceux-ci sont moins chers que pyranomètres et se composent d'une cellule PV, souvent en silicium cristallin (c-Si). Le courant délivré est proportionnel à l'ensoleillement. La compensation de température peut être utilisée pour augmenter la précision, mais sa portée est limitée par la sensibilité spectrale de la cellule. Certaines longueurs



d'onde (par exemple, dans la longue longueur d'onde de l'infrarouge) ne peuvent pas être mesurées avec précision, ce qui entraîne une incertitude de mesure plus élevée des valeurs agrégées quotidiennes de l'ordre de ± 5 pour cent par rapport aux pyranomètres thermiques.

Chaque type de capteur est soumis au vieillissement, et la précision diminue avec le temps. Par conséquent, il est important de les recalibrer au moins tous les deux ans. On peut s'attendre à ce que l'irradiation annuelle IGH solaire fournie par des capteurs au sol bien entretenus puisse être mesurée avec une précision relative de ± 3 pour cent à ± 5 pour cent, en fonction de la catégorie du capteur, de la localisation du site, du calibrage et de l'entretien. L'entretien est très important car des capteurs sales ou mal calibrés peuvent facilement obtenir des données manquant de fiabilité.

La Section 7.7.2 propose des normes de qualité pour la surveillance de l'ensoleillement des centrales PV de grande ampleur pour permettre aux promoteurs d'utiliser un équipement qui sera acceptable pour les investisseurs et les institutions financières.

4.3.2 DONNÉES SATELLITAIRES

Les données satellitaires offrent une large couverture géographique et peuvent être obtenues de manière rétrospective pour les périodes historiques au cours desquelles aucune mesure au sol n'était relevée. Cela s'avère particulièrement utile pour évaluer des séries temporaires horaires ou sous-horaires ou des moyennes à long terme agrégées. Une combinaison de méthodes analytiques, numériques et empiriques peut permettre d'obtenir des données à 15 minutes ou à 30 minutes, avec une résolution spatiale nominale pouvant aller jusqu'à 90 m x 90 m, en fonction de la région et du satellite.

Un avantage d'une évaluation des ressources satellitaires est que les données ne sont pas sensibles aux discontinuités de maintenance et d'étalonnage. Les variations radiométriques et géométriques des capteurs des satellites peuvent être contrôlées et corrigées. Le même capteur est utilisé pour évaluer différents lieux sur une large zone pendant de nombreuses années. Cela peut être particulièrement utile pour comparer et classer les sites car les erreurs de polarisation sont cohérentes. Des cartes du rayonnement solaire de l'IGH, de l'IDH (ou de l'IND) mensuel à une résolution spatiale d'environ 4 km sont aujourd'hui un standard pour la production de séries temporelles historiques sur le long terme et d'atlas solaires

spatialement continus, tels que ceux présentés à la Figure 12 et la Figure 13.

Des efforts sont en cours pour améliorer la précision des données satellitaires. Cela peut consister à utiliser des techniques plus avancées afin de mieux cartographier les nuages, en particulier dans les zones de hautes montagnes, les zones côtières, et les surfaces fortement réfléchissantes, comme les plaines de sel et les régions enneigées. Des améliorations substantielles peuvent également être observées dans l'amélioration des modèles atmosphériques et des données d'entrée, tels que les aérosols et la vapeur d'eau. La meilleure résolution spatiale et temporelle des bases de données d'entrée sur l'atmosphère contribue à améliorer la cartographie de la poussière générée localement, de la fumée issue de combustion de biomasse et de la pollution d'origine anthropique. Les effets des caractéristiques du terrain (élévation et effets d'ombrage) sont également mieux pris en considération par les nouvelles approches.

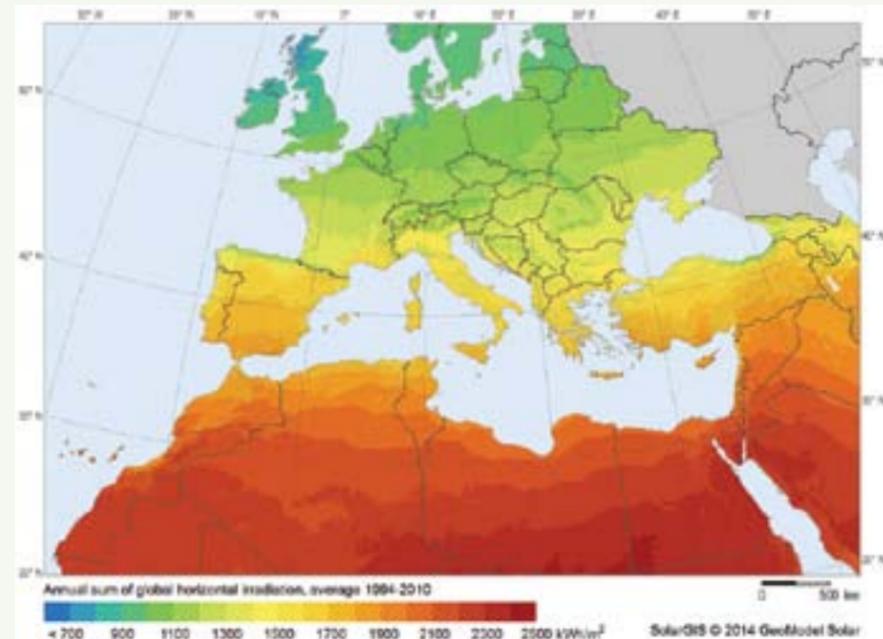
4.3.3 ADAPTATION AU SITE DES DONNÉES ISSUES DES RESSOURCES SATELLITAIRES

Pour les lieux dotés d'une faible densité de stations météorologiques, et qui comptent sur les données satellitaires, la surveillance de la ressource solaire du site peut être envisagée lors de l'étape de faisabilité du projet. La mesure à court terme de la ressource du site peut être utilisée pour adapter (calibrer) des séries temporelles de données chronologiques à long terme. Cette adaptation au site des données satellitaires réduit la polarisation (écart systématique) et la déviation aléatoire des valeurs horaires ou sous-horaires. En général, les données des mesures effectuées sur un minimum de neuf mois peuvent être utilisées pour réduire le biais existant, et améliorer l'estimation de la moyenne à long terme. Les meilleurs résultats sont toutefois obtenus en procédant à une surveillance pour un minimum de 12 mois afin de mieux saisir les variations saisonnières.

4.3.4 VARIABILITÉ DU RAYONNEMENT SOLAIRE

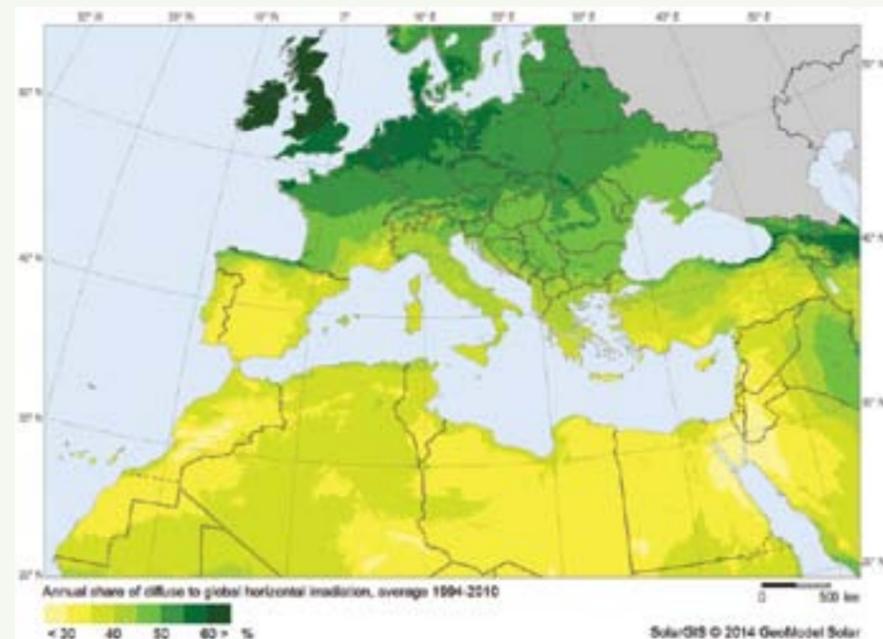
La ressource solaire est par nature intermittente : sur une année donnée, l'irradiation globale annuelle totale sur un plan horizontal varie par rapport à la moyenne à long terme en raison de fluctuations météorologiques. Même si le propriétaire d'une centrale PV ne peut pas savoir à quel rendement énergétique s'attendre dans une année donnée, il est possible d'avoir une bonne idée du rendement attendu en moyenne sur le long terme.

Figure 12 : Somme annuelle de l'IGH, moyenne 1994-2010



Source: Image reproduite avec la permission de Geomodel Solar <http://geomodelsolar.eu/>

Figure 13 : Part annuelle de l'IHD par rapport à l'IGH, moyenne 1994-2010



Source: Image reproduite avec la permission de Geomodel Solar <http://geomodelsolar.eu/>

Pour aider les prêteurs à comprendre les risques et effectuer une analyse de sensibilité, il est important de quantifier les limites de la variabilité année par année, ou « variation interannuelle ». Habituellement, dix ans de mesures au sol ou de données satellitaires sont souhaitables, même si une évaluation de la variation interannuelle peut parfois être obtenue avec une confiance raisonnable en utilisant un ensemble de données couvrant une période historique plus courte. Des articles de recherche montrent que pour le Sud de l'Europe³³ (notamment l'Espagne), le coefficient de variation (écart type divisé par la moyenne³⁴) est inférieure à 4 pour cent. En Europe centrale, il peut être supérieur à 12 pour cent.

- 33 M. Suri, T. Huld, E.D. Dunlop, M. Albuissou, M. Lefevre & L. Wald, « Uncertainties in photovoltaic electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation », Débats de la 22e Conférence européenne sur l'énergie solaire photovoltaïque. Milan, Italie, 3 au 7 septembre 2007 (consulté en juillet 2014).
- 34 Le coefficient de variation est une mesure normalisée sans dimension de la dispersion d'une distribution de probabilité. Elle permet la comparaison des différents flux de données en faisant varier les valeurs moyennes.

Tableau 4 : Variation interannuelle de l'irradiation globale horizontale calculée à partir de la base de donnée SolarGIS

Localisation	Nombre d'années de données	Coefficient de variation
New Delhi	15	3,4 %
Mumbai	15	3,4 %
Chennai	15	2,5 %

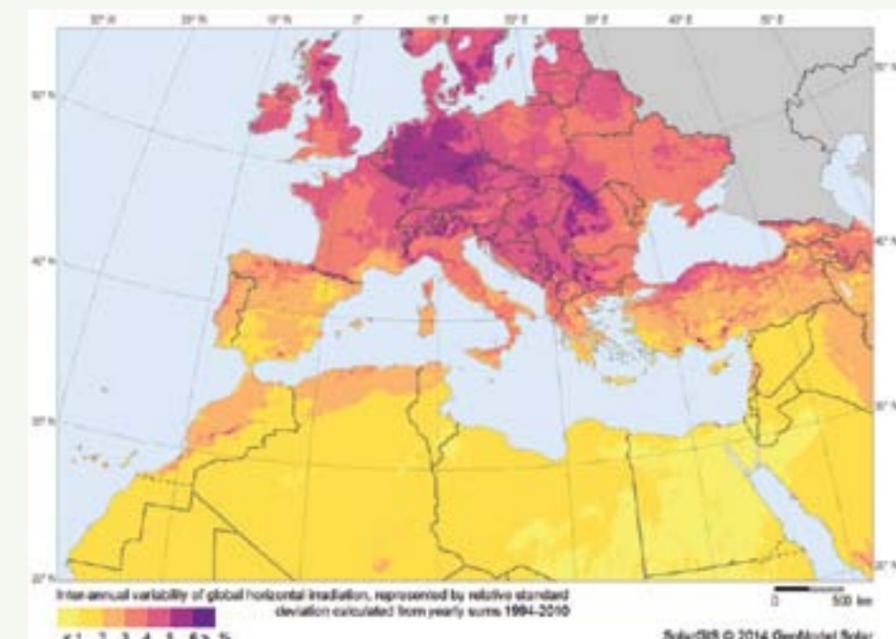
Le Tableau 4 montre le coefficient de variation pour trois emplacements en Inde obtenu à partir de données fournies par SolarGIS.

La figure 14 montre comment la variabilité interannuelle varie en fonction de la localisation du site pour l'Europe, l'Afrique du Nord et au Moyen-Orient.

4.3.5 SOURCES DE DONNÉES SUR LA RESSOURCE SOLAIRE

Il existe une variété d'ensembles de données de ressources solaires différents disponibles avec divers niveaux de précisions, résolutions, périodes historiques et couvertures

Figure 14 : Variabilité interannuelle de l'IHD (déviatoin standard relative) 1994-2010



Source: Image reproduite avec la permission de Geomodel Solar <http://geomodelsolar.eu/>

géographiques. Les ensembles de données font soit appel à des mesures au sol dans les stations météorologiques bien contrôlées, soit utilisent des données satellitaires traitées. Le tableau 5 résume quelques-uns des ensembles de données plus applicables à l'échelle mondiale. Des informations supplémentaires sur l'ensemble de données disponibles pour un pays ou une région spécifique peuvent être obtenues en ligne.³⁵

Dans le financement de projets d'énergie solaire, les institutions financières se montrent de plus en plus

35 Programme des Nations Unies pour l'environnement, « Solar Dataset », <http://www.unep.org/climatechange/mitigation/renewableenergy/SolarDataset/tabid/52005/Default.aspx> (consulté en juillet 2014).

sophistiquées dans leur analyse de la ressource solaire. Leurs exigences s'orientent vers l'analyse de multiples ensembles de données, le renvoi à des valeurs obtenues à partir de données satellitaires haute résolution et une analyse de l'incertitude robuste.

Dans un marché concurrentiel, les institutions financières ont tendance à donner de meilleures conditions de financement pour les projets présentant le risque de retour le plus faible. Un élément important de l'évaluation des risques est la confiance qui peut être placée dans la ressource solaire à l'emplacement du site. Les promoteurs peuvent réduire le risque perçu de la ressource solaire à long terme en :

Tableau 5 : Données sur la ressource solaire		
Source des données	Type	Description
SolarGIS [1]	Satellitaires commerciales	Des données sur les ressources solaires sont disponibles pour les latitudes comprises entre 60° Nord et 50° Sud à une résolution spatiale de 250 m. Les paramètres des ressources solaires sont calculés à partir de données satellitaires, de données atmosphériques et de modèles numériques de terrain. Des données sur les ressources solaires sont disponibles à partir des années 1994, 1999, ou 2006 (selon la région) jusqu'à l'heure actuelle et disposent d'une résolution temporelle allant jusqu'à 15 minutes. La base de données a été largement validée dans plus de 180 sites dans le monde.
3Tier [2]	Satellitaires commerciales	L'ensemble de données dispose d'une couverture mondiale comprise entre 48° S et 60° N avec des cartes spatiales et des séries horaires de rayonnement à une résolution spatiale d'environ 3 km (2 minutes d'arc). Selon la localisation, les données sont disponibles à compter de 1997, 1998, ou 1999 jusqu'à aujourd'hui. L'erreur de l'algorithme satellite est basée sur la validation par rapport à 120 stations de référence à travers le monde avec un écart-type d'irradiation globale horizontale de 5 pour cent.
HelioClim v4.0 [3]	Satellitaires commerciales	Proposent une résolution spatiale d'environ 4 km. La région couverte s'étend de -66° à 66° à la fois en latitude et longitude (principalement l'Europe, l'Afrique et le Moyen-Orient). Les données sont disponibles à partir de février 2004 et sont mises à jour quotidiennement.
Meteonorm v7.0 [4]	Commerciales	Base de données interpolées sur la ressource solaire mondiale. Permet la production d'années météorologiques typiques pour tout endroit sur terre. Elle comprend une base de données du rayonnement pour la période 1991-2010. Lorsqu'un site se trouve à plus de 10 km de la station de mesure la plus proche, une combinaison de mesures au sol et par satellite est utilisée. En outre, l'incertitude et les estimations P10/90 sont données.
Ensemble de données météorologiques de surface et énergie solaire NASA [5]	Gratuites	Données satellitaires mensuelles pour une grille de 1° x 1° (égale à 100 km x 100 km à l'équateur) couvrant le monde entier pour une période de 22 ans (1983-2005). Les données peuvent être considérées comme raisonnables pour les études de préfaisabilité des projets d'énergie solaire dans certaines régions. Toutefois, ces données ont une résolution spatiale faible.
PVGIS – Classic [6]	Gratuites	La première base de données PVGIS pour l'Europe est basée sur une interpolation des mesures des stations au sol pour la période 1981-1990 (dix ans).
PVGIS – ClimSAF [7]	Gratuites	Données satellitaires pour un total de 14 ans. De la première génération de satellites Meteosat, il existe des données de 1998 à 2005, et de la deuxième génération, les données vont de juin 2006 à décembre 2011. La résolution spatiale est de 1,5 minutes d'arc, soit environ 2,5 km directement au-dessous du satellite à 0° N.
PVGIS – HelioClim [8]	Gratuites	Les données sont des valeurs mensuelles pour tout lieu en Afrique et dans certaines régions du Moyen-Orient. Les données sont issues de calculs par satellite. La résolution spatiale du calcul initial est de 15 minutes d'arc, soit environ 28 km directement au-dessous du satellite (à l'équateur, 0° O). Les données couvrent la période 1985-2004.

- Comparant différentes sources de données, évaluant leur incertitude et sélectionnant judicieusement les données les plus appropriées pour l'emplacement du site.
- Évaluant la variation interannuelle de la ressource solaire afin de quantifier l'incertitude dans les revenus pour une année donnée.

Cette analyse nécessite un degré considérable d'expérience et de compréhension technique des propriétés statistiques de chaque ensemble de données. Des conseillers techniques sont disponibles pour effectuer cette tâche.

Encadré 2 : Étude de cas sur la ressource solaire pour une centrale en Inde

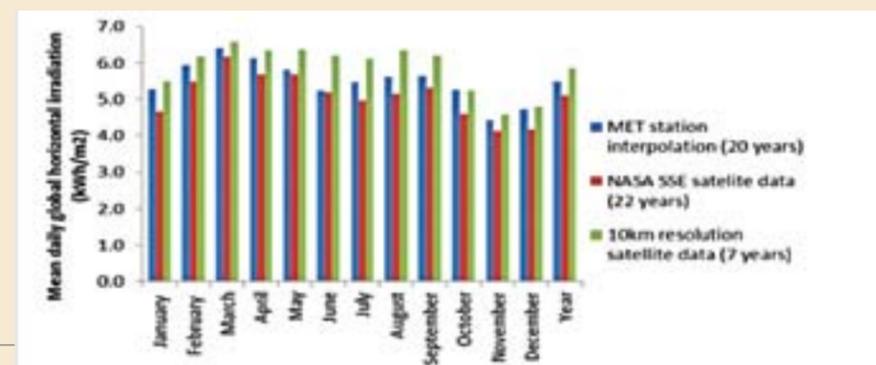
Il existe une variété de sources de données d'irradiation solaire possibles accessibles à des fins d'estimation de l'irradiation des sites solaires PV potentiels en Inde. Les sources de données sur le rayonnement solaire en Inde sont de qualité variable. Une comparaison et une sélection judicieuse des sources de données par des spécialistes de l'évaluation de la ressource solaire sont recommandées lors de l'élaboration d'un projet.

- Les données du service météorologique indien sur 23 stations sur le terrain du réseau de rayonnement mesurées de 1986 à 2000.
- Projet SolMap, des données mesurées dans environ 115 stations de mesure solaire dans toute l'Inde.^a
- Ensemble de données sur la Météorologie de surface et l'Énergie solaire de la NASA. En raison de l'écart important par rapport à d'autres bases de données, et bien sûr de la résolution spatiale, il n'est pas conseillé d'appliquer cette base de données aux projets d'énergie solaire en Inde. Les données peuvent fournir des indications sur la variabilité interannuelle.
- La base de données climatologiques mondiale et générateur météorologique synthétique METEONORM. Cette base de données présente des limites dans les régions qui ont une faible disponibilité de stations de mesure solaire au sol historiques, comme par exemple en Inde.
- Des produits géospaciaux de données solaires satellitaires du National Renewable Energy Laboratory (NREL, laboratoire national des énergies renouvelables) basé aux États-Unis. Les mesures de l'IND et de l'IGI annuelles moyennes, la latitude d'inclinaison, et des données diffuses sont disponibles à une résolution de 40 km pour l'Asie de l'Est et du Sud et à une résolution de 10 km pour l'Inde.
- Des bases de données commerciales. SolarGIS dispose d'une couverture historique de plus de 15 ans à une résolution spatiale de 3 km et une résolution temporelle de 30 minutes. La base de données est mise à jour quotidiennement et a été validée sur l'Inde.^b

Afin de participer au financement, le promoteur de la centrale de 5 MW dans le Tamil Nadu a commandé une évaluation de la ressource solaire élémentaire. Cependant, une seule source de données fut utilisée et aucune évaluation de la variabilité interannuelle de la ressource ne fut réalisée. Aucune analyse ne fut non plus fournie sur la période historique sur laquelle les données se basaient. La localisation de la centrale de 5 MW dans le Tamil Nadu se trouvait à plus de 200 km de la station météorologique la plus proche. Les données interpolées à partir de ces stations météorologiques distantes se caractérisaient par un fort degré d'incertitude.

L'image ci-dessous compare les données obtenues sur le lieu du site auprès de trois sources de données. Il existe une incohérence significative entre ces données. Une évaluation solide de la ressource solaire comparerait les sources de données, discuterait de leur incertitude et sélectionnerait les données les plus susceptibles de représenter la ressource à long terme à l'emplacement du site. Une meilleure évaluation des ressources pourrait être réalisée en achetant des données satellitaires commercialement disponibles à l'emplacement du site.

En cas d'incertitudes significatives au niveau des sources de données (ou dans le cas de centrales à grande puissance), une campagne de suivi des données à court terme pourrait être envisagée. Un suivi à court terme (d'une durée pouvant aller jusqu'à un an dans l'idéal) pourrait être utilisé pour calibrer les données satellitaires à long terme et augmenter la confiance dans l'estimation du rendement énergétique à long terme.



a L'organisation responsable étant le Centre for Wind Energy Technology (CWET), Chennai, Tamil Nadu, Inde.

b SolarGIS est disponible pour de nombreux pays dans le monde et a été classée comme la base de données la plus précise dans des études indépendantes.

Liste de vérification pour l'évaluation de la ressource solaire

La liste ci-dessous fournit les exigences de base pour toute évaluation de la ressource solaire. Elle est destinée à aider les promoteurs de centrales solaires PV au cours de la phase de développement d'un projet de PV, et à veiller à ce que l'analyse appropriée ait été effectuée afin de faciliter le financement.

- Une variété de bases de données de ressources solaires a été consultée, avec au moins dix ans de données.
- Des données obtenues par satellite ou des données interpolées à partir de mesures au sol ont été utilisées de manière appropriée.
- L'adaptation du site (calibration) des données satellitaires a été utilisée, le cas échéant, pour réduire l'incertitude dans des emplacements loin de stations météorologiques.
- Des algorithmes ont été utilisés pour convertir le rayonnement global horizontal en rayonnement sur le plan incliné des modules.
- Une analyse robuste de l'incertitude a été réalisée.

Pour estimer avec précision l'énergie produite par une centrale PV, des informations sur les conditions de la ressource solaire et de la température du site sont nécessaires, outre l'agencement et les spécifications techniques des composants de l'installation.



5.1 APERÇU DE LA PRÉVISION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE

Une étape importante de l'évaluation de la faisabilité d'un projet et pour attirer des financements consiste à calculer l'énergie électrique attendue de la centrale PV. La prévision du rendement énergétique fournit la base du calcul des revenus du projet. Le but est de prédire la production annuelle d'énergie moyenne pour la durée de vie de la centrale proposée, généralement de 25 à 30 ans.

La précision nécessaire à la prévision du rendement énergétique dépend du stade de développement du projet. Par exemple, une indication provisoire du rendement énergétique peut être effectuée en utilisant les données sur la ressource solaire et un coefficient de rendement (CR) estimé à partir des valeurs nominales observées dans les projets existants. Pour une prévision plus précise du rendement énergétique, un logiciel doit être utilisé en entrant les spécifications détaillées de chaque centrale, la modélisation en trois dimensions de l'agencement et le calcul détaillé des pertes d'ombrage avec simulation du pas de temps.

Pour estimer avec précision l'énergie produite à partir d'une centrale électrique PV, des informations sur les conditions de la ressource solaire et de la température du site sont nécessaires, outre l'agencement et les spécifications techniques des composants de l'installation. Un logiciel sophistiqué est souvent utilisé pour modéliser l'interaction complexe de la température, du rayonnement, de l'ombrage et du refroidissement dû au vent sur les modules. Bien qu'un certain nombre de logiciels puissent prédire le rendement énergétique d'une centrale PV à un niveau de base, les financeurs exigent généralement une prévision du rendement énergétique réalisée par un expert technique approprié.

En règle générale, la procédure pour prédire le rendement énergétique d'une centrale PV en utilisant un logiciel de simulation du pas de temps (horaire ou sous-horaire) impliquera les étapes suivantes :

1. L'obtention de données environnementales modélisées ou mesurées, telles que le rayonnement, la vitesse du vent et de la température, produites par des stations météorologiques au sol ou des satellites (ou une combinaison des deux). Il en

résulte une série de temps d'ensoleillement « typique » sur un plan horizontal à l'emplacement du site ainsi que les conditions environnementales typiques.

2. Le calcul du rayonnement incident sur le plan du capteur incliné pour un pas de temps donné.
3. La modélisation de la performance de la centrale à différents ensoleillements et à différentes températures pour calculer la prévision du rendement énergétique dans chaque pas de temps.
4. Appliquer les pertes en utilisant une connaissance approfondie des caractéristiques des onduleurs, modules PV et transformateurs, la configuration de l'aménagement du site et des modules, le câblage CC et CA, les temps d'arrêt, les équipements auxiliaires et les caractéristiques de salissure.
5. L'application de l'analyse statistique des données sur la ressource et l'évaluation de l'incertitude des valeurs d'entrée pour obtenir des niveaux d'incertitude appropriés dans la prévision finale du rendement énergétique.

Une liste de vérification couvrant les principales exigences de l'évaluation du rendement énergétique a été incluse à la fin de ce chapitre.

Les sections suivantes résument les principales étapes nécessaires pour le calcul de l'énergie électrique prévue d'une centrale solaire PV.

5.2 ENSOLEILLEMENT SUR LE PLAN DU MODULE

Pour prédire la ressource solaire au cours de la durée de vie d'un projet, il est nécessaire d'analyser les données historiques du site. Ces informations sont généralement données pour un plan horizontal. L'hypothèse est qu'à l'avenir, la ressource solaire suivra les mêmes tendances que les valeurs historiques. Les données historiques peuvent être obtenues à partir de mesures terrestres ou de données satellitaires, tel que décrit à la Section 4.3. Les données en pas de temps horaires ou sous-horaires sont privilégiées. Des techniques statistiques peuvent être utilisées pour convertir les valeurs moyennes mensuelles en valeurs horaires simulées si celles-ci ne sont pas aisément disponibles.

5.3 MODÉLISATION DES PERFORMANCES

Un logiciel de simulation sophistiqué est utilisé pour prédire la performance d'une centrale PV en pas de temps pour un ensemble de conditions rencontrées sur

une année typique. Cela permet d'obtenir une simulation détaillée de l'efficacité avec laquelle l'usine convertit le rayonnement solaire en courant alternatif et les pertes liées à la conversion. Bien qu'une partie de ces pertes puisse être calculée dans le logiciel de simulation, d'autres sont obtenues par l'extrapolation de données fournies par des centrales PV similaires et l'analyse des conditions du site.

Il existe plusieurs logiciels de modélisation du solaire PV disponibles sur le marché, qui sont des outils d'analyse utiles pour les différentes phases de la vie d'un projet. Ces logiciels sont entre autres PVSyst, PV*SOL, RETScreen, Homer, Insel, Archelios et Polysun. Pour des évaluations de rendement énergétique requis par les banques, PVSyst est aujourd'hui l'un des logiciels les plus fréquemment utilisés en Europe et dans d'autres parties du monde en raison de sa flexibilité et de sa capacité à modéliser avec précision les centrales PV d'envergure et d'échelle commerciale.

En fonction des caractéristiques spécifiques du site et de la conception des installations, des pertes en rendement énergétique peuvent être causées par les facteurs décrits dans le Tableau 6. Les rapports de prévision du rendement énergétique devraient examiner et (dans l'idéal) quantifier chacune de ces pertes.

5.4 RÉSULTATS DE LA PRÉVISION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE

Le rendement énergétique annuel prévu peut être exprimé dans un intervalle de confiance donné. Une valeur de P90 est la prévision annuelle du rendement énergétique qui sera dépassé avec une probabilité de 90 pour cent ; P75 est la prévision du rendement qui sera dépassé avec une probabilité de 75 pour cent ; et P50 est la prévision du rendement qui sera dépassé avec une probabilité de 50 pour cent. Des rapports du rendement énergétique de bonne qualité « bancable » produiront des valeurs de prévision du rendement énergétique de P50 et P90 au minimum.

Les projets disposent généralement d'une structure de financement les obligeant à rembourser la dette une fois ou deux fois par an. L'incertitude de la ressource d'une année sur l'autre est donc prise en compte en exprimant une « année P90 ». « Dix années P90 » inclut l'incertitude au niveau de la ressource, puisque celle-ci varie sur une période de dix ans. L'exigence précise dépendra de la structure financière de la centrale spécifique et des exigences de l'institution financière.

Tableau 6 : Les pertes dans une centrale solaire PV

Perte	Description
Pollution de l'air	La ressource solaire peut être considérablement réduite dans certains endroits en raison de la pollution atmosphérique générée par l'industrie et l'agriculture. La pollution atmosphérique réduit le rayonnement solaire incident sur le module et réduit de ce fait la puissance de sortie. Ces pertes sont plus importantes dans les zones urbaines et péri-urbaines, en particulier dans les pays plus récemment industrialisés.
Salissures	Les pertes dues aux salissures (poussière et les excréments d'oiseaux) dépendent des conditions environnementales, de la fréquence des précipitations, et de la stratégie de nettoyage telle que définie dans le contrat d'E&M. Cette perte peut être relativement importante par rapport à d'autres facteurs de perte. Elle peut atteindre jusqu'à 15 pour cent ^a par an et est potentiellement plus élevée dans les déserts, mais elle est généralement inférieure à 4 pour cent sauf en cas de salissures anormalement fortes ou de dépôts de neige sur les modules pendant de longues périodes de temps. La perte due à la salissure devrait être plus faible pour les modules à angle d'inclinaison élevé, car les modules inclinés bénéficieront davantage de l'effet nettoyant de l'eau de pluie. Les systèmes de poursuite enregistrent généralement des pertes liées aux salissures similaires aux systèmes fixes. Cette perte pouvant avoir un impact important sur le CR, il est recommandé de consulter un expert pour quantifier la perte liée aux salissures.
Ombrage	Les pertes d'ombage surviennent en raison de la présence de montagnes ou de bâtiments sur l'horizon lointain, du fait de l'ombage mutuel entre les rangées de modules et de l'ombage dû à des arbres, des bâtiments, des pylônes ou des câbles aériens situés à proximité. Pour modéliser avec précision les pertes liées aux ombres projetées par des objets proches, il est recommandé de procéder à la représentation 3D de la centrale et des obstacles source d'ombage, générée par le logiciel de modélisation. Cette perte peut potentiellement être très importante, il est donc important que la centrale soit modélisée avec précision.
Ombage électrique	L'effet de l'ombage partiel sur la production électrique de l'installation PV est non linéaire et est modélisé par le partitionnement des chaînes de modules. Les modules installés en configuration paysage et orientés vers l'équateur enregistrent généralement moins de pertes liées à l'ombage électrique que les modules installés en configuration portrait du fait de la connexion des diodes. De même, certains types de technologie en couches minces sont moins touchés que les modules PV cristallins. Les effets de l'ombage électrique peuvent généralement être configurés dans le logiciel de modélisation. Ceux-ci seront quantifiés différemment en fonction de la configuration du module, de la technologie choisie et du type de système (à savoir de poursuite ou fixe).
Angle d'incidence	La perte provoquée par l'angle d'incidence correspond au rayonnement réfléchi par le panneau avant en verre lorsque la lumière qui vient le frapper n'est pas perpendiculaire. Pour les modules PV inclinés, ces pertes peuvent être être plus importantes que les pertes subies par exemple par les systèmes de poursuite à axe double.
Éclairage faible	L'efficacité de conversion d'un module PV diminue généralement à de faibles intensités lumineuses. Cela entraîne une perte de la production du module par rapport aux conditions normales d'essai (STC) (1000 W/m ²). Cette perte due au faible éclairage dépend des caractéristiques du module et de l'intensité du rayonnement incident. La plupart des fabricants de modules seront en mesure de fournir des informations sur les pertes dues au faible éclairage de leurs modules. Toutefois, lorsque cela est possible, il est préférable d'obtenir ces données auprès d'instituts de contrôle indépendants.
Température du module	Les caractéristiques d'un module PV sont déterminées dans les conditions normales de température de 25 ° C. À chaque augmentation de un degré de la température (en degrés Celsius) au-delà de cette norme, l'efficacité des modules en silicium cristallin diminue, généralement de l'ordre de 0,5 pour cent. À des températures ambiantes élevées sous forte irradiation, les températures des modules peuvent augmenter sensiblement. Le vent peut apporter un certain effet de refroidissement, qui peut également être modélisé.
Qualité du module	La plupart des modules PV ne correspondent pas exactement aux spécifications nominales du fabricant. Les modules sont vendus avec une puissance de crête nominale et une garantie de puissance réelle dans une plage de tolérance donnée. La perte de qualité du module quantifie l'impact sur le rendement énergétique associé à des divergences dans les caractéristiques réelles des modules par rapport aux spécifications. Typiquement, la puissance de sortie du module aux STC est supérieure à la puissance nominale indiquée dans les fiches techniques. En tant que tel, un facteur de qualité positif peut être appliqué au rendement énergétique.
Déséquilibre des modules	Les pertes dues à un « déséquilibre » sont liées au fait que les véritables modules d'une chaîne ne présentent pas tous rigoureusement les mêmes profils de courant/tension ; il existe une variation statistique entre les modules, qui donne lieu à une perte de puissance. Cette perte est directement liée à la tolérance de puissance des modules.

(Suite)

a S. Canada, « Impacts of Soiling on Utility-Scale PV System Performance », numéro 6.3, avril/mai 2013, <http://solarprofessional.com/articles/operations-maintenance/impacts-of-soiling-on-utility-scale-pv-system-performance> (consulté en avril 2014).

Tableau 6 : Les pertes dans une centrale solaire PV (Suite)	
Perte	Description
Dégradation	La performance d'un module PV diminue avec le temps (voir Section 3.3.5). Si aucun test indépendant n'est mené sur les modules utilisés, alors un taux de dégradation générique peut être appliqué en fonction de la technologie du module. Alternativement, un taux de dégradation maximale conforme à la garantie de la performance du module peut être considéré comme une estimation prudente.
Performance de l'onduleur	Les onduleurs convertissent le courant continu en courant alternatif avec une efficacité qui varie selon la charge de l'onduleur. Les fabricants sont généralement en mesure de fournir le profil d'efficacité d'un onduleur à basse, moyenne et haute tension ; en saisissant ces derniers dans le logiciel de modélisation vous obtiendrez des pertes d'onduleur d'une plus grande précision.
Suivi du MPP	Les onduleurs recherchent constamment le point de fonctionnement optimal (MPP) du générateur en faisant passer la tension de l'onduleur à la tension MPP. Différents onduleurs effectueront cette opération avec différentes efficacités.
Réduction de la poursuite	Les pertes de rendement peuvent survenir en raison de vents violents mettant en œuvre le mode de rangement du suivi des systèmes, de sorte que les modules PV ne sont pas au mieux orientés.
Performance des transformateurs	Les pertes dans les transformateurs sont généralement quantifiées en termes de pertes en fer et pertes résistives/inductives, qui peuvent être calculées sur la base des pertes à vide et à pleine charge du transformateur.
Pertes dans les câbles CC	La résistance électrique dans le câble entre les modules et les bornes d'entrée de l'onduleur donnent lieu à des pertes ohmiques (I^2R) ^b . Ces pertes augmentent avec la température. Si le câble est correctement dimensionné, cette perte doit être inférieure à 3 pour cent par an.
Pertes dans les câbles CA	Les pertes de câbles CA sont les pertes ohmiques dans le câblage CA. Cela inclut tous les câbles situés après l'onduleur jusqu'au point de mesure. Ces pertes sont généralement inférieures aux pertes de câbles CC et sont généralement moindres pour les systèmes utilisant des onduleurs centraux.
Puissance auxiliaire	Une puissance peut être nécessaire pour alimenter l'équipement électrique de la centrale. Cela peut inclure les systèmes de sécurité, les moteurs de poursuite, l'équipement de surveillance et l'éclairage. Les centrales disposant d'une configuration en chaîne d'onduleurs subiront généralement des pertes auxiliaires plus réduites que les configurations en onduleurs centraux. Il est généralement recommandé de mesurer ce besoin en puissance auxiliaire séparément. En outre, il convient de veiller à la façon de quantifier à la fois les pertes auxiliaires la journée et la nuit.
Temps d'arrêt	Les temps d'arrêt sont des périodes au cours desquelles la centrale ne produit pas en raison d'une panne. Les périodes d'indisponibilité dépendront de la qualité des composants de l'installation, de la conception, des conditions environnementales, du temps de réponse pour le diagnostic, et du temps de réponse pour la réparation.
Disponibilité et perturbation du réseau	La capacité d'une installation photovoltaïque à exporter la puissance produite dépend de la disponibilité du réseau de distribution ou de transmission. Le propriétaire de l'installation photovoltaïque compte sur l'opérateur du réseau de distribution pour maintenir le service à des niveaux de disponibilité élevés. Sauf quand des informations détaillées sont disponibles, cette perte est généralement basé sur l'hypothèse que le réseau local ne sera pas opérationnel pour un nombre donné d'heures/jours dans une année, et que cela se produira pendant les périodes de production moyenne.
Pertes liées à la conformité au réseau	Une charge excessive de l'équipement de réseau de transmission ou de distribution local, tels que les lignes aériennes ou les transformateurs de puissance, peut provoquer l'instabilité du réseau. Dans ce cas, la tension et la fréquence du réseau peuvent sortir des limites de fonctionnement de l'onduleur et peuvent entraîner des temps d'arrêt de la centrale. Dans les réseaux régionaux les moins développés, le risque de temps d'arrêt causé par l'instabilité du réseau peut avoir de graves répercussions sur l'économie du projet.

^b La perte ohmique est la chute de tension aux bornes de la cellule pendant le passage du courant en raison de la résistance interne de la cellule.

5.5 INCERTITUDE DANS LA PRÉVISION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE

L'incertitude d'un logiciel de simulation de rendement énergétique dépend de chaque étape de la modélisation et de l'incertitude des variables d'entrée. Le logiciel de modélisation lui-même peut introduire une incertitude de 2 à 3 pour cent.

L'incertitude quant aux valeurs d'ensoleillement quotidiennes agrégées mesurée par des pyranomètres au sol (en fonction de la classe de précision) est de l'ordre de ± 2 pour cent à ± 8 pour cent. Cela représente la limite supérieure de précision des données sur les ressources obtenues par les stations météorologiques. Cependant, dans de nombreux cas, la présence d'un pyranomètre au sol sur le lieu du projet au cours des années précédentes est peu probable. Si tel est le cas, les données de ressources solaires auront probablement été obtenues par satellites ou par interpolation tel que décrit à la section 4.3. Cela augmentera l'incertitude des données sur la ressource, en fonction de la qualité des données utilisées. En général, une incertitude des données de ressource de l'ordre de

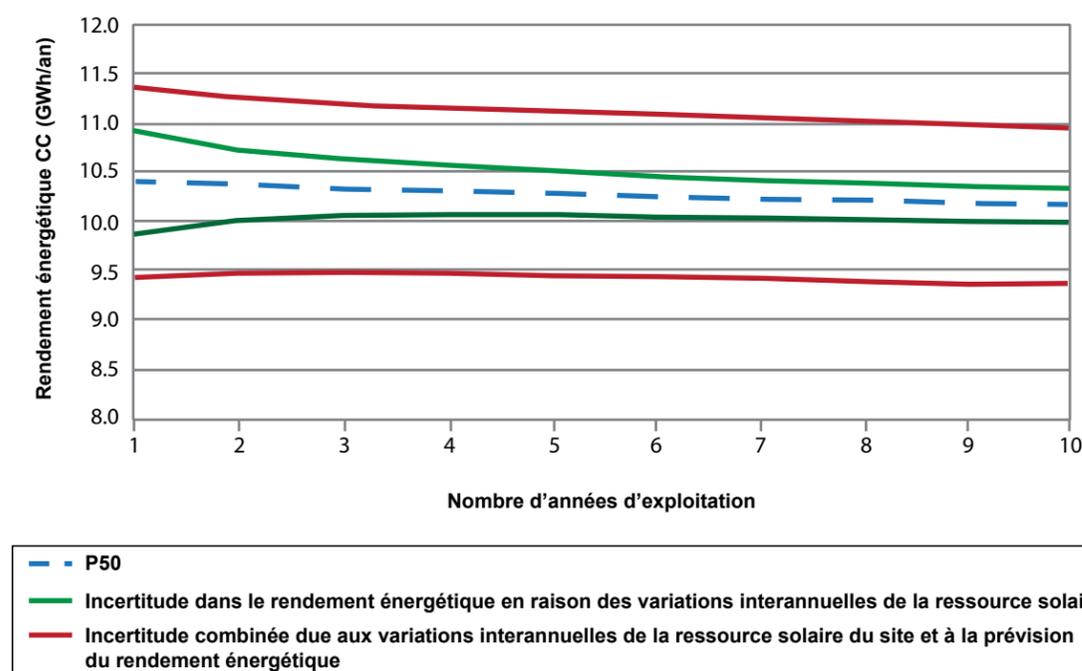
5 pour cent à 8 pour cent ou plus peut être prévue, en fonction de la région.

L'incertitude dans d'autres entrées de modélisation comprennent des estimations du temps d'arrêt, l'estimation de la salissure, l'incertitude dans la variation interannuelle de la ressource solaire et des erreurs dues aux spécifications des modules ne définissant pas précisément les caractéristiques réelles des modules.

Le rendement énergétique dépend linéairement, en première approximation, de l'ensoleillement sur le plan du générateur. Par conséquent, l'incertitude dans les données de la ressource a une forte incidence sur l'incertitude dans la prévision du rendement. Des chiffres de l'incertitude d'environ 8 pour cent à 10 pour cent peuvent être attendus, en fonction de la région. Un bon rapport sur le rendement énergétique permettra de quantifier l'incertitude pour l'emplacement précis du site.

La Figure 15 représente les incertitudes combinées typiques de la prévision du rendement pour une centrale PV. La ligne en pointillés bleus représente le rendement

Figure 15 : Incertitude de la prévision du rendement énergétique



Encadré 3 : Étude de cas sur la prévision du rendement énergétique en Inde

Le promoteur d'une centrale de 5 MW dans le Tamil Nadu, en Inde, avait besoin d'une prévision du rendement énergétique solaire pour confirmer la faisabilité du projet et évaluer les recettes probables. Dans ce cas, le promoteur n'avait pas conscience ou n'avait pas pris en considération un certain nombre de pertes supplémentaires, et n'avait pas calculé la prévision du rendement à long terme sur la durée du projet avec l'analyse d'incertitude. Ces deux éléments auraient été essentiels pour les financeurs potentiels du projet.

Le développeur a obtenu des données mondiales d'irradiation horizontale pour l'emplacement du site. Un logiciel commercialement disponible a été utilisé pour simuler les interactions complexes entre la température et l'éclairement ayant une incidence sur le rendement énergétique. Ce logiciel a saisi les spécifications de la centrale, et modélisé la production à un pas de temps horaire pour une année typique. Les pertes et les gains ont été calculés dans le logiciel. Ceux-ci comprennent :

- Les gains associés à l'inclinaison du module à 10 °.
- Les pertes en courant alternatif. Les pertes de réflexion (3,3 pour cent).
- Les pertes dues à une efficacité de module inférieure à des niveaux d'éclairement faible (4,2 pour cent).
- Les pertes dues à des températures supérieures à 25 °C (6 pour cent).
- Les pertes associées aux salissures (1,1 pour cent).
- Les pertes dues aux modules s'écartant de leur puissance nominale (3,3 pour cent).
- Les pertes par déséquilibre (2,2 pour cent).
- Les pertes ohmiques dans le câblage CA (1,8 pour cent).
- Les pertes de l'onduleur (3,6 pour cent).

Le logiciel a produit une somme annuelle d'énergie électrique attendue à la sortie de l'onduleur dans la première année de fonctionnement. Bien qu'il s'agisse d'un chiffre indicatif utile, une meilleure prévision du rendement énergétique devrait également tenir compte de :

- Les pertes d'ombrage entre les rangées (par la création d'un modèle 3D).
- L'ombrage porté par les objets présents sur la ligne d'horizon, le cas échéant.
- L'ombre portée par des obstacles situés à proximité, notamment les poteaux, les salles de contrôle et l'équipement du poste de manœuvre.
- Les temps d'arrêt et de disponibilité du réseau.
- La dégradation des modules et des composants de l'installation au cours de la durée de vie de la centrale.

Cette analyse a modélisé le rendement énergétique sur une année, mais une analyse sur la durée de vie est généralement requise. Afin de montrer clairement les résultats attendus au cours de la durée de vie de la centrale et d'évaluer la confiance dans les prévisions du rendement énergétique, il est nécessaire d'analyser le niveau de certitude dans les données et les processus utilisés pour cette analyse, et notamment :

- Le niveau de précision des données sur la ressource solaire utilisées.
- La fiabilité/précision de processus de modélisation.
- La variation interannuelle de la ressource solaire.

La prévision du rendement énergétique de la centrale de 5 MW a été fournie en valeur P50 pour la première année (le rendement qui sera dépassé avec une probabilité de 50 pour cent la première année), à l'exclusion de la dégradation. Un investisseur recherchera généralement un niveau de confiance plus élevé dans la prévision du rendement énergétique, généralement exprimée en valeur P90, ou la prévision annuelle du rendement énergétique qui sera dépassée avec une probabilité de 90 pour cent.

P50 prédit. Les lignes vertes représentent l'incertitude du rendement énergétique en raison de la variabilité interannuelle de la ressource solaire. Les lignes rouges pleines représentent l'incertitude totale du rendement énergétique lorsque la variabilité interannuelle est

combinée avec l'incertitude dans la prévision du rendement. L'incertitude totale diminue avec la durée de vie de l'installation PV. La limite inférieure sur le graphe correspond à P90 et la limite supérieure correspond à P10.

Liste de vérification sur l'évaluation du rendement énergétique

La liste suivante comprend les exigences et procédures de base pour l'évaluation du rendement énergétique. Elle est destinée à aider les promoteurs de centrales solaires PV au cours de la phase de développement d'un projet PV.

- Une variété d'ensembles de données sur la ressource solaire judicieusement sélectionnées est consultée.
- Le profil de production horaire a été obtenu ou produit synthétiquement.
- Les informations de base sur la conception de la centrale sont détaillées (capacité de la centrale, angles d'inclinaison et d'ombrage, orientation, nombre de modules par chaîne, nombre total de modules et onduleurs).
- Les fiches techniques du module, de l'onduleur et du transformateur sont disponibles.
- Le modèle d'ombrage en 3D est généré en utilisant un logiciel de modélisation.
- Les obstacles sur la ligne d'horizon et situés à proximité, qui font de l'ombre sont détaillés et appliqués au modèle 3D.
- Les pertes dans les câbles CC et CA sont calculées.
- Les pertes liées aux salissures sont évaluées sur la base du profil des précipitations, des conditions environnementales et du calendrier de nettoyage.
- Les pertes auxiliaires sont décomposées et évaluées.
- Les pertes de disponibilité sont évaluées à partir de la disponibilité du réseau et de la centrale.
- Les caractéristiques essentielles du module sont disponibles (dégradation, performance dans des conditions de faible éclairage, tolérance, coefficient de température).
- Les caractéristiques essentielles de l'onduleur sont disponibles (notamment la capacité MPPT et le profil d'efficacité aux trois tensions).
- Les pertes de rendement énergétique globales sont calculées.
- Le P50 est calculé tous les mois et pour la durée du projet.
- Le CR est calculé mensuellement et pour la durée du projet.
- Le rendement spécifique est calculé pour l'année 1 de l'exploitation.
- La variation interannuelle est obtenue.
- La mesure de l'incertitude de la ressource solaire est obtenue.
- L'incertitude globale est évaluée.
- Le P90 est calculé pour les années 1, 10 et 20.

6.1 PRÉSENTATION DE LA SÉLECTION DU SITE

En général, le processus de sélection du site doit tenir compte des contraintes de chaque site et de l'impact que cela aura sur le coût de l'électricité produite. Les obstacles majeurs au développement d'une centrale PV à grande échelle dans un emplacement spécifique peuvent inclure des contraintes dues à une ressource solaire faible, à la faible capacité du réseau ou une à surface insuffisante pour installer les modules. Cependant, une ressource solaire faible pourrait être compensée par de fortes incitations financières locales permettant de rendre un projet viable. Un exercice similaire s'applique aux autres contraintes. Un outil cartographique de système d'information géographique (SIG) peut être utilisé pour faciliter le processus de sélection d'un site, par l'évaluation de multiples contraintes et la détermination de la superficie totale de terrains adaptés disponibles pour le développement d'un projet d'énergie solaire PV.

La liste de contrôle figurant à la fin du chapitre énumère les exigences et procédures élémentaires nécessaires pour aider les promoteurs dans le processus de sélection d'un site.

6.2 CRITÈRES DE SÉLECTION DU SITE

La sélection d'un site approprié est un élément crucial du développement d'un projet solaire PV viable. Il n'existe pas de règles claires pour la sélection du site. Des projets viables ont été développés dans des endroits pouvant sembler initialement peu probables, comme des pentes raides de montagnes, des parcs éoliens et sur des sites d'élimination de déchets. D'une manière générale, le procédé de sélection du site doit prendre en compte les contraintes et l'impact que le site aura sur le coût de l'électricité produite. Les principales contraintes devant être évaluées incluent :

- La ressource solaire.
- La surface disponible.
- Le climat local.
- La topographie.
- L'utilisation des terres.
- Les réglementations locales/politiques d'aménagement du territoire ou de zonage.

La sélection d'un site approprié est un élément crucial pour le développement d'un projet d'énergie solaire PV viable.



- La désignation environnementale.
- Les conditions géotechniques.
- Les risques géopolitiques.
- L'accessibilité.
- Le raccordement au réseau.
- La salissure du module.
- La disponibilité de l'eau.
- Les motivations financières.

Il peut être judicieux d'utiliser des outils cartographiques SIG pour faciliter le processus de sélection d'un site afin de représenter visuellement les contraintes, de permettre la prise en considération de multiples contraintes associées à un site particulier, et de déterminer la superficie totale des terres disponibles pour le développement.

Comme mentionné précédemment, les obstacles majeurs au développement d'une centrale PV de grande envergure dans un emplacement spécifique peuvent inclure des contraintes dues à une ressource solaire faible, à une faible capacité du réseau ou une à surface insuffisante pour installer les modules. Cependant, ces contraintes peuvent parfois être compensées, par exemple par de fortes incitations financières locales permettant de rendre un projet viable. Ces considérations s'appliquent également à d'autres contraintes, qui sont discutées plus en détail ci-dessous.

6.3 CONTRAINTES ASSOCIÉES À LA SÉLECTION DU SITE

6.3.1 LA RESSOURCE SOLAIRE

Une IGI annuelle moyenne élevée est le facteur le plus élémentaire à prendre en considération pour l'élaboration d'un projet d'énergie solaire PV. Plus la ressource est importante, plus le rendement énergétique par kWc installé est élevée. Lors de l'évaluation de l'IGI sur un site, il convient de prendre soin de minimiser tout ombrage qui réduirait l'irradiation reçue. L'ombrage pourrait être dû à la présence de montagnes ou de bâtiments à l'horizon, à l'ombrage mutuel entre les rangées de modules, ou à l'ombrage à proximité créé par des arbres, des bâtiments ou des câbles aériens. Un soin particulier doit être consacré à l'examen de tout ombrage qui pourrait se produire du fait de futurs projets de construction ou de la croissance de la végétation.

Il est essentiel d'éviter l'ombrage, car même de petites zones d'ombre peuvent altérer de manière significative la sortie d'un module ou d'une chaîne de modules. La perte de production pourrait être supérieure à la prévision, ce qui sera indiqué par la simple évaluation de la proportion des modules ombragés.

Lors de l'évaluation de l'ombrage, il convient de se rappeler que le parcours du soleil dans le ciel change au fil des saisons. Un obstacle qui fournit ombrage significatif à la mi-journée en décembre pourrait ne fournir aucun ombrage du tout à la mi-journée en juin. L'ombrage doit être évalué à l'aide du diagramme de trajectoire du soleil complet de l'emplacement.

6.3.2 SURFACE

La surface nécessaire par kWc de puissance installée varie en fonction de la technologie choisie. La distance entre les rangées de modules (le pitch) nécessaire pour éviter un ombrage important entre les rangées varie selon la latitude du site. Les sites doivent être choisis avec une surface suffisante pour permettre l'installation de la capacité requise sans avoir à réduire le pitch à des niveaux entraînant une perte de rendement inacceptable.

Par exemple, en fonction de la localisation du site (latitude) et du type de module PV choisi (efficacité), une centrale PV bien conçue dotée d'une capacité de 1 Mwc développée en Inde devrait nécessiter entre un et deux hectares (terrain de 10 000 à 20 000 m²). Une centrale utilisant des modules CdTe à couches minces, moins efficaces, peut nécessiter environ 40 pour cent à 50 pour cent plus de surface qu'une centrale utilisant des modules polycristallins. Le Tableau 7 liste la surface approximative requise pour des centrales dans cinq pays différents.

6.3.3 CLIMAT

Outre une bonne ressource solaire, le climat ne doit pas souffrir d'extrêmes climatiques qui augmentent le risque de dommages ou de temps d'arrêt. Les événements météorologiques qu'il convient de prendre en considération sont les suivants :

- **Les inondations** : Peuvent endommager le matériel électrique monté sur ou à proximité du niveau du sol. Risque également accru d'érosion de la structure de support et des fondations, selon les conditions géotechniques.
- **Les vents forts** : Le risque d'épisode de vent fort dépassant les spécifications de la centrale doit être

Tableau 7 : Surface requise pour une centrale électrique solaire de grande envergure		
Pays	Technologie	Surface approximative (ha/MWc) ^a
Afrique du Sud	c-Si	0,9 à 1,4
	Chili	1,5 à 2,0
Chili	c-Si	1,0 à 1,5
	Inde	1,7 à 2,2
Thaïlande	c-Si	0,8 à 1,2
	CdTe	1,3 à 1,8
Inde	c-Si	1,0 à 1,5
	CdTe	1,6 à 2,0
Indonésie	c-Si	0,8 à 1,2
	CdTe	1,3 à 1,8

a La surface exacte variera en fonction de l'angle d'inclinaison et de la longueur de pas.

évalué. Les sites présentant un risque élevé de vents forts susceptibles de provoquer des dommages doivent être évités. En cas de vent fort, les systèmes fixes ne s'arrêtent pas, mais les systèmes de poursuite doivent s'arrêter.

- **La neige :** Les dépôts de neige sur les modules peuvent réduire de manière significative le rendement énergétique annuel si des mesures d'atténuation ne sont pas prévues. Si le site est sujet à des chutes de neige, alors il convient de tenir compte de facteurs tels que la charge supplémentaire sur les structures de support, la perte de production d'énergie et le coût supplémentaire associé à des spécifications plus strictes des modules ou à des structures de support plus évoluées. Le coût de l'enlèvement de la neige doit être mesuré par rapport à la perte de production et la probabilité de chutes de neige supplémentaires. Les effets de la neige peuvent être atténués par une conception caractérisée par un angle d'inclinaison élevé et des modules sans cadre. La conception doit également assurer que le bord inférieur du module soit fixé à une hauteur supérieure au niveau de neige moyen pour la région. Plus important encore, un site régulièrement enneigé pendant une longue période de temps pourrait ne pas être approprié au développement d'une centrale solaire PV.
- **La température :** Le rendement d'une centrale électrique PV diminue lorsque la température augmente. Si un site caractérisé par de fortes températures est à l'étude, des mesures d'atténuation devraient être incluses dans la conception et la sélection

de la technologie. Par exemple, il serait préférable de choisir des modules présentant un faible coefficient de température pour la production d'énergie.

- **Les polluants atmosphériques :** La position du site par rapport à des sources de pollution locales de l'air doit être prise en considération. La pollution atmosphérique industrielle locale peut réduire l'ensoleillement reçu ou contenir des niveaux significatifs de soufre ou d'autres substances aéroportées potentiellement corrosives. De même, la distance à la mer (littoral) doit être considérée, ceci pouvant entraîner de forts taux de sel dans l'atmosphère. Toutes ces conditions pourraient conduire à la corrosion accélérée des composants non protégés. Les modules PV devant être utilisés dans des atmosphères très corrosives telles que les zones côtières doivent être certifiés comme résistants à la corrosion au brouillard salin conformément à la norme CEI 61701. Des informations supplémentaires sont fournies sur l'impact de la pollution atmosphérique à la section 5.3.

6.3.4 TOPOGRAPHIE

Dans l'idéal, le site doit être situé sur une zone plane ou une légère pente orientée vers le sud dans l'hémisphère nord ou vers le nord dans l'hémisphère sud. Cette topographie rend l'installation plus simple et réduit le coût des modifications techniques nécessaires pour ajuster l'installation aux ondulations du terrain. Avec un coût et une complexité supplémentaires de l'installation, les structures de support peuvent être conçues pour la plupart des localisations. En général, le coût du terrain doit être étudié par rapport au coût de la conception d'une structure de support et au temps d'installation.

6.3.5 UTILISATION DES TERRES

Dans l'idéal, les centrales solaires PV seront construites sur des terrains de faible valeur. Si le terrain n'est pas déjà détenu par le promoteur, le coût de l'achat ou de la location doit être considéré. Le promoteur doit acheter le terrain ou les droits d'utilisation du terrain pour toute la durée du projet. La Section 8 (Permis et licences) fournit des informations supplémentaires sur ce point. Outre l'accès au site, l'approvisionnement en eau, en électricité et les droits de mise à niveau des routes d'accès doivent être pris en compte, ainsi que les impôts fonciers pertinents.

Etant donné que l'autorisation du gouvernement sera nécessaire pour construire une centrale solaire, il est nécessaire d'évaluer le site conformément aux conditions locales imposées par les organismes de réglementation

compétents. Voir la Section 12 pour de plus amples informations sur la réglementation.

Si le terrain est déjà utilisé à des fins agricoles, il peut être nécessaire de le reclasser en tant qu'« usage industriel », ce qui a des implications en matière de coûts et de temps. Les meilleures localisations pour les installations solaires sont généralement des terrains utilisés par le passé ou des terres industrielles, car on y trouve souvent une source d'énergie préexistante à proximité. L'utilisation de terrains agricoles de qualité devrait être évitée si possible. Dans certains cas, en raison de l'espacement entre les modules et de leur hauteur, il est possible d'y poursuivre une activité agricole telle que le pâturage de moutons.

L'utilisation future des terres de la région doit également être prise en compte. Il est probable que la centrale opère pendant au moins 25 ans. En outre, des facteurs externes doivent également être pris en considération pour évaluer la probabilité de leur impact sur le rendement énergétique. Par exemple, la poussière provenant de projets de construction ou de la circulation de véhicules pourrait avoir un effet d'encrassement conséquent et donc un impact sur le rendement énergétique de l'installation. Tout arbre localisé sur le site du projet et sur les terres avoisinantes aura peut-être besoin d'être enlevé, ce qui aurait des répercussions sur les coûts.

Une autorisation de l'armée pourrait être nécessaire si le site se trouve à proximité d'une zone militaire sensible. L'éblouissement provoqué par les modules solaires peut affecter certaines activités militaires.

6.3.6 RÉGLEMENTATION LOCALE/POLITIQUE D'UTILISATION DES TERRES

Toutes restrictions de planification associées à la zone du développement doivent être prises en considération. Celles-ci diffèrent d'un pays à l'autre, mais peuvent inclure une réglementation relative au zonage de l'utilisation des terres ou des contraintes imposées à un type particulier de développement. Ces questions sont examinées plus loin dans la section 8 (Permis et licences).

Il est conseillé de contacter en premier lieu le ministère concerné pour identifier toutes les restrictions spécifiques applicables à la zone en question.

6.3.7 CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

La plupart des régimes de réglementation exigent une sorte d'étude d'impact environnemental (EIE) ou d'étude d'impact environnemental et social (EIES), ou un document portant sur l'environnement qui passe au crible toutes les questions importantes afin que les autorités compétentes puissent déterminer si une évaluation complète est requise. Il peut cependant y avoir des pays dans lesquels de telles exigences réglementaires n'existent pas. Dans les deux cas, le processus de sélection doit tenir compte des critères environnementaux et sociaux clés suivants :

- **La biodiversité :** Il est essentiel d'éviter les habitats et les espèces sensibles ou critiques. La construction et l'exploitation des sites de centrales solaires PV et des infrastructures auxiliaires (routes d'accès, lignes de transmission) conduisent à la destruction des habitats existants et perturbent la faune et la flore. Les installations, y compris les infrastructures auxiliaires, devraient être situées loin des zones écologiquement sensibles, comme les zones protégées et celles présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité, comme les zones humides, les forêts naturelles non perturbées et les grands corridors fauniques. Dans l'idéal, les centrales solaires PV devraient être construites sur des sites ouverts ou stériles (comme les déserts ou les zones semi-désertiques) ou qui ont déjà été perturbés, comme des terres agricoles, des terrains industriels, des terrains abandonnés ou des couloirs de transport et de transmission existants. Les impacts sur la conservation ou la protection de la biodiversité des sites désignés devraient être évités autant que possible, en particulier pour les sites d'importance nationale ou internationale.
- **L'acquisition de terrains :** Éviter ou minimiser les déplacements forcés est une préoccupation majeure. L'installation de centrales solaires PV résulte en l'acquisition et la conversion de terrains sur le long terme. Si un déplacement forcé (à savoir, le déplacement physique ou économique de foyers) est nécessaire, il peut compliquer et ralentir le développement du projet et donner lieu à des retards ultérieurs du projet dans son cycle de développement, en particulier lorsque le régime foncier et les lois de propriété sont tenus et/ou qu'il existe un droit de propriété coutumier. Les sites qui nécessiteraient un déplacement physique (relocalisation des lieux de résidences) devraient être évités autant que possible ; le choix du site devrait en outre viser à éviter ou minimiser le déplacement économique (comme la perte

des terres agricoles, d'entreprises ou d'autres moyens de subsistance).

- **Autres impacts sociaux :** Éviter les impacts sur le patrimoine culturel, les impacts visuels et sur les peuples autochtones (PA) constitue une autre préoccupation majeure. Outre les déplacements forcés, les projets solaires PV et leurs infrastructures auxiliaires peut avoir un impact défavorable sur le patrimoine culturel ou les PA, avoir des impacts visuels pour les communautés voisines et nécessiter l'établissement de camps d'hébergement de travailleurs, impliquant un afflux d'étrangers dans une communauté locale, avec les risques sociaux qui en découlent. Les sites doivent être sélectionnés de sorte à éviter la proximité de zones habitées, pour éviter d'affecter le patrimoine culturel (comme les tombes, les sites sacrés) et éviter ou minimiser les impacts négatifs sur les terres ou les propriétés des PA.

6.3.8 CONSIDÉRATIONS GÉOTECHNIQUES

Il est recommandé de procéder à une étude géotechnique du site avant la sélection finale. Son objectif est d'évaluer les conditions du sol afin d'informer l'approche de la conception et le droit de passage pour faire en sorte que les fondations des structures de support seront bien conçues. Le niveau de détail requis dans l'enquête géotechnique dépendra de la conception de la fondation proposée.

Selon les pratiques optimales, des forages ou des puits d'essai sont effectués à intervalles réguliers, avec un échantillonnage du sol et des essais in situ, à une profondeur appropriée pour la conception des fondations. Cette profondeur se situe généralement autour de 2,5 m à 3 m au-dessous du niveau du sol. Les trous de forage ou puits d'essai devraient généralement évaluer :

- Le niveau des eaux souterraines.
- La résistivité du sol.
- Les propriétés porteuses du sol.
- La présence de roches ou d'autres obstacles.
- L'adéquation des types de fondations choisies et la possibilité de forer des fondations sur pieux.
- Le pH du sol et ses constituants chimiques afin d'évaluer le degré de protection contre la corrosion requis et les spécifications des propriétés du ciment devant être utilisées dans les fondation en béton.

- Le niveau de contaminants présents dans le sol pouvant exiger une attention particulière lors de la conception détaillée ou des mesures spéciales à entreprendre lors de la construction.

Selon la localisation du site, l'étude géotechnique peut également prévoir d'inclure une évaluation du risque de l'activité sismique, de glissement de terrain, d'affaissements de terrain, les activités minières ou d'extraction minière entreprises par le passé et de la sensibilité du sol au gel ou au mouvement vertical des couches d'argile, de l'érosion et des inondations.

6.3.9 RACCORDEMENT AU RÉSEAU

Un raccordement au réseau d'une capacité suffisante est nécessaire pour permettre l'exportation de l'énergie. La viabilité de la connexion au réseau dépendra de facteurs tels que la capacité, la proximité, le droit de passage, la stabilité du réseau et la disponibilité du réseau. Ces facteurs doivent être pris en considération dès que possible dans le processus de développement du projet. Si l'étude de raccordement au réseau est négligée, des coûts imprévus de raccordement au réseau pourraient avoir un impact majeur sur la viabilité du projet.

- **Proximité :** Une influence majeure sur le coût de raccordement au réseau sera la distance entre le site et le point de raccordement au réseau. Afin de s'assurer que le raccordement au réseau n'affecte pas le projet sur le plan économique, il est nécessaire de réaliser une étude de faisabilité afin d'évaluer les voies d'évacuation de l'énergie et de la ligne de transmission à l'étape de la planification du projet.
- **Disponibilité :** La disponibilité du réseau est le pourcentage de temps que le réseau est en mesure d'accepter l'énergie produite par la centrale solaire PV. Le rendement énergétique annuel d'une centrale peut être considérablement réduit si le réseau connaît des temps d'arrêt significatifs. Cela peut avoir des effets néfastes sur l'économie du projet. Dans les régions développées, la disponibilité du réseau est généralement très élevée. Dans les régions moins développées et rurales, les réseaux peuvent souffrir de temps d'arrêt beaucoup plus importants. Des statistiques sur la disponibilité devraient être demandées à l'opérateur de réseau pour établir la durée d'indisponibilité prévue du réseau.
- **Capacité :** La capacité du réseau à accepter l'énergie exportée à partir d'une installation solaire dépend de l'infrastructure existante du réseau et de la charge

actuelle du système. La capacité de la sous-station et de la ligne d'exportation doit être adaptée à la capacité de la centrale en cours de développement. Quand le réseau ne dispose pas d'une capacité existante suffisante pour permettre un raccordement, un certain nombre de solutions sont disponibles :

- Limiter la puissance maximale exportée dans les limites admissibles du réseau.
- Mettre à niveau le réseau pour permettre une capacité d'exportation plus élevée.
- Réduire la capacité de la centrale proposée.

L'examen initial de la capacité du point de raccordement au réseau peut souvent être réalisé en examinant des données publiées. Cependant, des discussions avec l'opérateur de réseau seront nécessaires pour établir toute la portée du travail associée aux mises à niveau de la capacité. L'opérateur de réseau fournira des informations sur le travail requis, ainsi que sur les incidences financières. Certains aspects de la mise à niveau du réseau peuvent être effectués par des entrepreneurs tiers. D'autres doivent être effectués par l'opérateur de réseau. Une étude de faisabilité précoce est le point de départ de l'évaluation de la pertinence du dispositif de transmission de l'énergie. Des études sur les réseaux électriques peuvent également être menées pour modéliser la capacité probable du réseau.

6.3.10 ACCÈS ET DROIT DE PASSAGE

Le site doit permettre l'accès aux camions livrant le matériel nécessaire à la centrale et à la construction. Cela peut nécessiter la mise à niveau des routes existantes ou la construction de nouvelles routes. Plus le site est près d'une route d'accès principale, plus le coût associé à l'ajout de cette infrastructure est faible. Au minimum, les routes d'accès devraient être construites avec un revêtement en graviers ou autre revêtement similaire. L'entrée au site peut également devoir être construite, élargie ou mise à niveau. Le bon conditionnement des modules et leur susceptibilité aux dommages dus au transport doit également être examiné avec soin.

Le droit de passage est l'accord permettant aux lignes de transmission du promoteur du projet de traverser une propriété appartenant à une autre personne ou entité. Afin d'éviter les risques liés au droit de passage, qui peuvent avoir un impact sur le calendrier du projet, tous les permis

et accords fonciers doivent être planifiés à l'avance (voir Encadré 4 au Chapitre 7, « Expérience sur le raccordement au réseau en Inde »).

6.3.11 SALISSURES DU MODULE

L'efficacité de l'installation solaire pourrait être considérablement réduite si les modules sont recouverts de particules/poussières. Il est important de tenir compte de la météo locale, de l'environnement, des facteurs humains et de la faune afin de déterminer la pertinence d'un site pour une installation solaire PV. Les critères à prendre en considération devraient inclure :

- Les particules de poussière générées par la circulation, les activités de construction, les activités agricoles ou les tempêtes de poussière.
- La salissure des modules par les excréments d'oiseaux. Les sites situés à proximité de réserves naturelles, de zones de reproduction d'oiseaux et de lacs devraient notamment être évalués avec attention.

La salissure des modules nécessitera un plan d'entretien et de nettoyage, et potentiellement de garder l'équipement nécessaire sur ou à proximité du site.

6.3.12 DISPONIBILITÉ DE L'EAU

Une eau propre et à faible teneur en minéraux est préférable pour le nettoyage des modules. Une alimentation principale en eau, de l'eau souterraine, de l'eau stockée ou l'accès à un réservoir d'eau portable peut être nécessaire ; le coût des différentes options aura un impact sur la rentabilité du projet. La mesure dans laquelle la disponibilité d'eau est un problème dépendra du niveau de salissure du module attendu, du degré de nettoyage naturel par les précipitations et de la fréquence de nettoyage. La quantité d'eau nécessaire varie en fonction des technologies de nettoyage disponibles et du climat local, cependant, environ 1,6 litres d'eau par m² de modules PV peuvent être nécessaires. Dans les environnements arides situés à proximité de communautés, il conviendra d'accorder de l'attention à la dépendance des populations locales à l'eau souterraine présente et à l'impact (le cas échéant) de l'extraction de l'eau souterraine proposé sur les sources d'eau locales. Il s'agit d'un point particulièrement important lorsqu'il existe plusieurs développements solaires à proximité, à savoir quand il peut y avoir des effets cumulatifs sur la

disponibilité de l'eau susceptibles d'affecter négativement les populations locales.

6.3.13 INCITATIONS FINANCIÈRES

Les incitations financières comme les TR ou les allègements fiscaux, qui varient selon les pays et, parfois, les régions au sein des pays, ont une forte incidence sur la viabilité financière d'un projet (voir également la Section 14 sur le financement des projets solaires PV). Ces incitations pourraient l'emporter sur les coûts associés à une ou plusieurs contraintes de sélection du site.

Dans les pays où des incitations importantes existent (c.à.d. des TR élevés) et viennent contourner des conditions économiques par ailleurs très défavorables, les promoteurs doivent faire preuve de prudence et tenir compte de la durabilité de ces incitations. Les impacts potentiels sur le projet doivent être considérés si ces incitations peuvent être retirées à tout moment. Il convient de noter que les incitations ne sont pas spécifiques au site, mais dépendent généralement du pays ou de l'état dans lequel le projet se situe.

Liste de vérification pour la sélection du site

La liste de vérification ci-dessous détaille les exigences et les procédures de base pour aider les promoteurs dans le processus de sélection d'un site.

- La surface de terrain adéquate est identifiée pour l'échelle du développement proposé.
- La propriété des terrains est déterminée.
- L'utilisation actuelle des terres est identifiée (par exemple, industrielle/ agricole/friches industrielles).
- Des conseils sont sollicités auprès des organes de réglementation sur les restrictions applicables à l'utilisation des terres.
- La ressource solaire est évaluée.
- Les caractéristiques topographiques sont obtenues.
- La proximité de désignations environnementales internationales, nationales et locales est déterminée.
- Les voies d'accès possibles au lieu sont évaluées.
- L'étude géotechnique est terminée.
- Le raccordement au réseau est évalué (capacité, proximité, droit de passage, stabilité et disponibilité).

7.1 APERÇU DE LA CONCEPTION DE LA CENTRALE

La conception d'une centrale solaire PV à grande échelle est un processus complexe qui exige des connaissances techniques et une expérience considérables. Beaucoup de compromis doivent être réalisés en vue d'atteindre un équilibre optimal entre performance et coût. Cette section met en lumière certaines des questions clés devant être prises en considération lors de la conception d'une centrale solaire PV.

Pour la plupart des grandes centrales solaires PV, la réduction du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) constitue le critère de conception le plus important. Chaque aspect du système électrique (et du projet dans son ensemble) devrait être examiné et optimisé. Les gains économiques potentiels d'une telle analyse sont beaucoup plus importants que le coût de sa mise en œuvre.

Il est important de trouver un équilibre entre économies de coûts et qualité. Les décisions d'ingénierie doivent être « prudentes » et les décisions « éclairées ». Sans quoi une conception réalisée dans l'objectif de réduire les coûts au moment présent pourrait conduire à des coûts futurs plus élevés et des pertes de revenus du fait d'exigences de maintenance élevées et d'une mauvaise performance.

L'efficacité d'une centrale électrique PV peut être optimisée en réduisant les pertes du système. La réduction de la perte totale augmente le rendement énergétique annuel 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.

Il existe des règles empiriques concernant la conception de la centrale. Cependant, les spécificités propres à la localisation du projet, comme les conditions d'ensoleillement, la température, l'angle du soleil et les ombres, devraient être prises en compte afin d'obtenir un équilibre optimal entre le rendement énergétique annuel et le coût.

Il existe des règles empiriques pour la conception de la centrale. Cependant, les spécificités propres à la localisation du projet, comme les conditions d'ensoleillement, la température, l'angle du soleil et les ombres, devraient être prises en compte afin d'obtenir un équilibre optimal entre le rendement énergétique annuel et le coût.



Une liste de vérification des exigences et des procédures de base pertinentes à la conception d'une centrale est fournie à la fin du Chapitre 7 pour aider les promoteurs de centrales solaires PV pendant la phase de développement d'un projet PV.

Il peut être avantageux d'utiliser un logiciel de simulation afin de comparer l'impact des différentes technologies de modules ou onduleurs et les différents plans de centrale sur le rendement énergétique de la centrale et les recettes prédites.

Les modules solaires PV sont généralement les éléments les plus précieux et les plus simples à transporter d'une installation PV. Les mesures de sécurité adoptées sont par exemple les boulons antivols, les systèmes antivols en résine synthétique, les caméras de vidéosurveillance avec alarmes et les clôtures de sécurité.

Le risque de problèmes de performance technique peut être atténué par la réalisation d'un exercice d'audit préalable technique approfondi, dans lequel les documents de conception finaux de l'entrepreneur IAC sont étudiés par un conseiller technique indépendant.

7.2 AGENCEMENT ET OMBRAGE

L'agencement général de la centrale et la distance choisie entre les rangées de structures de support seront sélectionnés en fonction des conditions spécifiques du site. La superficie disponible pour la construction de la centrale peut être limitée par l'espace et présenter des caractéristiques géologiques ou topographiques défavorables. L'objectif de la conception de l'agencement est de minimiser les coûts tout en tirant le maximum de revenus possibles de la centrale. En général, cela impliquera ce qui suit :

- La conception de l'écartement entre les rangs afin de réduire l'ombrage porté par les rangées et les pertes associées à l'ombrage.
- La conception de l'agencement afin de minimiser les chemins de câbles et les pertes électriques associées.
- La création de voies d'accès et d'un espace suffisant entre les rangées afin de permettre les déplacements et mouvements nécessaires aux activités de maintenance.
- Le choix d'un angle d'inclinaison et d'une configuration de module qui optimise le rendement énergétique annuel en fonction de la latitude du lieu et de la répartition annuelle de la ressource solaire.

- L'orientation des modules afin qu'ils fassent face à une direction permettant de tirer le chiffre d'affaires annuel maximum de la production d'énergie. Dans l'hémisphère nord, ce sera le sud géographique.³⁶ Dans l'hémisphère sud, il s'agira du nord géographique.

Un logiciel de simulation peut être utilisé pour faciliter la conception de l'agencement de la centrale. Un tel logiciel inclut des algorithmes qui décrivent le mouvement du soleil dans le ciel tout au long de l'année, quel que soit le lieu où l'on se trouve sur terre, en représentant son angle de hauteur³⁷ et d'azimut³⁸ sur un diagramme solaire. Ce diagramme, combiné à des informations sur l'espacement des rangées de module, peut être utilisé pour calculer le degré d'ombrage et simuler les pertes d'énergie annuelles associées à différentes configurations de l'angle d'inclinaison, d'orientation et d'espacement entre les rangs.

7.2.1 AGENCEMENT GÉNÉRAL

En minimisant les chemins de câbles et les pertes électriques associées, il est possible de suggérer le positionnement d'une station basse tension (BT) ou moyenne tension (MT) au centre de la centrale. Dans le cas où cette option serait choisie, il conviendra d'allouer suffisamment d'espace pour éviter le risque que la sous-station ne fasse de l'ombre aux modules.

L'agencement devrait prévoir une distance suffisante de la clôture de périmètre afin d'éviter que celle-ci ne fasse de l'ombre. Elle devrait également intégrer les voies d'accès pour le personnel et les véhicules de maintenance à des intervalles appropriés.

7.2.2 ANGLE D'INCLINAISON

Chaque emplacement disposera d'un angle d'inclinaison optimal maximisant l'irradiation annuelle totale (en moyenne sur l'ensemble de l'année) sur le plan du collecteur. Pour les centrales électriques à angle fixe raccordées au réseau, l'angle d'inclinaison optimal théorique peut être calculé à partir de la latitude du site. Toutefois, il se peut que des ajustements soient apportés afin de tenir compte des éléments suivants :

³⁶ Le sud géographique diffère du sud magnétique, et un ajustement doit être apporté aux relevés de boussole.

³⁷ La hauteur du soleil au-dessus de l'horizon (le plan tangent à la surface de la terre au point de mesure) est connu sous le nom d'angle de hauteur.

³⁸ L'azimut est la position du soleil en termes de nord, sud, est et ouest. Les définitions peuvent varier, mais 0° représente le sud géographique, -90° représente l'est, 180° représente le nord, et 90° représente l'ouest.

- **Salissures** : Des angles d'inclinaison plus importants sont associés à des pertes liées aux salissures moins importantes. L'écoulement naturel de l'eau de pluie nettoie les modules plus efficacement et la neige glisse plus facilement à des angles d'inclinaison plus importants.
- **Ombrage** : Des modules plus fortement inclinés fournissent plus d'ombre sur les modules situés derrière eux. Comme l'ombrage affecte beaucoup plus le rendement énergétique que ce à quoi l'on pourrait s'attendre en calculant simplement la proportion du module ombragée, une bonne option (autre qu'en espaçant davantage les rangées de modules) consiste à réduire l'angle d'inclinaison. Il est généralement préférable d'utiliser un angle d'inclinaison plus faible afin de compenser la perte de rendement énergétique associée à l'ombre portée par les rangées.
- **La distribution de l'ensoleillement saisonnier** : Si une saison particulière domine la répartition annuelle de la ressource solaire (les pluies de mousson, par exemple), il peut être intéressant d'ajuster l'angle d'inclinaison afin de compenser la perte. Un logiciel de simulation peut évaluer l'avantage procuré par cette option.

dont les modules sont reliés entre eux dans une chaîne. Différents types de technologie vont réagir différemment à l'effet d'ombrage électrique provoqué par les objets situés à proximité et les ombres créées par les rangées. Par exemple, certains modules à couches minces sont moins affectés par l'ombrage partiel que les technologies cristallines.

La configuration des modules (à savoir, en paysage ou portrait) et la manière dont les chaînes sont reliées entre elles auront également un impact sur la manière dont le système subit les effets d'ombrage au niveau électrique. Des modules installés en configuration paysage enregistreront généralement des pertes d'ombrage au niveau électrique moindres qu'un système configuré en portrait, les diodes étant généralement connectées sur la longueur d'un module. Toutefois, une configuration en portrait peut être envisagée si l'ombre associée à l'horizon à l'est et à l'ouest est particulièrement prévalente.

7.2.4 ESPACEMENT ENTRE LES RANGÉES

Le choix de l'espacement entre les rangées est fait par voie de compromis entre la réduction de l'ombrage porté par les rangées, en gardant la superficie de la centrale PV dans des limites raisonnables, en réduisant les chemins de câble et en maintenant les pertes ohmiques dans des limites acceptables. L'ombrage porté par les rangées ne peut jamais être réduit à zéro : au début et à la fin de la journée, les longueurs d'ombre sont extrêmement importantes.

7.2.3 CONFIGURATION DU MODULE PV

L'effet de l'ombrage partiel des modules PV sur la production électrique de l'installation PV est non linéaire en raison de la manière dont les diodes sont reliées entre elles au sein d'un module PV et de la manière

La Figure 16 illustre les angles devant être pris en considération dans le processus de conception.

L'angle de limite d'ombrage³⁹ a est l'angle de hauteur du soleil au-delà duquel il n'y a pas d'ombre sur les modules. Si la hauteur du soleil est inférieure à a , alors une partie du module sera ombragée, ce qui engendrera une perte dans le rendement énergétique.

L'angle de limite d'ombrage peut être réduit en réduisant l'angle d'inclinaison β ou en augmentant le pas de la rangée d . On décide parfois de réduire l'angle d'inclinaison sous l'inclinaison optimale car cela peut ne produire qu'une réduction minimale dans le rendement annuel. Le taux de couverture du sol (TCS), donné en l/d est une mesure de la surface du module PV par rapport à la superficie de terrain nécessaire.

Pour de nombreux endroits, une règle de base en matière de conception consiste à espacer les modules de manière à ce qu'ils ne soient pas ombragés entre midi au soleil pendant le solstice d'hiver (le 21 décembre dans l'hémisphère nord et le 21 juin dans l'hémisphère sud). En général, si la perte annuelle est inférieure à un pour cent en raison de l'ombrage, l'espacement entre les rangs peut être considéré comme acceptable.

Des simulations de rendement énergétique détaillées peuvent être effectuées pour évaluer les pertes dues à l'ombrage, et obtenir une optimisation économique qui prend également en compte le coût du terrain, si nécessaire.

7.2.5 ORIENTATION

Dans l'hémisphère nord, l'orientation qui optimise le rendement énergétique annuel total est le sud géographique. Sous les tropiques, l'effet de déviation par rapport au sud géographique peut ne pas être particulièrement important.

Certaines structures tarifaires encouragent la production d'énergie pendant les heures de pointe. Dans de telles structures tarifaires basées sur un « moment de la journée », il peut y avoir des avantages financiers (plutôt que des avantages en termes de rendement énergétique) à orienter un panneau qui s'écarte significativement du sud géographique. Par exemple, un panneau orienté vers l'ouest sera optimisé pour produire de l'électricité dans l'après-midi. L'effet de l'angle d'inclinaison et de l'orientation sur la production de rendement énergétique

peut être efficacement modélisé en utilisant un logiciel de simulation.

7.3 SÉLECTION DE LA TECHNOLOGIE

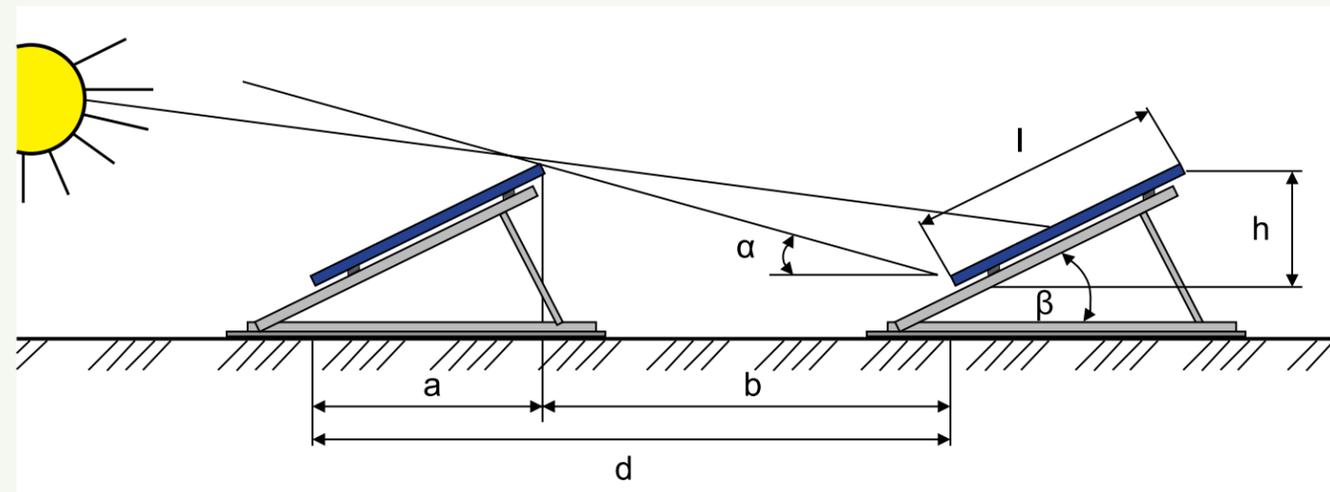
7.3.1 MODULES

La certification d'un module selon les normes CEI/CE/UL tel que décrit à la section 3.3.7 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 8 indique certains des critères de sélection qui devraient être pris en considération.

7.3.1.1 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

Figure 16 : Diagramme de l'angle d'ombrage



³⁹ Également connu sous le nom d'« angle d'ombrage critique ».

Tableau 8 : Critères de sélection de modules PV

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 MWc 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 Institute ^d ou PI Berlin ^e) 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 (voir également la Section 5.3).
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 tel que décrit à la Section 6.3.3.
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.

a Le coût par kWh d'électricité produite qui tient compte de la valeur temporelle de l'argent.

b PV Evolution Labs, <http://www.pvel.com>

c TÜV Rheinland, <http://www.tuv.com/en/corporate/home.jsp>

d Fraunhofer Institute, <http://www.fraunhofer.de/en.html>

e PI Berlin, <http://www.pi-berlin.com>

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.

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 9.

7.3.2 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 CC-CA affecte directement les recettes annuelles de la centrale solaire PV et varie en fonction de plusieurs variables, notamment la tension d'entrée CC 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.

7.3.2.1 Solutions d'onduleurs conteneurisées

Quand les systèmes PV d'échelle commerciale exportent de l'électricité vers le réseau à moyenne tension, il est fréquent qu'une solution conteneurisée pour l'onduleur, le transformateur et l'appareillage soit fournie. Cette solution permet la fabrication hors site, réduisant ainsi le temps d'installation sur site.

Les conteneurs sont généralement de type maritime et en tôle en acier ondulé. Cependant, ils peuvent également être fabriqués en plastique ou en béton renforcé fibre de verre. L'architecture des conteneurs devrait garantir que l'espace dédié à l'équipement est suffisant, et qu'un accès est prévu pour l'entretien. Le câblage entre les différentes parties de l'équipement doit être posé de manière ordonnée, et est souvent prévu dans un compartiment situé au-dessous du sol du conteneur. Une bonne pratique consiste à disposer de compartiments séparés pour l'équipement HT/BT et les transformateurs. La pose d'un système de chauffage, de ventilation ou de climatisation approprié est nécessaire pour maintenir des conditions environnementales stables.

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

Tableau 9 : Comparaison des spécifications techniques d'un module aux conditions normales d'utilisation

Fabricant	Xxxx
Modèle du module	Xxxx
Type	Multi-cristalline
Puissance nominale (P_{MPP})	245 Wc
Tolérance de puissance	0/+3%
Tension à P_{MAX} (V_{MPP})	30,2 V
Courant à P_{MAX} (I_{MPP})	8,13 A
Tension en circuit ouvert (V_{OP})	37,5 V
Courant de court-circuit (I_{SC})	8,68 A
Tension maximale du système	1000 V_{CC}
Efficacité du module	15,00 %
Température d'exploitation	-40 °C à +85 °C
Coefficient de température de P_{MPP}	-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.

Tableau 10 : Critères de sélection de l'onduleur

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. Les onduleurs sont discutés plus en détail à la Section 3.5.
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 CC et la charge.
Plage de tension du point de fonctionnement 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 CC et CA de l'onduleur.
Qualité de l'alimentation/ respect du code du réseau	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 : <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 CA de l'onduleur. • Capacité de tenue aux creux de tension.
Fiabilité du produit	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.
Déséquilibre	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
Maintenabilité	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.
Disponibilité du système	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). 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).
Modularité	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.
Conditions d'ombrage	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.
Lieu de l'installation	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.
Surveillance/ enregistrement/télémetrie	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.

a Chaque chaîne de PV associée à une inclinaison et une orientation données aura ses propres caractéristiques de sortie uniques et doit donc être « suivie » séparément afin d'en maximiser le rendement. Une conception efficace exige que seuls les sous-panneaux orientés à l'identique soient attribués à un seul pisteur MPP.

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 CC.
- 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.

La distorsion harmonique totale (DHT)⁴⁰ est une mesure du contenu harmonique de la sortie de l'onduleur et est limitée par la plupart des codes de réseau. Pour les onduleurs de haute qualité, la DHT est normalement inférieure à cinq pour cent. Les onduleurs doivent être accompagnés par les certificats d'essai appropriés, définis par les normes nationales et internationales applicables à chaque projet et au pays.

Le format de la fiche technique et les informations sur l'onduleur qui devraient être incluses sont normalisés conformément à la norme EN 50524 : 2009 : « Fiche technique et plaque d'identification pour les onduleurs photovoltaïques ». Un exemple des informations attendues dans une fiche technique est fourni au Tableau 11.

7.3.3 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. Une description plus détaillée des considérations de raccordement au réseau est fournie à la Section 7.4.3.

⁴⁰ La distorsion harmonique totale est une mesure de la teneur en harmoniques de la sortie de l'onduleur et est limitée par la plupart des codes de réseau.

Tableau 11 : Fiche technique

Modèle d'onduleur	XXXXXXXXXX
Entrées	
Puissance CC 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 CA	386 V
Fréquence réseau CA	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

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.

7.3.3.1 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 relai Buchholz.
- Un dispositif de limitation de pression.
- Une protection contre la surchauffe.
- La surveillance du niveau d'huile.

Les transformateurs doivent au minimum être construits selon les normes suivantes :

- BS EN 50464-1: 2007 + A1: 2012
- CEI 60076

Un exemple des informations fournies dans une fiche technique de transformateur est fourni au Tableau 12.

7.3.4 STRUCTURES DE SUPPORT

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 °. Cette question est abordée plus en détail à la Section 7.2. 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 PVsyst⁴² et PV*SOL⁴³), 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.

7.3.4.1 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.

⁴¹ L'ensoleillement est l'énergie solaire reçue sur une surface unitaire de surface. Elle est définie de manière plus détaillée à la Section 4.2.

⁴² PVsyst, <http://www.pvsyst.com>

⁴³ <http://www.valentin-software.com/>

Tableau 12 : Spécifications des transformateurs

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		Dyn05yn5
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

7.4 CONCEPTION ÉLECTRIQUE

La conception électrique de chaque centrale doit être considérée au cas par cas, car chaque site présente des défis et des contraintes qui lui sont propres. Alors que des orientations générales et des meilleures pratiques peuvent être formulées, il n'existe pas de solution universelle.

Les normes internationales et les codes électriques propres à chaque pays doivent être respectés afin de s'assurer de la sécurité et de la conformité de l'installation.

Bien que les recommandations contenues dans les sections suivantes soient basées sur les centrales solaires PV conçues avec des onduleurs centralisés, un grand nombre de concepts abordés sont également valables pour les centrales employant des onduleurs à chaîne.

7.4.1 SYSTÈME CC

Le système CC inclut les composants suivants :

- Les panneaux des modules PV.
- Le câblage CC (module, chaîne et câble principal).
- Les connecteurs CC (fiches et prises).
- Les boîtes de jonction/boîtes de combinaison.
- Les déconnexions/commutateurs.
- Des dispositifs de protection.
- La terre.

Lors du dimensionnement de la composante CC de la centrale, la tension et le courant maximum des chaînes individuelles et des panneaux PV doivent être calculés en utilisant la puissance maximale des modules individuels. Des logiciels de simulation peuvent être utilisés pour le dimensionnement, mais les résultats produits doivent être vérifiés manuellement.

Les composantes CC doivent être notées pour fournir des limites thermiques et de tension. A titre indicatif, pour les modules monocristallins et au silicium multi-cristallin (multi-c-Si), les notations minimales suivantes s'appliquent :

- Tension minimum : $V_{OC(STC)} \times 1,15$
- Courant minimum : $I_{SC(STC)} \times 1,25$

Les facteurs de multiplication utilisés ci-dessus (1,15 et 1,25) dépendent du lieu. Différents facteurs de multiplication peuvent s'appliquer à des lieux spécifiques. Il convient de consulter les normes et codes nationaux.

Pour les modules en silicium amorphe, les classifications de la composante CC doivent être calculées à partir des données du fabricant, en tenant compte des coefficients de température et d'éclairement. En outre, certaines technologies de modules sont associées à une période de rodage initiale au cours de laquelle la V_{OC} et I_{SC} sont beaucoup plus élevés. Cet effet devrait également être pris en considération. En cas de doute, il convient de consulter un conseiller technique qualifié.

7.4.1.1 Conception des panneaux PV

La conception d'un générateur PV dépendra des spécifications de l'onduleur et de l'architecture du système choisi. L'utilisation de plusieurs modules en rangées haute tension (HT) permet de minimiser les pertes ohmiques. Toutefois, les exigences de sécurité, les limites de tension de l'onduleur et les réglementations nationales doivent également être prises en considération.

- **Nombre maximum de modules dans une chaîne :** Le nombre maximum de modules dans une chaîne est défini par la tension maximale d'entrée CC de l'onduleur auquel la chaîne sera connecté ($V_{MAX(OND, CC)}$). En aucun cas cette tension ne doit être dépassée. Tout dépassement de la limite peut diminuer la durée de vie opérationnelle de l'onduleur ou rendre le dispositif inutilisable. La plus forte tension du module susceptible d'être enregistrée en fonctionnement est la tension en circuit ouvert aux températures diurnes les plus froides à l'emplacement du site. Les règles de conception empiriques pour l'Europe utilisent -10 °C comme température conceptuelle minimale, mais cela peut varier en fonction du lieu. Le nombre maximal de modules dans une chaîne (n_{max}) peut donc être calculé selon la formule suivante :

$$V_{OC(MODULE)} \text{ à la température de fonctionnement la plus basse du module} \times n_{max} < V_{MAX(OND, CC)}$$

- **Nombre minimum de modules dans une chaîne :** Le nombre minimum de modules est régi par l'obligation de maintenir la tension du système dans la fourchette du point de fonctionnement optimum (MPP) de l'onduleur. Si la tension de la chaîne est inférieure à la tension MPP minimum de l'onduleur, alors le système ne fonctionnera pas de manière optimale.

Dans le pire des cas, l'onduleur peut s'arrêter. La tension la plus basse attendue pour le module sera enregistrée aux conditions de température de module en fonctionnement les plus élevées. Les règles de conception empiriques pour l'Europe utilisent 70 °C comme référence de conception, mais cela peut varier en fonction des conditions du site. Le

nombre minimum de modules dans une chaîne (n_{min}) peut donc être calculé selon la formule suivante :

$$V_{MPP(MODULE)} \text{ à la température de fonctionnement du module la plus élevée} \times n_{min} > V_{MPP(OND min)}$$

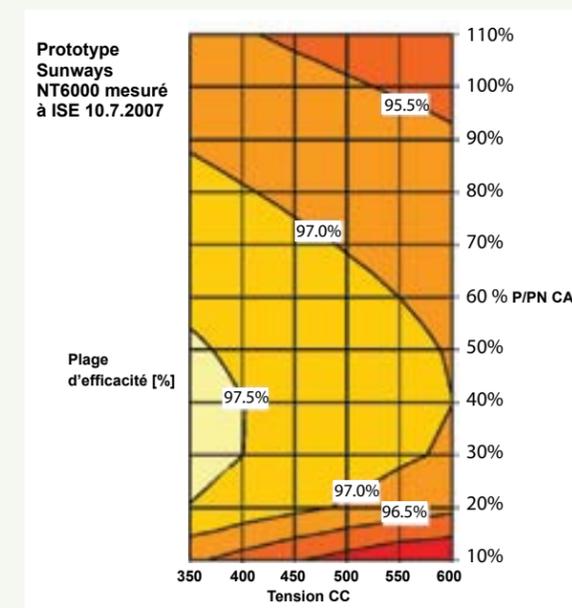
- **Optimisation de la tension :** Comme l'efficacité de l'onduleur dépend de la tension de fonctionnement, il est préférable d'optimiser la conception en faisant correspondre la tension de fonctionnement du champ de panneaux et la tension optimale de l'onduleur aussi étroitement que possible. Cela nécessitera des graphiques de dépendance à la tension de l'efficacité de l'onduleur (voir les exemples à la Figure 17). Si ces graphiques ne sont pas fournis par les fabricants d'onduleurs, ils peuvent être obtenus auprès de sources indépendantes. Une augmentation substantielle du rendement de la centrale peut être réalisée en faisant correspondre les tensions de fonctionnement du champ de panneaux PV à l'onduleur.
- **Nombre de chaînes :** Le nombre maximum de chaînes autorisé dans un champ de panneaux PV est fonction du courant maximum autorisé du champ de panneaux PV et du courant maximum de l'onduleur. En général, cette limite ne doit pas être dépassée car elle entraîne un vieillissement prématuré de l'onduleur et une perte de rendement.

7.4.1.2 Dimensionnement de l'onduleur

Il est impossible de définir une stratégie de dimensionnement optimale de l'onduleur universellement applicable. Les éléments spécifiques du projet, tels que la ressource solaire et l'angle d'inclinaison du module, jouent un rôle très important dans le choix de la conception. Bien que la règle de base consiste à utiliser un rapport de puissance inverseur/champ de panneaux inférieur à un, il ne s'agira pas toujours de la meilleure approche conceptuelle. Par exemple, cette option pourrait produire une situation dans laquelle l'onduleur parvient à limiter les pics de puissance non prévus par les profils d'éclairement (sur la base des données sur une heure), ou une situation de non respect du code du réseau dans les cas où l'injection de puissance réactive dans le réseau est nécessaire.

Le dimensionnement optimal est donc fonction des spécificités de la conception de la centrale. La plupart des centrales disposeront d'une fourchette de

Figure 17 : Graphiques de la dépendance de l'efficacité des onduleurs à la tension et à l'énergie^a



a. F.P. Baumgartner, et al., « Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency », 22e Conférence et Exposition Européenne sur l'Énergie Solaire Photovoltaïque. DU 3 au 7 septembre 2007, Fiera Milano, Session 4DO.4.6, http://home.zhaw.ch/~bauf/pv/papers/baumgartner_2007_09_inverter_EUPVSEC_MILANO.pdf (consulté en juin 2014).

dimensionnement de l'onduleur comprise entre les limites définies par :

$$0,8 < \text{Rapport de puissance} < 1,2$$

où :

$$\text{Rapport de puissance} = \frac{P(\text{courant nominal CC onduleur})}{P(\text{PV crête})}$$

$$P(\text{courant nominal CC onduleur}) = \frac{P(\text{courant nominal CA onduleur})}{\eta_{(100\%)}}$$

Des conseils sur le dimensionnement de l'onduleur et du champ de panneaux PV peuvent être obtenus auprès des fabricants d'onduleurs, qui proposent des logiciels de dimensionnement du système. Ces outils fournissent aussi une indication du nombre total d'onduleurs nécessaires. En cas de doute, un conseiller technique qualifié doit être consulté.

Un certain nombre de facteurs et de lignes directrices doivent être évalués lors du dimensionnement d'un onduleur :

- La V_{OC} maximum à la température diurne la plus froide de la journée doit être inférieure à la valeur maximale de la tension CC d'entrée de l'onduleur ($V_{OND, CC, MAX}$).
- L'onduleur doit être capable de supporter en toute sécurité le courant maximal du champ de panneaux.
- La V_{OC} minimum de la température diurne la plus chaude doit être supérieure à la valeur maximale de la tension CC de coupure de l'onduleur ($V_{ond, coupure CC}$).
- Le courant CC maximal de l'onduleur doit être supérieur au courant du ou des panneaux PV.
- La fourchette MPP de l'onduleur doit inclure les points MPP du champ de panneaux PV à différentes températures.
- Lors de la première installation, certains modules à couches minces produisent une tension supérieure à la tension nominale. Cela se produit pendant quelques temps jusqu'à l'achèvement de la période de rodage initiale, et doit être pris en compte.
- Les exigences du code de réseau, y compris les spécifications relatives à l'injection de puissance réactive.
- La tension de fonctionnement doit être optimisée pour une efficacité maximale de l'onduleur.
- Les conditions des profils de température et de rayonnement du site.
- L'économie et la rentabilité.

Il est recommandé d'employer des onduleurs avec contrôle de la puissance réactive. Les onduleurs peuvent contrôler la puissance réactive en contrôlant l'angle de phase de l'injection de courant. En outre, des aspects tels que la ventilation de l'onduleur, la climatisation, l'éclairage et le chauffage de l'armoire doivent être pris en considération.

Lors de l'optimisation de la tension, il convient de considérer que l'efficacité de l'onduleur dépend de la tension. Les fiches techniques et graphiques de dépendance à la tension sont nécessaires pour un alignement efficace de la tension.

7.4.1.3 Sélection et dimensionnement des câbles

Le choix et le dimensionnement des câbles CC des centrales solaires PV devraient 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 :

1. **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 V_{OC} maximale des modules, ajustés pour la température conceptuelle minimum du site, sont utilisés pour ce calcul.
2. **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.
3. **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.

7.4.1.4 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 CC dans des tranchées doit suivre les codes nationaux et tenir compte des conditions spécifiques du sol.

7.4.1.5 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.

7.4.1.6 Câble CC 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.

7.4.1.7 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 CC. 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 déconnexion⁴⁴ (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 CC 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, comme indiqué à la section 7.4.1.9. Les systèmes de sectionnement devraient être capables de rompre la charge normale et doivent être positionnés sur les câbles de chaîne positifs et négatifs.

⁴⁴ Les systèmes de déconnexion ne doivent pas être confondus avec les sectionneurs/isolateurs qui sont des appareils pour circuits hors tension (ou des appareils fonctionnant lorsque le courant ne circule pas dans le circuit).

Tableau 13 : Définition des indices de protection IP			
Exemple : IP65 1 ^{er} chiffre 6 (étanche aux poussières) 2 ^e chiffre 5 (protégé contre les projections d'eau)			
1 ^{er} chiffre	Protection contre les objets solides	2 ^e 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

7.4.1.8 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 CC. 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.

7.4.1.9 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 (I_{sc}) 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 :

$$\text{Dimension du fusible de chaîne} = V_{OC(STC)} \times M \times 1,15$$

où M est le nombre de modules dans chaque chaîne.

7.4.1.10 Commutation CC

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

- **Commutateurs CC/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 CC 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 CC doivent être :
 - Bipolaires, pour isoler à la fois les câbles du champ de PV positifs et négatifs.
 - Dimensionnés pour un fonctionnement en CC.
 - Capables de disjoncter à pleine charge.
 - Dimensionnés pour la tension du système et le courant maximum prévu.
 - Dotés de symboles de sécurité.
- **Disjoncteur CC :** 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 CC soient installés entre les champs de panneaux PV et les onduleurs connectés au réseau.

Certains modèles d'onduleurs sont dotés de disjoncteurs CC. 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.

7.4.1.11 Critères de qualité

Les câbles de module doivent :

- Respecter les normes locales et internationales, notamment les normes CEI 60502, CEI 60228, CEI 60364-1, CEI 60332-1 et -2, CEI 60754-1 et -2 et CEI 61034.
- Être conçus pour une large gamme de températures (par exemple, de -55 à 125°C).
- Être résistants aux rayons ultraviolets (UV) et aux intempéries en cas d'installation en extérieur, sans protection.
- Être mono-conducteurs et à double isolation.
- Présenter une résistance mécanique aux animaux, à la compression, à la tension et à la flexion.
- Être fixés à des chemins de câbles à l'aide de colliers de serrage afin de supporter leur poids et de les empêcher de bouger en cas de vent.
- Être protégés contre les bords tranchants de la structure de support par des tampons anti-abrasion.
- Utiliser des connecteurs de câble respectant l'indice de protection international IP67.

Parfois, des options de câble spécifiques sont préférables car elles offrent une protection accrue :

- Câble unipolaire, isolé et gainé. Par exemple, des câbles HO7RNF adéquatement dimensionnés.
- Câble unipolaire positionné dans un conduit.
- Câble multiconducteur, armé—ne convient qu'aux câbles CC principaux et normalement utilisés lorsqu'ils doivent circuler sous la surface du sol ou sont exposés.

7.4.2 SYSTÈME CA

7.4.2.1 Câblage CA

Le câblage destiné aux systèmes CA doit être conçu pour fournir un moyen sûr et rentable de transmettre l'électricité entre les onduleurs et les transformateurs et au-delà. Les câbles doivent être dimensionnés pour la bonne tension et leurs conducteurs doivent être dimensionnés, en tenant compte des courants de fonctionnement et des courants de court-circuit (I_{sc}).

Lors de la détermination des spécifications applicables aux câbles les considérations conceptuelles suivantes doivent être prises en compte :

- Le câble doit être dimensionné pour la tension maximale attendue.
- Le conducteur doit être en mesure de transmettre le courant d'exploitation et l' I_{sc} en toute sécurité.
- Le conducteur doit être dimensionné de manière appropriée pour assurer que les pertes produites par le câble sont dans des limites acceptables, et que l'équilibre le plus économique est maintenu entre les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation (pertes).
- Les conducteurs doivent être dimensionnés pour éviter les chutes de tension en deçà des limites légales et des performances des équipements.
- L'isolation devrait être suffisante compte tenu de l'environnement de la centrale.
- Un nombre approprié de conducteurs doit être choisi (mono-conducteur ou multiconducteurs).
- La mise à la terre et la liaison doivent être conçues pour l'application du projet.
- Les méthodes d'installation et la protection mécanique du câble doivent être adéquatement conçues par rapport au projet.

Les câbles doivent être conformes aux normes CEI et aux normes nationales appropriées. En voici quelques exemples :

- CEI 60502 pour les câbles compris entre 1 kV et 36 kV.
- CEI 60364 pour les câbles BT.
- CEI 60840 pour les câbles conçus pour des tensions supérieures à 30 kV et jusqu'à 150 kV.

7.4.2.2 Commutation CA

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 sortie 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 MARCHE 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.

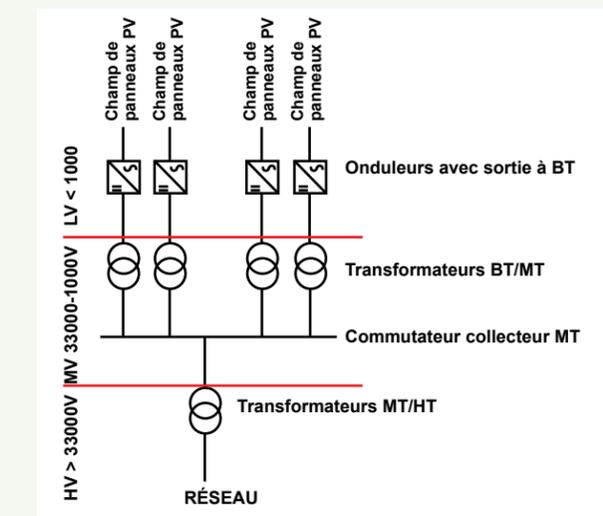
7.4.2.3 Dimensionnement et sélection des transformateurs

En général, les transformateurs fournissent de l'électricité à basse tension (généralement entre 300 et 450 V). Mais pour une centrale solaire marchande, la connexion au réseau est généralement faite à 11 kV et plus (niveaux HV). Il est donc nécessaire d'augmenter la tension en utilisant un ou plusieurs transformateurs entre l'onduleur et le point de raccordement au réseau.

La position du transformateur dans le circuit électrique va définir la tension requise sur les côtés primaire et secondaire du transformateur.

La figure 18 est un schéma unifilaire de haut niveau illustrant les tensions de fonctionnement classiques pour le système CA d'une centrale solaire. Là où il est nécessaire de fournir de l'électricité depuis le réseau jusqu'à la centrale, un transformateur auxiliaire doit être utilisé.

Figure 18 : Position classique du transformateur et niveaux de tension dans une centrale solaire où l'exportation vers le réseau est à HT



La sélection d'un transformateur approprié doit tenir compte de plusieurs questions fondamentales. Celles-ci incluent la capacité requise, la position dans le système électrique, la localisation et les conditions environnementales dans lesquelles le transformateur fonctionnera. La capacité du transformateur (spécifiée en MVA) dépendra de la puissance maximale projetée exportée depuis le champ de panneaux solaires.

Les principaux transformateurs d'exportation constitueront un élément majeur de la conception de la sous-station principale et, à ce titre, leur sélection devrait également tenir compte des exigences techniques de la société chargée de la gestion du réseau. Ces transformateurs doivent être conformes aux spécifications locales et/ou internationales, le cas échéant.

La puissance de sortie fournie par les champs de panneaux PV suit un cycle bien compris correspondant à la trajectoire du soleil au cours de la journée. Ceci permet d'appliquer la considération d'un dimensionnement dynamique à la sélection du transformateur.

La solution du transformateur doit être conforme aux normes nationales et internationales, et notamment la norme CEI 60076. La conception doit tenir compte des éléments suivants :

- **Pertes :** Les transformateurs peuvent perdre de l'énergie par un courant magnétisant dans le conducteur (un phénomène connu sous le nom de pertes de fer) et perdre du cuivre dans les enroulements. Il est essentiel de minimiser les pertes dans un transformateur, car cela va augmenter l'énergie fournie au réseau et améliorer ainsi le revenu d'une centrale solaire PV.
- **Exigences d'essai :** Les transformateurs doivent être soumis à un certain nombre d'essais de routine et de type effectués sur chaque modèle fabriqué ; ces essais sont énoncés dans la norme CEI 60076. Le fabricant peut également se voir demander d'effectuer des essais spéciaux mentionnés dans la norme CEI 60076.
- **Livraison et mise en service :** Il convient d'accorder de l'attention à la durée nécessaire à la fabrication et à la livraison des transformateurs. La plupart des gros transformateurs (plus de 5 MVA) seront conçus et fabriqués sur commande, et seront donc associés à un long délai d'exécution, qui peut être de l'ordre d'années.

La livraison de grands transformateurs (plus de 30 MVA) sur le site doit également être planifiée. Les grands transformateurs peuvent être démontés dans une certaine mesure, mais le réservoir contenant le conducteur et les enroulements devront être transportés en une seule pièce. Dans le cas de transformateurs d'une capacité de 100 MVA, la charge du transport sera toujours importante et la livraison par voie routière peut nécessiter des mesures particulières, comme une escorte policière.

Le positionnement du transformateur dans la centrale devrait également être décidé à l'étape de planification. Ainsi, un transformateur peut être facilement installé et en toute sécurité, entretenu et, en cas de panne, remplacé. Les transformateurs contenant du liquide doivent être munis d'un confinement pour récupérer toute fuite. Les transformateurs à bain d'huile, s'ils sont situés à l'intérieur, sont généralement considérés comme présentant un risque particulier d'incendie. En tant que tel, des mesures visant à réduire le risque pour la propriété et la vie doivent être envisagées.

7.4.2.4 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.

7.4.2.5 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.

Les codes et règlements nationaux et les caractéristiques spécifiques à chaque emplacement du site devraient être prises en compte lors de la conception de la solution de mise à la terre. La solution doit être conçue pour réduire le risque de choc électrique pour les personnes présentes sur le site et le risque de dégâts et d'incendie en cas de défaillance ou de foudre.

L'ensemble de la centrale solaire PV et du local électrique doivent être protégés contre la foudre. Les systèmes de protection sont généralement basés sur des paratonnerres à dispositif d'amorçage et antennes paratonnerre. L'antenne sera capable de faire face à plusieurs coups de foudre et ne nécessitera aucun entretien une fois installée.

Ces antennes seront raccordées aux postes de mise à la terre respectifs. Par la suite, un réseau de mise à la terre sera constitué, reliant tous les postes de mise à la terre par le biais des bandes en fer galvanisé requises.

Les modalités de mise à la terre varient selon les sites, en fonction d'un certain nombre de facteurs :

- Les exigences nationales en matière d'électricité.
- Les directives d'installation pour les fabricants de modules.
- Les exigences du système de fixation.
- Les exigences de l'onduleur.
- Le risque de foudre.

Si le concepteur du système doit décider du dispositif de mise à la terre le plus approprié pour l'installation solaire PV en fonction des besoins spécifiques liés au lieu, les directives générales définies ci-dessous peuvent être suivies :

- Des tiges de masse doivent être placées à proximité des boîtes de jonction. Des électrodes de masse doivent être connectées entre les tiges de masse et la languette de masse dans la boîte de jonction.
- Un trajet à la terre continu doit être maintenu dans tout le champ de panneaux PV.
- Les chemins de câbles doivent être aussi courts que possible.
- Des dispositifs de protection contre les surtensions peuvent être installés à l'extrémité de l'onduleur du câble CC et des boîtes de jonction du champ de panneaux.
- De nombreux modèles d'onduleurs incluent des parafoudres internes. Des dispositifs séparés de protection contre les surtensions peuvent également être nécessaires.

7.4.3 RACCORDEMENT AU RÉSEAU

Les centrales solaires doivent répondre aux exigences de la société de gestion du réseau vers lequel elles exporteront de l'électricité. Les exigences techniques de raccordement sont généralement énoncées dans les codes de réseaux, qui sont publiés par la société de gestion du réseau et couvrent des sujets tels que la planification, le raccordement et le fonctionnement de la centrale. Les codes de réseaux varieront d'un pays à l'autre et peuvent inclure :

- Des limites d'émissions harmoniques.
- Des limites de papillotement de tension.
- Des limites de variation de fréquence.
- Des exigences d'exportation de puissance réactive.
- La régulation de la tension.
- Des exigences relatives au niveau de défaillances.
- La protection du système.

En plus de répondre aux exigences du code de réseau du pays, la société de gestion du réseau peut avoir des exigences propres à un site en cas de conditions de réseau inhabituelles à l'emplacement précis du site.

Lors de la conception de la solution de raccordement au réseau, une attention particulière doit être accordée aux contraintes suivantes :

- **La planification :** Le calendrier de raccordement au réseau aura une incidence sur la date de mise sous tension prévue et sur les cibles de génération. Les composants électriques clés tels que les transformateurs peuvent être associés à des délais de livraison importants. La localisation géographique des fournisseurs et les délais probables devraient être examinés à l'étape de planification et soigneusement pris en compte dans le plan de projet (voir Encadré 4 « Raccordement au réseau—Expérience en Inde »).

Outre les travaux de raccordement local, des mises à niveau et modifications du réseau plus vastes au-delà du point de raccordement peuvent avoir une influence significative sur la date de mise sous tension et d'exploitation commerciale. Les problèmes de raccordement dépendent de la situation et dépassent généralement la sphère d'influence du promoteur. Il est donc important que la communication soit établie avec les entreprises de réseau pertinentes et que des discussions soient menées afin de bien comprendre les implications et les délais impliqués dans les calendriers de raccordement local et régional.

Encadré 4 : Raccordement au réseau—Expérience en Inde

Le câble d'exportation

En Inde, les projets doivent généralement être mis en service dans les 12 mois à compter de la date d'exécution de l'AAE. L'objectif est de prévoir suffisamment de temps pour la planification et l'exécution des travaux associés au câble d'exportation. Cependant, pour un certain nombre de projets en Inde, la mise en service a été retardée, l'exportation d'électricité n'ayant pu commencer en raison de l'indisponibilité de la ligne d'exportation. Un problème qui peut être évité par la planification de l'itinéraire emprunté par la ligne d'exportation et la signature d'accords de droit de passage avec les propriétaires à un stade précoce du développement du projet.

La stabilité du réseau

Le bon fonctionnement d'une centrale solaire PV raccordée au réseau est sujet à la condition que la tension et la fréquence du réseau restent dans certaines limites acceptables pour l'onduleur. Le réseau peut devenir instable en conséquence de charges variables appliquées à la sous-station électrique. En l'absence de données de charge historiques disponibles au niveau de la sous-station locale de la majorité des services publics indiens, la disponibilité du réseau peut devenir un risque important pour le développement d'un projet. Afin de mieux comprendre le risque, il est recommandé que le promoteur procède à une évaluation approfondie de la qualité du réseau en vérifiant physiquement les variations de tension et de fréquence pendant une durée minimum de deux semaines au cours de la phase de planification du projet.

En plus de la surveillance, des mesures au cours de la phase de sélection des composants peuvent également atténuer le risque d'instabilité du réseau responsable de temps d'arrêt.

Ces mesures comprennent :

- 1) La sélection d'onduleurs dotés d'une fonction de support dynamique du réseau avec des caractéristiques de basse tension, de haute tension et de tenue aux creux de fréquence.
- 2) L'utilisation de transformateurs de centrale dotés de régleurs en charge de transformation.

La compensation de la puissance réactive

Quelques États indiens obligent les promoteurs de projet à maintenir un facteur de puissance proche de l'unité, alors que d'autres États font payer la puissance réactive consommée par l'installation PV. Bien que la plupart des onduleurs centraux modernes puissent être faits pour fonctionner à un facteur de puissance capacitif, fournissant la puissance réactive pendant les heures de fort ensoleillement, il peut être nécessaire d'inclure une batterie de condensateurs pour compenser la puissance réactive pendant les périodes de faible éclaircissement. Il est conseillé de choisir des onduleurs capables de compenser la puissance réactive.

- **La tension de raccordement :** La tension de raccordement doit être adaptée à la capacité de la centrale. Différentes tensions de raccordement vont entraîner des coûts d'équipements électriques (tels que les commutateurs et transformateurs) ainsi que des spécifications de conducteurs différents. Différentes tensions de raccordement peuvent également avoir un impact sur le temps nécessaire pour assurer le raccordement.

Le chargement excessif de l'équipement du réseau de transmission ou de distribution local, tel que les lignes aériennes ou les transformateurs de puissance, peut provoquer une instabilité du réseau. Dans ce cas, la tension et la fréquence de du réseau peuvent sortir des limites de fonctionnement des onduleurs et entraîner des temps d'arrêt pour la centrale. Dans les réseaux régionaux moins développés, le risque de temps d'arrêt

causé par une instabilité du réseau doit être évalué par les promoteurs par le biais d'une évaluation de la qualité du réseau. L'absence d'une telle évaluation peut avoir de graves répercussions sur l'économie du projet et résulter en des temps d'arrêt dépassant les hypothèses utilisées dans le modèle financier du projet.

7.4.4 CRITÈRES DE QUALITÉ

Le câble CA doit être fourni par un fabricant réputé et conforme à la norme ISO 9001. Le câble doit répondre aux exigences suivantes :

- Être certifié aux normes CEI et nationales actuelles telles que la norme CEI 60502 pour les câbles compris entre 1 kV et 36 kV, CEI 60364 pour les câbles BT et CEI 60840 pour les câbles conçus pour des tensions supérieures à 30 kV et allant jusqu'à 150 kV.

- Essais de type réalisés conformément aux normes appropriées.
- Une période de garantie minimum de deux ans.
- Une durée de vie équivalente à la durée de vie du projet.
- Une résistance aux rayons ultraviolets (UV) et aux intempéries (si posé à l'extérieur et sans protection).
- Une résistance mécanique (par exemple, à la compression, à la tension, à la flexion et aux animaux).

Le commutateur AC doit être fourni par un fabricant réputé accrédité à la norme ISO 9001 et devrait répondre aux exigences suivantes :

- Une certification aux normes actuelles de la CEI et normes nationales actuelles appropriées, telles que la norme CEI 62271 pour les commutateurs HT et la norme CEI 61439 pour les commutateurs BT.
- Des essais de type selon les normes appropriées.
- Une période de garantie minimum de deux ans.
- Une durée de vie prévue au moins équivalente à la durée de vie du projet.

Les transformateurs doivent être fournis par des fabricants renommés accrédités à la norme ISO 9001 et devraient répondre aux exigences suivantes :

- La certification aux normes CEI et aux normes nationales appropriées, telles que la norme 60076 pour le transformateur de puissance, la norme CEI 60085 pour l'isolation électrique et la norme CEI 60214 pour les régulateurs.
- Des essais de type conformément aux normes appropriées.
- Une période de garantie minimum de deux ans.
- Une durée de vie prévue au moins équivalente à la durée de vie du projet.
- Une efficacité d'au moins 96 pour cent.

7.5 BÂTIMENTS DU SITE

Une centrale solaire PV d'échelle commerciale nécessite des infrastructures adaptées aux spécificités de la conception choisie. Leur emplacement doit être choisi en un lieu où ils ne porteront pas d'ombre sur les modules PV. Il peut être possible de positionner les bâtiments sur le périmètre de l'installation. S'ils sont positionnés au centre, des zones

tamppons appropriées devront être prévues. En fonction de la taille de la centrale, les exigences infrastructurelles peuvent inclure :

- **Bureau** : Un bureau mobile et un espace sanitaire dotés de dispositifs de communication. Cet ensemble doit être étanche et empêcher l'entrée des insectes. Il devrait être situé près de l'entrée du site de sorte que la circulation des véhicules n'augmente pas le risque que de la poussière se dépose sur les modules.
- **Poste BT/MT** : Les onduleurs peuvent être soit placés entre les structures de support de module (si des onduleurs en chaîne sont sélectionnés) dans des armoires spécialement conçues ou dans un poste d'onduleur avec le système des transformateurs de moyenne tension, le commutateur et le système de comptage.⁴⁵ Ce poste BT/MT peut être équipé d'un système de climatisation si cela est nécessaire pour s'assurer que la température des appareils électriques n'excède pas la fourchette de températures pour lesquels ils sont conçus.
- **Poste MT/HT** : Un poste HT/MT peut être utilisé afin de collecter le courant alternatif provenant des transformateurs et tenir lieu d'interface avec le réseau électrique haute tension.
- **Communications** : Le système de surveillance de la centrale et le système de sécurité nécessiteront un moyen de communication avec accès à distance. L'opérateur du réseau peut également exiger l'installation de lignes téléphoniques fixes spécifiques dédiées au raccordement au réseau. Souvent, un internet haut débit (DSL) ou un système de communication par satellite est utilisé pour l'accès à distance. Une connexion GSM (système global de communications mobiles) ou une ligne téléphonique standard équipée de modems constituent des solutions de rechange, même si les vitesses de transfert de données sont moindres.

7.5.1 CRITÈRES DE QUALITÉ

Les caractéristiques de référence des infrastructures de la centrale PV sont les suivantes :

- Des postes étanches, en béton armé, ou des conteneurs en acier préfabriqués. Tous les bâtiments et les fondations devraient être conçus et construits

⁴⁵ Pour les onduleurs en chaîne, le « poste BT/MT » peut être utilisé pour collecter l'électricité en CA

conformément aux Eurocodes structuraux (en Europe) ou aux codes de construction du pays, aux normes et à la réglementation des autorités locales.

- Un espace suffisant pour accueillir l'équipement et faciliter son exploitation et sa maintenance.
- Inclusion de :
 - Grilles de ventilation, portes sécurisées et fondations en béton permettant l'accès aux câbles.
 - Un éclairage intérieur et des prises électriques conformes aux réglementations spécifiques du pays.
 - Un système de ventilation forcée ou de climatisation adéquat avec thermostats de contrôle, en fonction des conditions environnementales.
 - Des systèmes de protection contre les événements climatiques afin d'empêcher l'inondation des bâtiments contenant l'équipement électrique.

7.6 SÉCURITÉ DU SITE

Les centrales solaires PV représentent 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 post-conflit), 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 transmettront 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.

7.7 SURVEILLANCE DE LA CENTRALE

7.7.1 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 composants 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 composants individuelles, et l'analyse comparative des rapports comparés à ceux d'autres composants ou lieux.

7.7.2 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 ± 1 ° C, les capteurs PT1000 devraient être thermoliés au dos du module dans un endroit positionné au centre d'une cellule.

⁴⁶ Voir par exemple, Kipp & Zonen CMP 11, <http://www.kippzonen.com/Product/13/CMP-11-Pyranometer#.VBmlTGMgsuc>

7.6.1 NORMES DE QUALITÉ

Les caractéristiques de sécurité de référence sont :

- Une clôture métallique d'au moins 2 m de haut.
- Un système de vidéosurveillance, qui inclut des caméras avec zoom et capacités de manipulation à distance.
- Des capteurs et/ou un logiciel d'analyse vidéo.
- Des panneaux de mise en garde.
- Un enregistreur vidéo numérique, qui enregistre les données pendant au moins 12 mois.
- Un système d'alarme monté sur la porte de la centrale, le poste de moyenne tension, le poste de comptage et les cabines portables.

Figure 19 : Schéma du système de surveillance d'une installation PV

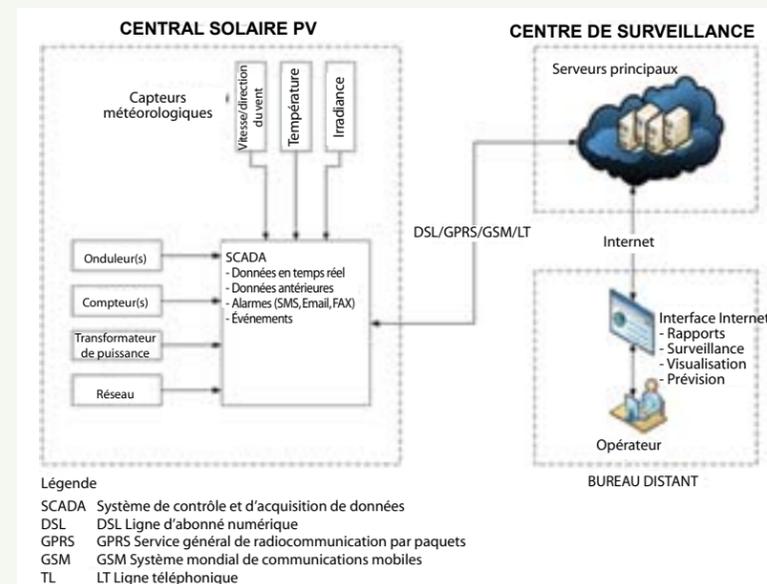


Tableau 14 : Recommandation du nombre de pyranomètres en fonction de la capacité de la centrale

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

- **Tension CC du champ** : Mesurée à une précision d'environ 1 pour cent.
- **Courant CC 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.

7.8 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 15. 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).

Tableau 15 : Stratégies d'optimisation de la performance

Perte	Mesure d'atténuation pour optimiser la performance
Ombrage	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir un lieu ne présentant pas d'obstacles créant un ombrage. • S'assurer que la centrale dispose de suffisamment d'espace pour réduire l'ombrage entre les modules. • Disposer d'une stratégie d'E&M robuste capable de supprimer le risque d'ombrage associé à la croissance de la végétation.
Angle d'incidence	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des revêtements antireflets, du verre texturé ou un système de pistage.
Faible ensoleillement	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des modules présentant une bonne performance à des niveaux d'éclairage faibles.
Température du module	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir des modules disposant d'un meilleur coefficient de température pour produire de l'électricité dans des lieux caractérisés par une température ambiante élevée.
Encrassement	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir des modules moins sensibles à l'ombrage. • Garantir un contrat d'E&M adéquat incluant un programme de nettoyage adapté aux conditions du site.
Qualité du module	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir des modules présentant une faible tolérance ou une tolérance positive.
Déséquilibre entre les modules	<ul style="list-style-type: none"> • Classer les modules présentant des caractéristiques similaires en chaînes en série dans la mesure du possible. • Éviter l'ombrage partiel d'une chaîne. • Éviter les variations dans l'angle d'inclinaison des modules et l'orientation dans une même chaîne.
Résistance du câble CC	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser un câble adéquatement dimensionné. • Réduire la longueur des câbles CC.
Performance de l'onduleur	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir des onduleurs hautement efficaces, correctement dimensionnés.
Pertes CA	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser un câble adéquatement dimensionné. • Réduire la longueur des câbles CA. • Utiliser des transformateurs hautement efficaces.
Arrêt de la centrale	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser un système de surveillance robuste capable d'identifier rapidement les défaillances. • Choisir un entrepreneur d'E&M assurant un temps de réaction rapide pour assurer les réparations. • Conserver des pièces de rechange.
Disponibilité du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Installer la capacité de la centrale PV dans des zones où le réseau est robuste et a le potentiel d'absorber l'électricité PV.
Cv w< vcxq	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir des modules associés à un faible taux de dégradation et une garantie de puissance linéaire.
Pistae MPP	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir des onduleurs hautement efficaces avec une technologie de pistage MP sur plusieurs entrées. • Éviter le déséquilibre entre les modules.
Limitation du pistage	<ul style="list-style-type: none"> • S'assurer que les systèmes de pistage sont adaptés aux charges de vent auxquelles ils seront soumis.

7.9 EXIGENCES RELATIVES À LA DOCUMENTATION CONCEPTUELLE

Plusieurs exigences minimales devraient être incluses dans le cadre de la documentation conceptuelle. Celles-ci sont listées ci-dessous :

- Les fiches techniques des modules, onduleurs, du système de fixation du champ de panneaux et des autres composantes du système.
- Les schémas de câblage, y compris, au minimum, les informations énoncées dans le Tableau 16.
- Les schémas d'agencement montrant l'espacement des rangs et la position des infrastructures du site.
- Les schémas de la structure de fixation, les calculs de structure étant examinés et certifiés par un ingénieur agréé.
- Une prévision détaillée de l'évaluation des ressources et du rendement énergétique.
- Un rapport de conception qui comprendra des informations sur la localisation du site, les caractéristiques du site, la ressource solaire, le travail de conception, la prévision du rendement énergétique et un résumé des résultats de l'étude géotechnique.

Tableau 16 : Exigences relatives au diagramme de câblage annoté

Section	Détails requis
Panneaux solaires	<ul style="list-style-type: none"> • Type(s) de modules. • Nombre total de modules. • Nombre de chaînes. • Modules par chaîne.
Information sur la chaîne PV	<ul style="list-style-type: none"> • Spécifications des câbles de chaîne – dimension et type. • Disposition de protection contre les surtensions de chaîne (s'ils sont installés) – type et tension/courant nominal. • Type de diode de blocage (le cas échéant).
Détails électriques sur le champ de panneaux	<ul style="list-style-type: none"> • Spécifications du câble principal du champ de panneaux – dimension et type. • Localisation du boîtier de jonction du champ de panneaux (le cas échéant). • Type d'isolant CC, localisation et régime nominal (tension/courant).
Dispositifs de mise à la terre et de protection	<ul style="list-style-type: none"> • Détails de tous les conducteurs de terre/de liaison équipotentielle. Ceci inclut les détails du câble de liaison équipotentielle de la structure du champ de panneaux (le cas échéant). • Détails de toute connexion à un Système de Protection contre la Foudre (SPF). • Détails de tout système de protection contre la surtension installé (sur les lignes CA et CC), pour inclure la localisation, le type et le régime nominal.
Système CA	<ul style="list-style-type: none"> • Localisation, type et régime nominal de l'isolateur CA. • Localisation, type et régime nominal de l'appareil de protection contre la surtension CA. • Localisation, type et régime nominal de dispositif à courant résiduel (le cas échéant). • Détails sur la connexion au réseau et exigences relatives au code de réseau.
Système d'acquisition des données et de communication	<ul style="list-style-type: none"> • Détails du protocole de communication. • Exigences relatives au câblage. • Capteurs et collecte de données.

Encadré 5 : Exemple de mauvaise conception

Il est beaucoup moins cher et plus rapide de corriger les défauts de conception avant la construction que pendant ou après la construction. Par conséquent, il est essentiel d'appliquer l'expertise technique appropriée à chaque aspect de la conception de la centrale. Si le promoteur ne dispose pas de toute l'expertise nécessaire en interne, alors un conseiller technique expérimenté devrait être engagé. Quel que soit le niveau d'expertise interne, il est recommandé de procéder à un audit technique préalable complet et indépendant avant que la construction ne commence. Il s'agira d'une condition essentielle en cas de demande de financement.

À titre d'exemple, regardez les défaillances que des consultants techniques indépendants ont identifiées sur un projet de 5 MWC qui avait été construit en Inde en 2010 :

• Les fondations :

- Les fondations des structures de soutien se composaient de piliers de béton, coulés sur place, avec des barres de renforcement en acier et des tiges en acier fileté fixant les plaques de support de la structure de fixation. Ce type de fondation est déconseillé en raison de la difficulté inhérente à aligner avec précision un grand nombre de petites fondations.
- De l'acier doux a été utilisé pour les tiges de fixation. L'acier doux étant sujet à la corrosion, des tiges en acier inoxydable auraient été préférables.

• Les structures de fixation :

- Les structures de fixation n'ont pas été adéquatement conçues pour les charges qu'elles étaient destinées à supporter. En particulier, les pannes ont fléchi de manière significative sous la charge des modules. Les structures de soutien doivent être conçues pour résister aux charges de vent et d'autres charges dynamiques sur la durée du projet. Des travaux de réparation considérables ont été nécessaires pour y intégrer des entretoises de support supplémentaires.
- La structure de fixation ne peut être réglée, car aucun mécanisme n'a été inclus pour permettre l'ajustement de la position des modules. La combinaison du choix du type de fondation et du choix de la structure de fixation a conduit à des problèmes importants quand il fallut aligner les modules solaires à l'angle d'inclinaison nécessaire.

• Les composantes électriques :

- Des diodes de chaîne ont été utilisées pour protéger les circuits plutôt que des fusibles de chaîne/MCB. La meilleure pratique actuelle consiste à utiliser des fusibles de chaîne/MCB, car les diodes provoquent une chute de tension et une perte de puissance, ainsi que d'un taux de défaillance plus élevé.
- Aucune protection n'a été fournie pour les coffrets de raccordement. Cela signifie qu'en cas de défaillance entre le réseau et les tableaux de distribution CC, les tableaux de distribution disjonctent, affectant les temps d'arrêt de la centrale plus que nécessaire.
- Des sectionneurs hors charge ont été inclus dans les coffrets de regroupement avant le tableau de distribution. Par conséquent, il n'a pas été possible d'isoler des chaînes individuelles à des fins d'installation ou d'entretien.

Les défauts de conception énumérés ci-dessus couvrent un large éventail de problèmes. Toutefois, la leçon sous-jacente est qu'il est essentiel d'appliquer l'expertise technique appropriée à tous les aspects de la conception de la centrale par le biais d'une expertise technique interne ou externe. Un audit technique préalable indépendant devrait être effectué sur la conception avant que la construction ne commence.

Des listes de vérification des exigences et procédures de base relatives aux considérations conceptuelles de la centrale sont fournies ci-dessous. Elles sont destinées à aider les promoteurs de centrales solaires PV au cours de la phase de développement d'un projet PV.

Liste de vérification pour la sélection du module PV

- 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.

Liste de vérification pour la sélection de l'onduleur

- 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.

Liste de vérification pour la sélection du transformateur

- 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.

Liste de vérification pour la structure de support

- 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)

Liste de vérification pour la conception générale

- Angle d'inclinaison et orientation des panneaux PV adaptés à la situation géographique.
- Distance entre les rangées adaptées pour le site.
- Ombrage apporté par les objets situés à proximité pris en considération, et zone tampon adéquate incluse.
- Dimension de la chaîne PV adaptée pour l'onduleur dans les conditions environnementales du site.
- Dimension de l'onduleur adapté à la dimension du champ PV (coefficient de puissance et fourchette MPP de l'onduleur).
- Transformateur adéquatement dimensionné.
- Coffrets de regroupement (indice de protection IP) adaptés aux conditions environnementales.
- Câbles CC et CA adéquatement dimensionnés.
- Équipements de protection BT et HT (fusibles, commutateurs et disjoncteurs) adéquatement dimensionnés.
- Mise à la terre et protection contre la foudre adaptés et conçus pour les conditions spécifiques au site.
- Travaux de génie civil (fondations, drainage) adéquats compte-tenu des risques environnementaux.
- Système de surveillance conforme aux normes du marché.
- Système de sécurité conforme aux normes du marché et approuvé par l'assureur.

8.1 APERÇU DES CONSIDÉRATIONS RELATIVES AUX PERMIS, AUX LICENCES ET AUX CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES

Les exigences en matière de permis et de licences pour les centrales solaires PV varient grandement d'un pays à l'autre et entre différentes régions d'un pays. Il est donc important de mettre en place les lois/réglementations pertinentes et permis associés qui seront requis pour le projet avec l'organe de planification/gouvernemental approprié.

Afin de livrer un projet qui sera acceptable pour les institutions financières internationales (par exemple, pour permettre l'apport du financement), les études environnementales et sociales doivent être effectuées conformément aux exigences des normes internationales de premier plan et des principes, à savoir les Principes de l'Équateur et les critères de performance d'IFC. Les normes nationales devraient également être respectées, celles-ci pouvant être plus strictes que les exigences des prêteurs.

Une liste de vérification des exigences et des procédures de base pour l'obtention des permis et licences est fournie à la fin du chapitre 8.

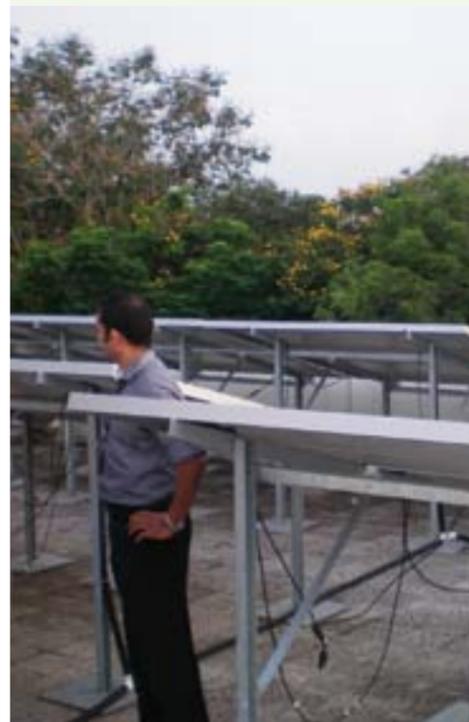
Les sections suivantes décrivent les exigences relatives à l'octroi de permis et licences.

8.2 EXIGENCES RELATIVES AUX PERMIS ET LICENCES

Les procédures d'octroi de licences et de permis varient selon la localisation et la taille de la centrale. Pour les petites centrales PV, les régimes d'autorisation sont souvent simplifiés et obtenus au niveau des collectivités locales. Cependant, les centrales à grande échelle peuvent avoir des exigences plus vastes déterminées au niveau national ou régional. Les permis, licences et accords clés généralement requis pour des projets d'énergie renouvelable incluent :

- Le contrat de bail du terrain.
- Les autorisations pour l'aménagement/l'utilisation des terres.
- Les permis de construire.
- Les permis environnementaux.
- La demande de raccordement au réseau.
- Les licences d'opérateur/de production.

Les procédures d'autorisation et d'octroi de licences varient selon la localisation et la taille de la centrale. Pour les petites installations PV, les systèmes de délivrance de permis sont souvent simplifiés et obtenus au niveau des collectivités locales. Cependant les centrales à grande échelle peuvent avoir des exigences plus strictes, déterminées au niveau national ou régional.



Outre les principaux permis, licences et accords énumérés ci-dessus, dans le cadre des exigences de forme ou autre support, il peut être nécessaire pour un promoteur de s'inscrire en tant que « producteur d'énergie renouvelable qualifié/privilégié/spécial renouvelable » pour obtenir un soutien. Selon le pays concerné, cela peut aussi être une exigence pour le promoteur de démontrer la conformité à ces exigences.

La séquence des exigences peut varier d'un pays à l'autre et il est recommandé qu'une réunion se tienne rapidement avec l'autorité de planification/gouvernementale compétente pour établir et confirmer les lois pertinentes et les permis associés qui seront nécessaires au projet. Les délais d'obtention des autorisations pertinentes devraient également être établis rapidement, car de nombreuses autorisations devront avoir été accordées avant la construction de la centrale.

8.2.1 CONTRAT DE BAIL DU TERRAIN

Si le terrain n'est pas une propriété privée, un accord visant à acquérir ou à louer les terrains nécessaires auprès du propriétaire du terrain est une exigence clé. Le contrat de bail du terrain doit être assuré, à titre de première étape, pour permettre le développement du projet sur le terrain nécessaire. Cela ne concerne pas les centrales de toiture. Un contrat de location dure généralement 25 ans, et inclut souvent une clause de prolongation supplémentaire.

Les contrats de bail et contrats d'option devraient inclure des restrictions appliquées aux aménagements sur des terrains adjacents au site susceptibles d'avoir un impact sur la performance des panneaux solaires PV. En outre, les terrains nécessaires aux nouvelles routes d'accès doivent également être pris en considération.

8.2.2 CONSENTEMENTS RELATIFS À LA PLANIFICATION ET À L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Tous les consentements relatifs à la planification/à l'autorisation d'utilisation du sol doivent être en place avant la construction d'un projet. Les exigences relatives aux consentements varient grandement selon les pays et les régions, et dépendent également de la taille de la centrale. Il est possible d'obtenir des conseils sur les exigences relatives à la planification et au consentement dans la zone du projet auprès du ministère de la Planification local, du ministère concerné ou d'un consultant expérimenté. Le type d'informations devant être prises en considération comprend :

- Les permis/consentements relatifs à la planification et les autorisations d'utilisation des terres nécessaires pour construire et exploiter un aménagement d'énergie solaire renouvelable.
- Toute restriction normale en matière d'aménagement du territoire pour la zone du développement (par exemple, les réglementations de zonage relatives à l'utilisation des terres).
- Les pièces justificatives devant être soumises avec la demande de planification (localisation/agencement/plans d'élévation, description du projet, détails relatifs à l'accessibilité, études environnementales, etc., tel que requis par l'autorité compétente).
- Le mode de soumission (en ligne ou via le bureau du ministère de la Planification).
- Les délais relatifs à la soumission et à la détermination.
- La procédure applicable à la réalisation d'amendements au consentement à une date ultérieure.

Une autorisation de l'autorité des routes peut également être nécessaire, selon les travaux nécessaires.

8.2.3 PERMIS DE CONSTRUIRE

Certains pays peuvent exiger l'obtention d'un permis de construction séparé, selon la nature du projet. Lorsque cela est nécessaire, il convient de noter que l'organe chargé de donner son consentement peut différer de l'autorité qui délivre l'autorisation pour l'aménagement/l'utilisation des terres.

Avant qu'un permis de construire soit obtenu, il peut être nécessaire d'avoir les autres permis requis en place ou de compléter un changement de catégorisation de l'utilisation des terres. Comme indiqué ci-dessus, une consultation précoce avec l'autorité compétente est recommandée afin de définir les exigences nationales et locales spécifiques.

8.2.4 PERMIS ENVIRONNEMENTAUX

Tous les permis, licences et exigences environnementaux doivent être obtenus avant de commencer la construction. Les permis environnementaux sont spécifiques à chaque pays et à chaque projet. Une consultation devrait être entreprise avec les ministères et les organismes environnementaux pertinents afin de déterminer les exigences de tous les permis environnementaux liés au projet. Un consultant spécialiste de l'environnement peut également fournir des conseils sur les exigences spécifiques.

Les permis et licences environnementaux qui pourraient être requis sont les suivants :

- Permis d'étude d'impact environnemental (EIE).
- Licences relatives aux espèces menacées/protégées.
- Permis relatifs à la protection de l'agriculture.
- Permis relatifs à la conservation des sites historiques.
- Permis forestiers.

De plus amples informations sur les considérations environnementales sont fournies à la section 8.3 ci-dessous.

8.2.5 DEMANDE DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

Un permis de raccordement au réseau est requis pour exporter de l'électricité sur le réseau, celui-ci indiquant normalement le point de raccordement et confirmant le niveau de tension qui sera appliqué à ce raccordement. La demande de raccordement au réseau doit être soumise à la société de transmission ou de distribution concernée par le projet.

Le permis doit être obtenu bien avant la date à laquelle la première exportation vers le réseau doit être effectuée afin de permettre des délais suffisants à la réalisation des travaux associés. Les centrales solaires PV devront répondre aux exigences de la société exploitant le réseau vers lequel l'électricité sera exportée. Ce point est traité plus en détail dans la section 10.4.

8.2.6 LICENCE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

L'exploitant d'une centrale de production d'électricité est tenu d'être en possession d'une licence de production, qui permet à un opérateur de produire, de distribuer et de fournir de l'électricité.

Les promoteurs doivent être informés des exigences requises et des calendriers spécifiques à chaque pays pour l'obtention d'une licence de production. Par exemple, dans de nombreux pays européens et asiatiques, la licence de production d'électricité est obtenue après la construction de la centrale, alors que dans certains pays africains, la licence est requise au début du processus de développement du projet.

8.3 EXIGENCES ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

Le développement de tout projet solaire aura des conséquences à la fois environnementales et sociales. L'ampleur et la nature de ces impacts dépendront d'un certain nombre de facteurs, notamment la taille de la centrale, son emplacement, sa proximité aux communautés et les désignations environnementales applicables. Ces questions sont examinées dans les sections suivantes.

8.3.1 NORMES APPLICABLES

Afin de réaliser un projet qui sera acceptable pour les institutions financières internationales (par exemple, pour permettre l'apport du financement), le travail doit être effectué conformément aux exigences des normes et principes clés énoncés dans les sections suivantes.

8.3.1.1 Principes de l'Équateur

Les Principes de l'Équateur⁴⁷ (PE) se composent de dix principes relatifs à l'évaluation et à la gestion environnementale et sociale. En outre, ils incluent les exigences de déclaration et de surveillance applicables aux institutions financières des Principes de l'Équateur (EPFI). Les PE fixent un point de référence pour l'industrie financière et ont été adoptés par les institutions financières afin de déterminer, d'évaluer et de gérer les risques environnementaux et sociaux des projets.

Il existe actuellement 78 EPFI dans 34 pays différents qui ont officiellement adopté les normes des PE.⁴⁸ Ces institutions n'apporteront pas de financement aux clients qui ne veulent ou ne peuvent pas se conformer aux PE. Certains de ces prêteurs, tels que la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD), peuvent disposer de normes supplémentaires auxquelles les emprunteurs doivent se conformer. Des informations supplémentaires sur les exigences de financement sont présentées à la Section 14 (Financement des projets solaires PV).

Les PE sont applicables dans le monde entier et pour tous les secteurs de l'industrie, d'où leur pertinence pour l'industrie solaire. Les dix PE abordent les thèmes suivants :

47 Groupe de la Banque mondiale, « The Equator Principles : A financial industry benchmark for determining, assessing and managing environmental and social risk in projects », 2013. http://www.equator-principles.com/resources/equator_principles? III.pdf (consulté en juin 2014).

48 Groupe de la Banque mondiale, « The Equator Principles: Members & Reporting », <http://www.equator-principles.com/index.php/members-reporting>

- Principe 1 - Examen et catégorisation
- Principe 2 – Évaluation environnementale et sociale
- Principe 3 – Standards environnementaux et sociaux applicables
- Principe 4 – Système de gestion environnementale et sociale (SGES) et Plan d'action selon les Principes de l'Équateur (Plan d'action PE)
- Principe 5 – Participation des parties prenantes
- Principe 6 - Mécanisme de réclamation
- Principe 7 - Revue indépendante
- Principe 8 – Conventions
- Principe 9 - Suivi indépendant et rapports
- Principe 10 – Rapports et transparence

8.3.1.2 Critères de performance d'IFC sur la viabilité sociale et environnementale

Comme indiqué dans le PE 3, les pays qui ne sont pas considérés comme des pays à hauts revenus de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) doivent appliquer les normes de viabilité sociale et environnementale prévues par IFC.⁴⁹ Ces normes ont été élaborées pour les propres projets d'investissement d'IFC, mais sont un exemple pour les entreprises privées et les institutions financières du monde entier.

Les CP d'IFC portent sur les sujets suivants :

- Critère de performance 1 : Évaluation et gestion des risques et impacts environnementaux et sociaux
- Critère de performance 2 : Main-d'œuvre et conditions de travail
- Critère de performance 3 : Utilisation efficace des ressources et prévention de la pollution
- Critère de performance 4 : Hygiène, sécurité et sûreté communautaires
- Critère de performance 5 : Acquisition des terres et déplacement forcé
- Critère de performance 6 : Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles

49 IFC, « Performance Standards on Environmental and Social Sustainability » 2012, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/c8f524004a73daeca09afd998895a12/IFC_Performance_Standards.pdf?MOD=AJPERES (consulté en juin 2014).

- Critère de performance 7 : Populations autochtones
- Critères de performance 8 : Héritage culturel

Le respect des critères de performance d'IFC permettra non seulement de s'assurer qu'un projet est socialement et écologiquement viable, mais facilitera également l'obtention de financements pour un projet.

8.3.1.3 Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (ESS) générales de la Banque mondiale

Les directives ESS générales sont un document technique de référence contenant des exemples généraux et propres à une industrie en termes de bonnes pratiques internationales de l'industrie. Les Directives ESS générales incluent des conseils sur les questions de l'environnement, de la santé, et de la sécurité applicables dans tous les secteurs de l'industrie.

8.3.1.4 Législation et réglementation environnementales et sociales locales, nationales et internationales

La législation et la réglementation environnementales et sociales varient selon les pays et les régions ; cependant les PE et les CP d'IFC ont fixé des normes minimales acceptables pour le développement de projets dans le monde entier.

Un grand nombre de pays sont dotés de dispositions législatives nationales qui sont à égalité ou supérieures aux normes des PE/d'IFC. Si les exigences nationales s'avèrent plus strictes, les promoteurs de projet doivent examiner et respecter ces normes.

Dans les pays où les exigences de la législation environnementale et sociale sont moins exigeantes, un projet doit être élaboré conformément à ces exigences outre les normes imposées par le prêteur, qui doivent au minimum respecter les normes des PE/d'IFC.

8.3.2 ÉTUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL

Les projets peuvent être tenus de procéder à une étude d'impact environnemental (et social) initiale ou complète (EIE ou EIES), en fonction des exigences réglementaires nationales.

Les règlements et les lois relatifs à l'étude d'impact environnemental et social pertinents du pays devraient être examinés en premier lieu pour déterminer les besoins spécifiques à chaque pays, parallèlement aux exigences

des PE et des CP d'IFC. En général, pour attirer des financements et répondre aux exigences réglementaires, un examen analytique appelé une étude environnementale initiale (EEI) ou étude environnementale préliminaire doit être mis en œuvre, avec l'aide d'une société de conseil en environnement indépendante, afin de définir la nature et l'ampleur des impacts environnementaux et l'étendue de l'étude requise. Une fois le degré des impacts potentiels et la sensibilité du site déterminés, il sera possible de déterminer si une étude environnementale et sociale complète est nécessaire.

Si cela est considéré nécessaire, les effets environnementaux potentiels du projet proposé devront être considérés par le biais d'une EIES complète et basée sur les connaissances actuelles sur le site et l'environnement. Ces informations permettront de déterminer quelles études spécifiques seront nécessaires. Le promoteur devra ensuite évaluer les moyens permettant d'éviter, de réduire ou d'atténuer les effets négatifs potentiellement importants comme décrit dans le CP 1 d'IFC. Ces études fourniront également une référence pouvant être utilisée à l'avenir dans le contrôle de l'impact du projet. Veuillez noter que seuls les impacts jugés « importants » doivent être considérés comme faisant partie d'une EIES.

Les considérations environnementales clés pour les centrales solaires PV sont détaillées ci-dessous. Veuillez noter que la liste de facteurs n'est pas exhaustive. Les questions environnementales et sociales devant être évaluées devraient être déterminées en fonction des projets. Il est recommandé que l'étude environnementale soit effectuée par un consultant expérimenté indépendant familiarisé avec la conduite d'études d'impact environnemental et social (EIES).

8.3.2.1 Impacts associés à la phase de construction

Les activités de construction génèrent des émissions atmosphériques temporaires (poussières et émissions produites par les véhicules), du bruit lié à l'excavation, à la construction et à la circulation des véhicules, une production de déchets solides et une production d'eaux usées issues des chantiers temporaires et des quartiers d'hébergement des travailleurs. En outre, la santé et la sécurité au travail (SST) est une question qui doit être correctement gérée pendant la construction afin de minimiser les risques d'accidents évitables conduisant à des blessures et/ou des décès—un certain nombre d'incidents mortels sont survenus par le passé dans la construction de chantiers de centrales électriques solaires

dans le monde. Une bonne identification des risques pour la SST et des mesures de gestion de risques appropriées doit être intégrée au plan de gestion de chaque projet et aux clauses des contrats IAC standards. Lorsque les projets disposent de camps d'hébergement des travailleurs, les logements doivent répondre aux exigences de base par rapport à l'espace, l'approvisionnement en eau, l'élimination adéquate des eaux usées et des déchets, la protection contre la chaleur, le froid, l'humidité, le bruit, l'incendie et les animaux porteurs de maladies, les installations de stockage, l'éclairage et (comme il convient selon la taille et la localisation) l'accès à des infrastructures ou à du personnel médical de base.

8.3.2.2 Utilisation de l'eau

Bien que les exigences relatives à la consommation d'eau soient généralement faibles pour les centrales solaires PV, les centrales solaires à concentration (CSC) peuvent avoir des exigences plus strictes et des groupes de centrales PV peuvent avoir des exigences élevées en termes de consommation d'eau cumulée dans les zones arides où les communautés locales dépendent de ressources en eaux souterraines limitées. Dans de tels scénarios, la consommation d'eau devrait être estimée et comparée au prélèvement d'eau par les communautés locales (le cas échéant), afin de s'assurer que la population locale ne souffre d'aucun impact négatif. Les méthodes d'E&M relatives à la disponibilité de l'eau et à son utilisation doivent être soigneusement examinées en cas d'identification d'impacts négatifs sur la consommation par la communauté.

8.3.2.3 Questions foncières

L'énergie solaire étant l'une des technologies de production d'énergie les plus intensives en termes de surface, les procédures d'acquisition de terrains et en particulier l'évitement ou l'atténuation des problèmes relatifs à l'acquisition forcée de terrains/déplacements forcés sont essentielles à la réussite du ou des projets. Cela inclut les terrains acquis temporairement ou de façon permanente pour le site du projet lui-même et toutes les infrastructures associées, c.à.d. les voies d'accès, lignes de transmission, chantiers de construction (le cas échéant) et stations de commutation. Dans le cas où l'acquisition forcée de terres est inévitable, un plan d'action de réinstallation (portant sur le déplacement physique et tout déplacement économique associé) ou plan de restauration des moyens de subsistance (portant uniquement sur les déplacements économiques) est généralement requis par les financeurs afin de s'assurer de la bancabilité du projet. Il s'agit

souvent d'une question cruciale en ce qui concerne le permis d'exploitation sociale, qui doit être manipulée avec soin et attention par des personnes qualifiées.

8.3.2.4 Impacts visuels et paysagers

Les principaux impacts peuvent inclure la visibilité des panneaux solaires dans le paysage et les impacts associés sur les désignations de paysage, les types de caractères et les communautés environnantes. Les mesures d'atténuation courantes employées pour réduire les impacts peuvent inclure l'examen de l'aménagement, de la taille et de l'ampleur au cours du processus de conception et d'aménagement paysager/de plantation afin de protéger les modules des récepteurs environnants. On notera qu'il est important que l'effet d'ombrage sur le rendement énergétique soit pris en considération pour toutes les nouvelles exigences en matière de plantation.

Les panneaux solaires sont conçus pour absorber, et non pour refléter l'ensoleillement. Cependant, le reflet et l'éblouissement devraient être une considération dans le processus d'étude environnementale pour tenir compte des impacts potentiels sur les aspects paysagers/visuels et l'aviation.

8.3.2.5 Écologie et ressources naturelles

Les impacts potentiels sur l'écologie peuvent inclure la perte/fragmentation de l'habitat, les impacts sur les zones désignées et la perturbation ou le déplacement des espèces protégées ou vulnérables. Les facteurs clés devant être pris en considération incluront probablement les sites d'importance pour la faune et les espèces protégées au niveau national et international, telles que les chauves-souris, les oiseaux nicheurs et les reptiles. Des enquêtes de référence sur l'écologie devraient être effectuées lorsque des habitats potentiellement sensibles, y compris des habitats naturels intacts, risquent d'être touchés, afin de déterminer les principaux récepteurs pertinents pour chaque site. Les mesures d'atténuation peuvent inclure l'agencement soigné du site et la conception afin d'éviter les zones de grande valeur écologique ou le transfert des récepteurs écologiques de valeur. Des mesures d'amélioration de l'habitat pourraient être envisagées le cas échéant pour compenser les impacts négatifs sur l'habitat sensible d'un site, bien que l'évitement de ces habitats soit une option à privilégier (conformément à la discussion sur la sélection du site à la Section 6.3).

8.3.2.6 Patrimoine culturel

Les impacts potentiels sur le patrimoine culturel peuvent inclure les impacts sur l'agencement des sites désignés

ou les impacts directs sur les artefacts archéologiques enfouis, suite à la perturbation du sol pendant la construction. Lorsqu'un problème potentiel a été analysé par l'étude environnementale préliminaire, des enquêtes de terrain doivent être effectuées avant la construction afin de déterminer le patrimoine et les caractéristiques archéologiques clés du site ou à proximité. Les mesures d'atténuation peuvent inclure l'aménagement du site et sa conception afin d'éviter les zones de patrimoine culturel ou présentant une valeur archéologique, et la mise en œuvre d'une procédure de « découverte par hasard » permettant de traiter et de protéger les découvertes faites sur le plan du patrimoine culturel lors des phases de construction et/ou d'exploitation d'un projet.

8.3.2.7 Transport et accès

Les impacts du transport de matériel et de personnel doivent être évalués afin de déterminer l'itinéraire de transport le plus approprié pour le site, tout en minimisant les impacts sur les communautés affectées par le projet. Les exigences relatives à tous les véhicules/convois exceptionnels devraient être considérées afin d'assurer un accès convenable. Les pistes d'accès du site doivent être perméables et construites de sorte à minimiser la perturbation des terres agricoles. Quand la circulation liée à la construction du projet doit traverser des communautés locales, des plans de gestion de la circulation doivent être intégrés aux exigences du plan de gestion environnementale et sociale et aux exigences IAC du projet.

8.3.2.8 Drainage/inondations

Un examen des risques d'inondation doit être réalisé afin de déterminer si des zones de fort risque d'inondation sont associées au site. Les systèmes de drainage existants et les nouveaux systèmes doivent également être pris en considération afin de s'assurer que le ruissellement est contrôlé pour minimiser l'érosion.

8.3.3 CONSULTATION ET DIVULGATION

Il est recommandé qu'une consultation précoce soit réalisée avec les principales autorités, les organes statutaires, les communautés touchées et autres parties prenantes.⁵⁰ Ceci s'avère utile dans l'évaluation de la viabilité du projet, et peut guider et améliorer l'efficacité du processus de développement. La consultation précoce

⁵⁰ IFC, « Performance Standards on Environmental and Social Sustainability », 2012, Critères de performance 1, paragraphes 25-31, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/115482804a0255db96fbff1d1a5d13d27/PS_English_2012_Full-document.pdf?MOD=AJPERES (consulté en juin 2014).

peut également informer le processus de conception pour minimiser les impacts environnementaux potentiels et maintenir la viabilité globale du projet.

Les autorités, les organes statutaires et les parties prenantes qui devraient être consultées varient d'un pays à l'autre, mais incluent généralement les types d'organisation suivants :

- Autorité de consentement locale et/ou régionale.
- Départements/ministères de l'Énergie.
- Agences/départements environnementaux.
- Agences/départements chargés de l'archéologie.
- Autorités de l'aviation civile/ministère de la Défense (en cas de proximité à un aéroport).
- Autorité de gestion des routes.
- Agences/départements sanitaires et de sécurité.
- Compagnies d'électricité.
- Autorités militaires.

L'engagement communautaire est une partie importante du développement de projet et devrait être un processus continu impliquant la divulgation d'informations aux communautés affectées par le projet.⁵¹ Le but de l'engagement communautaire est de construire et de maintenir au fil du temps une relation constructive avec les communautés situées à proximité du projet et d'identifier et d'atténuer les impacts clés sur les communautés affectées par le projet. La nature et la fréquence de l'engagement communautaire doivent refléter les risques du projet pour, et les effets néfastes sur, les communautés touchées.

8.34 PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE (PGES)

Qu'une EIES ou équivalent ait été réalisée ou non pour le site, un PGES doit être rédigé afin de s'assurer que les mesures d'atténuation des impacts pertinents d'un type identifié ci-dessus (et de tous autres types) sont identifiées et intégrées aux procédures et contrats pour la construction du projet. Les mesures d'atténuation peuvent inclure, par exemple, la suppression de la poussière pendant la construction, l'initiation à la sécurité, les programmes de formation et de surveillance destinés aux travailleurs, les mesures de gestion de la circulation quand les routes traversent les communautés locales, la mise en œuvre de bonnes procédures de gestion des déchets, l'introduction d'activités périodiques de participation communautaire, la mise en œuvre de procédures pour les découvertes par hasard quant au patrimoine culturel, les mesures de contrôle de l'érosion, l'isolement de toutes les espèces de flore vulnérables ou menacées, etc. Le PGES doit indiquer quelle partie sera responsable (a) du financement, et (b) de la mise en œuvre de chaque action, et comment cela sera suivi et signalé au niveau du projet. Le plan devrait être proportionnel à la nature et au type d'impacts identifiés.

⁵¹ IFC, « Stakeholder Engagement: A Good Practice Handbook for Companies Doing Business in Emerging Markets », 2007, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/IFC+sustainability/publications/publications_handbook_stakeholderengagement_wci__1319577185063 (consulté en juin 2014).

Encadré 6 : Permis, licences et considérations environnementales

De nombreux types de permis sont requis pour une centrale solaire PV de plusieurs mégawatts qui, conformément aux exigences du pays, varient en termes d'objet des prescriptions. Une liste indicative et non exhaustive des principaux permis devant être obtenus en Afrique du Sud pour une installation PV au sol à inclinaison fixe est présentée ci-dessous. Ces permis s'appliquent spécifiquement à l'étude de cas ; les exigences relatives aux permis diffèrent dans d'autres régions de l'Afrique du Sud, et dans d'autres pays. Certains des permis de l'étude de cas ont été émis avec des exigences relatives aux conditions, y compris les délais relatifs à l'introduction et aux règles applicables aux processus de construction, d'exploitation et de déclassement. La majorité de ces permis a été appliquée et mise en œuvre avant le début de la construction, cela été considéré comme une meilleure pratique.

Un rapport d'impact environnemental a été rédigé pour le projet dans le cadre des réglementations et de la loi sur la gestion de l'environnement naturel portant sur l'Étude d'impact environnemental (EIE) requise. Le processus d'EIE a été utilisé pour informer l'agencement privilégié du projet afin de réduire les éventuels impacts environnementaux significatifs. Les éléments de la conception du projet réduisent ainsi le potentiel d'impact sur les ressources en eau et incluent une zone tampon visuelle permettant d'isoler le terrain des routes circulant à proximité, des lignes de chemin de fer et des exploitations agricoles, en plus d'éviter les zones/ressources patrimoniales sensibles. Les mesures d'atténuation proposées pour réduire davantage les effets de construction sont :

- Les contrôles écologiques préalables à la construction.
- La réhabilitation/remise en végétation des zones endommagées par les activités de construction.
- La mise en œuvre de mesures de conservation des sols, telles que le stockage de terre végétale ou de gravier pour l'assainissement des zones perturbées.
- Le confinement du carburant, de l'huile et des zones de stockage utilisés.

L'application de ces mesures d'atténuation a permis d'assurer que les seuls effets significatifs susceptibles de découler de ce projet seraient ceux associés à des impacts visuels.

Les normes internationales applicables aux financements (les Principes de l'Équateur et les Critères de performance d'IFC) s'appliquent également, de sorte que ce projet a nécessité un degré d'étude environnementale et sociale approprié pour respecter ces normes. L'une des principales constatations découlant du travail d'étude environnementale réalisé pour se conformer à ces critères internationaux était la recommandation qu'une étude soit réalisée sur la reproduction des oiseaux afin d'évaluer pleinement les impacts du projet sur la population d'une espèce devant être protégée. Cette recommandation a été identifiée suite à la réalisation de l'EIE, soulignant l'importance de la prise en compte des Principes de l'Équateur et des Critères de performance d'IFC parallèlement à la préparation de l'EIE dès le début du projet. Cela contribuera à s'assurer d'atteindre un niveau acceptable pour les prêteurs.

Le tableau suivant présente les principaux permis qui ont été nécessaires pour développer le projet.

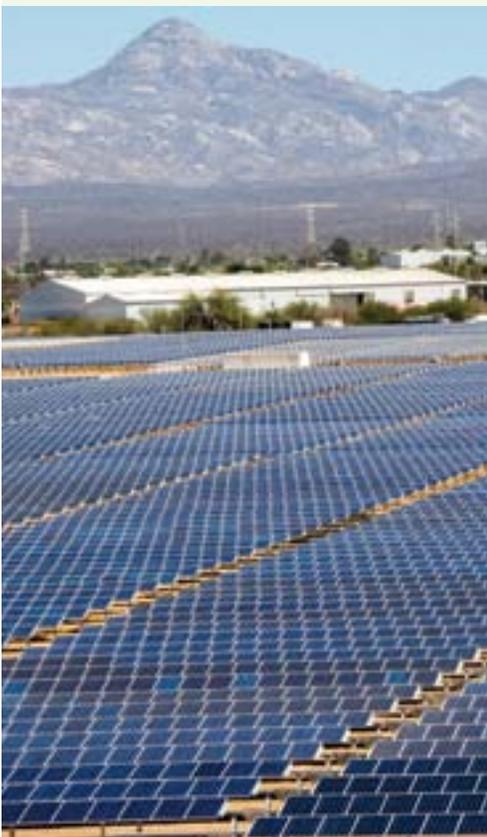
Permis	Autorité	Exigences
Rezonage de l'utilisation des terres	Municipalité pertinentes	• Exigences normalisées relatives aux conditions
Autorisation environnementale	Département des affaires environnementales	30 exigences relatives aux conditions incluant ce qui suit : • Les travaux doivent débuter dans un délai de cinq ans à partir de la délivrance. • L'obligation de nommer un agent de contrôle de l'environnement indépendant (ACE) pour la phase de construction de la centrale afin de s'assurer que toutes les mesures d'atténuation/de réhabilitation sont mises en œuvre.
Ressources patrimoniales	Agence de gestion des ressources patrimoniales d'Afrique du Sud (SAHRA)	Les recommandations de la SAHRA ont été intégrées aux exigences relatives aux conditions environnementales pour inclure l'évitement des zones incluant des ressources patrimoniales importantes.
Ressources minérales	Ministère des Ressources minérales	Aucune exigence relative aux conditions.
Consentement de l'autorité d'aviation	Autorité de l'aviation civile	Aucune exigence relative aux conditions.
Licence d'utilisation de l'eau	Ministère de l'Eau	Aucune exigence relative aux conditions
Permis de construction	Municipalité pertinente	Aucune exigence relative aux conditions

Liste de vérification des permis, licences et des considérations environnementales et sociales

La liste de vérification ci-dessous détaille les exigences et les procédures de base pour aider les promoteurs quant à l'obtention des permis et licences applicables à un projet.

- Le contrat de location de terrain a été obtenu.
- Des conseils ont été demandés sur la planification/ le consentement/l'obtention de permis auprès des autorités réglementaires locales et des évaluations environnementales requises.
- L'examen environnemental initial (EEI) est terminé.
- Les évaluations environnementales et sociales sont menées (le cas échéant).
- Les pièces justificatives pertinentes relatives aux demandes de consentement/licence sont complétées (y compris les rapports d'étude environnementale, les détails de l'accès, les dessins et les plans).
- La consultation communautaire a été entreprise.
- Les demandes de consentement, de licences et de permis sont complétées.
- La demande de raccordement au réseau est terminée.
- La licence de production d'électricité est obtenue.

Bien que plusieurs contrats puissent être signés pour construire une centrale PV, l'approche la plus commune est un contrat IAC unique. Souvent, une formule standard (« contrat standard ») est utilisée.



9.1 APERÇU DES CONTRATS IAC

Les contrats Ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) sont la forme de contrat la plus courante pour la construction de centrales solaires PV. En vertu d'un contrat IAC, un contractant principal est engagé pour effectuer la conception technique détaillée du projet, et se procurer tout l'équipement et les matériaux nécessaires, puis construire et mettre en service la centrale pour le client. En outre, l'entrepreneur s'engage à livrer la centrale complète à un prix garanti et à une date garantie et s'engage de plus à ce que la centrale, une fois terminée, fonctionne à un niveau garanti. Le non-respect de l'une de ces exigences impose à l'entrepreneur de s'acquitter d'une compensation financière au propriétaire sous la forme de dommages-intérêts liquidés (DIL). Veuillez consulter la liste de vérification fournie à la fin du chapitre et qui souligne les exigences de base qu'un promoteur pourrait souhaiter examiner au cours du processus de passation du marché de l'IAC.

Les sections suivantes décrivent les caractéristiques les plus importantes d'un contrat IAC. Une liste de conditions complète d'un contrat IAC détaillant les conditions contractuelles clés spécifiques à la construction d'une centrale solaire PV est fournie à l'annexe 2.

9.2 CARACTÉRISTIQUES ÉLÉMENTAIRES D'UN CONTRAT IAC

Le contrat IAC associé à une centrale solaire PV développée sous une structure de financement de projet sera généralement conclu entre une société de projet (le propriétaire) et l'entrepreneur IAC (l'entrepreneur).

Il est courant qu'un formulaire de contrat type (que l'on appelle parfois « contrat standard ») soit utilisé comme modèle et base pour le contrat IAC. Les formulaires de contrat type suivants sont considérés comme de bonnes options pour la livraison de centrales solaires PV sur une base clé en main :

- Les Conditions contractuelles pour les projets d'IAC/Clés en main, Première édition, 1999, publiées par la Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC).

- Le Formulaire de modèle de conditions contractuelles générales (MF/1 Rév. 4) de l'Institution of Engineering and Technology.

Les principales clauses applicables à un propriétaire de projet dans un contrat de construction sont celles qui se rapportent au temps, au coût et à la qualité. Dans le cas de la construction d'une centrale solaire PV, un contrat IAC solide portera sur les domaines suivants :

- Une étendue des travaux « clé en main ».
- Un prix d'exécution fixe.
- Une date d'achèvement fixe.
- Des restrictions sur la capacité de l'entrepreneur à demander des extensions de temps et des coûts supplémentaires.
- Un profil de paiement par étapes protégeant adéquatement le propriétaire et basé sur la réalisation des sous-tâches définies au préalable.
- Les garanties de CP de la centrale.
- Les DI appliquées au retard et à la performance.
- La sécurité financière de l'entrepreneur et/ou de son organisation mère.
- Une garantie contre les défaillances.

Chacun de ces domaines est examiné ci-après, avec une référence spécifique aux centrales électriques solaires PV.

9.3 ÉTENDUE DES TRAVAUX

L'avantage d'un contrat IAC pour un propriétaire de centrale est que l'entrepreneur assume l'entière responsabilité de toutes les activités de conception, d'Ingénierie, d'achat et de construction, de mise en service et d'essai. Compte tenu de ce transfert du risque, l'étendue des travaux détaillée dans le contrat IAC devrait être suffisamment prescriptive pour s'assurer que toutes les tâches d'approvisionnement et d'ingénierie clés liées à la construction d'une centrale solaire PV ont été correctement prises en compte et spécifiées.

L'étendue du travail de l'entrepreneur devrait inclure le contrôle, la gestion, la main-d'œuvre, l'équipement de la centrale, les travaux temporaires et les matériaux nécessaires à l'exécution des travaux, y compris :

- La conception des centrales.
- Les modules PV.
- Les onduleurs.
- Les structures de support, y compris les fondations sur pieux ou lestées.
- Le câblage CC.
- Le câblage CA.
- L'appareillage.
- Les transformateurs.
- L'interface de raccordement au réseau.
- La construction des sous-stations.
- La mise à la terre et la protection contre la foudre.
- L'équipement de comptage.
- L'équipement de surveillance.
- Le périmètre de sécurité permanent.
- Le système de sécurité permanent.
- La sécurité temporaire sur place pendant la construction.
- Les ouvrages temporaires et permanents sur le site, notamment la fourniture d'eau et d'électricité.
- Les voies d'accès permanentes (internes et externes).
- Le drainage du site.
- La mise en service de la centrale.
- Les documents de transfert (y compris les plans de récolement, le manuel d'E&M manuel et les certificats de mise en service).
- Les lots de pièces de rechange.

Toutes les exigences techniques doivent être entièrement spécifiées dans une annexe au contrat. Celles-ci doivent être suffisamment prescriptives et sans ambiguïté. Plus l'étendue des travaux sera détaillée et précise, moins le risque que des demandes de modification soient formulées par l'entrepreneur pendant la phase de construction sera élevé. Le contrat doit également définir clairement les points finaux, ou les points qui indiquent où s'arrête l'étendue des travaux de l'entrepreneur.

9.4 PRIX ET STRUCTURE DE PAIEMENT

À la signature du contrat, l'entrepreneur s'engage à livrer les travaux pour un prix fixe. Le contrat devrait explicitement stipuler qu'au moment de la signature, l'entrepreneur est satisfait de l'exactitude et de la suffisance du prix du contrat pour livrer les travaux conformément aux spécifications convenues par contrat.

Le prix du contrat doit couvrir toutes les obligations de l'entrepreneur en vertu du contrat et tous les éléments nécessaires à la bonne conception, à l'exécution et à l'achèvement des travaux. Le propriétaire ne devrait pas avoir à augmenter le prix du contrat, sauf conformément aux dispositions expresses du contrat.

Au cours de la phase de construction, le paiement sera généralement versé à l'entrepreneur par le biais des étapes relatives à l'exécution des tâches individuelles. Le calendrier de paiement doit être juste et raisonnable pour les deux parties et devrait permettre à la trésorerie de l'entrepreneur de rester équilibrée tout au long du processus de construction, étant donné que l'entrepreneur devra régulièrement payer les sous-traitants et les fournisseurs d'équipement. Les étapes de paiement devraient être rédigées de sorte à être claires, mesurables, et les paiements effectués une fois les activités individuelles réalisées (plutôt qu'avant qu'elles ne le soient).

Toute avance versée à l'entrepreneur à la signature du contrat devrait être accompagnée d'une garantie de paiement anticipé, généralement sous la forme d'obligation détenue en banque et pouvant être utilisée en cas de défaut de l'entrepreneur ou l'insolvabilité. La valeur de chaque étape devrait plus ou moins refléter la valeur des travaux exécutés. Il est normal qu'environ 5 à 10 pour cent de la valeur du contrat soient retenus jusqu'à ce que les travaux soient transférés (réception provisoire).

Un exemple de calendrier de paiement est fourni au tableau 17.

9.5 EXÉCUTION ET TRANSFERT DE LA CENTRALE

Le contrat devrait définir clairement les critères relatifs à la finalisation de la portée des travaux de l'entrepreneur et, par conséquent, quand le transfert de la centrale terminée de l'entrepreneur au propriétaire peut se faire. Jusque là, l'entrepreneur demeure entièrement responsable des activités et de la construction du site. La finalisation prend généralement la forme d'un certain nombre d'essais de

Tableau 17 : IAC typique Calendrier de paiement

Paiement	Paiement dû au	Pourcentage du prix du contrat
1	Paiement anticipé (date de commencement)	10 à 20
2	Travaux de génie civil réalisés	10 à 20
3	Livraison des composants sur le site (généralement au prorata)	40 à 60
4	Modules installés	5 à 15
5	Raccordement au réseau réalisé	5 à 15
6	Installation des derniers équipements	5 à 10
7	Réception provisoire – transfert de la centrale	5 à 10

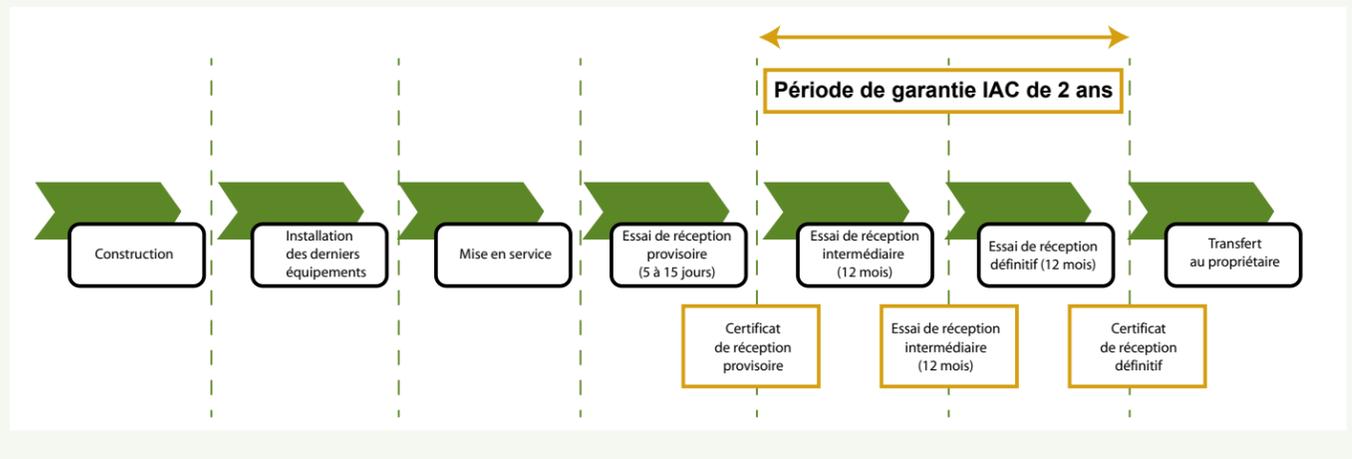
réception et d'inspections à effectuer par le propriétaire ou par un tiers indépendant pour prouver que la centrale a été installée et fonctionne selon les spécifications du contrat. Les exigences dans ces domaines sont généralement détaillées dans un programme d'essais et de mise en service dédié.

Un schéma indiquant les dates d'exécution des travaux clés au cours d'un projet de construction de centrale solaire PV (par ordre chronologique, de gauche à droite) est présenté à la figure 20. Ces événements sont décrits ci-après.

9.5.1 DATE D'EXÉCUTION GARANTIE

Le contrat devrait inclure une date d'exécution garantie, généralement soit spécifiée comme une date fixe ou comme une période fixe après le début du contrat. L'étape des travaux proprement dits à laquelle la date d'exécution garantie se rapporte sera spécifique au projet, ceci pouvant être motivé par le régime réglementaire d'un pays ainsi que par la date à laquelle les projets sont éligibles à un programme de soutien tarifaire. Par exemple, la date d'exécution garantie pourrait coïncider avec la date à laquelle il est prévu que la centrale soit raccordée au réseau électrique local, mise en service ou prête à être transférée au propriétaire. Il est important que le propriétaire soit certain de la date à laquelle la centrale exportera vers le réseau et générera ainsi un retour sur investissement. L'incapacité à respecter la date d'achèvement prévue pour commencer à exporter de l'électricité vers le réseau a des implications importantes du point de vue réglementaire ou financier.

Figure 20 : Phase de construction IAC et protocole de transfert classique



Pour atténuer le risque pour le propriétaire de subir une perte financière résultant du défaut de livraison par l'entrepreneur d'une centrale complétée selon le calendrier convenu, le contrat doit inclure une disposition permettant de réclamer une compensation financière (« dommages-intérêts » ou DI) à l'entrepreneur. Les DI doivent être définis de sorte à correspondre à une véritable estimation préalable de la perte ou des dommages dont le propriétaire souffrira si la centrale n'est pas achevée à la date d'exécution visée. Les DI pour retard sont généralement exprimés sous forme de taux journalier, correspondant à la perte de revenus approximative pour chaque jour de retard. Pour un projet solaire PV, ce calcul est relativement simple et peut être basé sur une estimation du rendement énergétique de la centrale achevée en utilisant un ensemble de données sur l'ensoleillement sur le long terme pour l'emplacement du projet.

S'il est possible que le propriétaire subisse des pertes financières supplémentaires au-delà de la perte de revenus résultant d'un retard (peut-être en raison de l'existence d'une date associée à l'octroi d'une réduction tarifaire), alors des dispositions concernant le droit de collecter des DI pour les pertes encourues par le propriétaire doivent également être incluses dans le contrat.

9.5.2 ACHÈVEMENT MÉCANIQUE

L'installation des derniers équipements d'un projet fait référence à l'étape où toutes les sous-composantes principales formant la centrale finale ont été installées et sont complètes, tant sur le plan mécanique que structurel.

À ce moment, il serait souhaitable que le propriétaire ou un tiers indépendant de l'entrepreneur inspecte les travaux afin de compiler une liste initiale des défauts de construction (communément appelée « liste de pointage » ou « liste de réserves »).

L'installation des derniers équipements permet aux activités de mise en service de commencer.

9.5.3 MISE EN SERVICE

La mise en service devrait être considérée tout au long de la phase de construction, cependant, la plupart des activités de mise en service se dérouleront après l'installation des derniers équipements une fois le système prêt à être mis sous tension.

Le processus de mise en service atteste que les exigences du propriétaire ont été remplies, que l'installation de la centrale est terminée et que la centrale est conforme aux exigences du réseau et de sécurité. La réussite de la mise en service est essentielle à la réalisation de la réception provisoire et au processus de transfert de la centrale de l'entrepreneur au propriétaire.

La mise en service doit attester de trois critères principaux :

1. La centrale est sécurisée sur le plan structurel et électrique.
2. La centrale est suffisamment robuste (structurellement et électriquement) pour fonctionner pendant la durée de vie spécifiée.

3. La centrale fonctionne comme prévu et sa performance est conforme aux paramètres prédéterminés.

Les éléments essentiels de la centrale PV devant être mis en service sont :

1. Les chaînes de modules PV.
2. Les onduleurs.
3. Les transformateurs.
4. L'appareillage.
5. Les systèmes de protection contre la foudre.
6. La mise à la terre des systèmes de protection.
7. Les systèmes de protection électrique.
8. Les systèmes de protection et de déconnexion relatifs à la conformité du raccordement au réseau.
9. Les systèmes de surveillance (y compris les capteurs météorologiques).
10. La structure de support et des systèmes de poursuite (le cas échéant).
11. Les systèmes de sécurité.

9.5.3.1 Essais de mise en service classiques

Avant de raccorder la centrale au réseau, la continuité et la conductivité électrique des différentes sous-composantes de la centrale doivent être vérifiées en détail par l'entrepreneur (ou un sous-traitant spécialiste de l'électricité). Une fois les éléments mécaniques et électriques achevés, les essais suivants doivent être menés sur toutes les chaînes de modules et sur le côté CC des onduleurs :

- **Contrôle de la polarité :** La polarité de tous les câbles CC doit être vérifiée. Il s'agit de l'un des essais de mise en service les plus simples et les plus importants pour la sécurité. Plusieurs incendies de toiture impliquant des systèmes PV ont pu être liés à une inversion de polarité.
- **Essai de tension en circuit ouvert (V_{co}):** Ce test vérifie que toutes les chaînes sont correctement raccordées et que tous les modules produisent un niveau de tension conforme à la fiche d'information du module. La V_{co} de chaque chaîne doit être enregistrée et comparée à des valeurs théoriques ajustées à la température. Pour les centrales incluant plusieurs chaînes identiques, les tensions entre les chaînes doivent être comparées afin de détecter des anomalies dans des conditions

d'ensoleillement stables. Les valeurs de chaînes individuelles doivent se situer dans une limite de 5 pour cent les unes des autres.

- **Essai de courant de court circuit (I_{cc}) :** Ce test vérifie si toutes les chaînes sont correctement raccordées et si les modules produisent le courant attendu. L' I_{cc} de chaque chaîne doit être enregistré et comparé à des valeurs théoriques ajustées à la température. Pour les centrales intégrant plusieurs chaînes identiques, les tensions entre les chaînes doivent être comparées afin de détecter des anomalies dans des conditions d'ensoleillement stables. Les valeurs de chaînes individuelles doivent se situer dans une limite inférieure à 5 pour cent les unes des autres.
- **Essai de résistance d'isolation :** La résistance d'isolation de tous les câbles CC et CA installés doit être testée avec un mégohmmètre. Le but de ce test est de vérifier la continuité électrique du conducteur et de vérifier l'intégrité de son isolation.
- **Contrôle de la continuité de terre :** Quand les conducteurs de protection ou de liaison sont montés sur le côté CC, comme la liaison de la structure de support des panneaux solaires, un test de continuité électrique doit être effectué sur tous ces conducteurs. Le raccordement à la borne principale de terre doit également être vérifié.

Une fois que les essais de mise en service ci-dessus ont été réalisés avec succès et que le bon fonctionnement et le fonctionnement en toute sécurité des sous-systèmes ont été mis en évidence, la mise en service des onduleurs peut commencer. Les instructions du fabricant de l'onduleur devraient toujours être respectées lors de la première mise en service.

9.5.3.2 Interface de raccordement au réseau

Le raccordement au réseau ne doit être effectué qu'une fois tous les essais de chaîne CC réalisés. Il est probable que l'opérateur du réseau de distribution ou de transmission veuille assister au raccordement au réseau et/ou le relais de protection. Une telle préférence doit être convenue au préalable dans le cadre du contrat de raccordement au réseau.

Le contrat de raccordement au réseau stipule souvent certaines exigences, relatives entre autres à la protection électrique, à la déconnexion et aux pannes, que la centrale solaire PV est tenue de respecter. Habituellement, ces

conditions doivent être remplies et attestées avant la mise en service de l'interface de raccordement au réseau et la mise sous tension de la centrale.

9.5.3.3 *Recommandations générales sur la mise en service*

Les activités de mise en service devraient commencer après l'installation définitive des diverses sous-composantes de la centrale ou, le cas échéant, de manière séquentielle au fur et à mesure que les chaînes de modules sont raccordées. Une exception à cette règle concerne les centrales électriques utilisant des modules qui nécessitent une période de rodage, tels que les modules en silicium amorphe à couche mince (a-Si). Dans ce cas, les essais de performance devraient commencer une fois que la période de rodage est achevée et que les modules ont subi une dégradation initiale.

L'ensoleillement ayant un impact sur la performance, la mise en service doit être réalisée dans des conditions stables au niveau du ciel et, dans l'idéal, à des niveaux d'ensoleillement supérieurs à 500 W/m². La température des cellules à l'intérieur des modules doit être enregistrée, en plus de l'ensoleillement et de l'heure lors de tout essai.

Les activités de mise en service doivent intégrer à la fois l'inspection visuelle et des essais fonctionnels. Ces essais devraient être effectués par des organismes expérimentés et spécialisés, généralement des sous-traitants de l'entrepreneur IAC.

Les essais décrits dans le présent article ne font pas obstacle aux normes locales, qui varient d'un pays à l'autre.

Les résultats des essais doivent être enregistrés dans le cadre d'un dossier de mise en service signé. Bien qu'il serait attendu que l'entrepreneur réalise ces tests, il est important que le propriétaire en soit informé et fasse en sorte que la documentation requise soit complétée, soumise et archivée.

Une référence utile pour la mise en service des systèmes PV peut être trouvée dans la norme CEI 62446:2009 *Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique—Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et exigences d'examen.*

9.6 RÉCEPTION PROVISOIRE

La réception provisoire est un terme couramment utilisé pour désigner la phase au cours de laquelle l'entrepreneur a respecté l'ensemble de ses obligations liées à la construction et la centrale est prête à être transférée au propriétaire. Les critères relatifs à la réalisation de la réception provisoire doivent être clairement définis dans le contrat et peuvent inclure :

- L'installation des derniers équipements s'est déroulée conformément aux spécifications techniques convenues, et la centrale est dénuée de défauts (autres que les éléments non essentiels de la liste de pointage).
- La valeur agrégée des éléments de la liste de pointage n'excède pas une valeur prédéterminée (généralement 1 à 2 pour cent du prix du marché).
- Le raccordement au réseau et la mise sous tension de la centrale ont été effectués.
- Tous les essais de mise en service ont été réalisés avec succès.
- Le test du coefficient de performance (CP) de la réception provisoire a réussi.
- Toutes les garanties relatives aux équipements et aux sous-traitants ont été attribuées à la société du projet.
- Tous les documents de transfert sont prêts et des copies papier et électroniques en sont fournies au propriétaire.
- La formation à l'exploitation et à la maintenance du personnel du propriétaire a été réalisée.
- Tous les dommages-intérêts liquidés liés aux retards ou à la performance encourus par l'entrepreneur lors de la phase de construction ont été versés au propriétaire.
- Toute garantie de bonne exécution ou cautionnement requis au cours de la période de garantie du contrat d'IAC a été remise au propriétaire.

Une fois la réception provisoire réalisée, le propriétaire est généralement tenu d'effectuer le versement de l'étape finale à l'entrepreneur, et à ce moment, 100 pour cent de la valeur du contrat aura été versée.

La date de réception provisoire marque également le début de la période de garantie de l'IAC de l'entrepreneur, qui dure généralement 24 mois.

9.6.1 ESSAI DU COEFFICIENT DE PERFORMANCE

Avant d'accorder la réception provisoire, le propriétaire doit confirmer que la centrale terminée fonctionnera conformément aux critères convenus par contrat (en termes de production, d'efficacité et de fiabilité). La norme de l'industrie relative à l'obtention de cette réception provisoire dans les contrats IAC veut que cela se fasse en testant le CP de la centrale.

Une période d'essai de CP standard lors de l'étape de réception provisoire devrait au moins correspondre à cinq jours consécutifs (souvent jusqu'à 15 jours) de contrôle continu. Il est souhaitable de tester l'efficacité et la fiabilité des centrales sur une gamme de conditions météorologiques.

Le calcul du CP de la centrale est déterminé en utilisant les formules convenues par contrat. Tenter de prédire la performance de la centrale dans des conditions environnementales variables connues au cours des années avec seulement quelques jours d'essais est une tâche complexe et différentes méthodologies sont utilisées (par exemple, la compensation en température ou la correction des variations saisonnières). Pour cette raison, il est souvent fait appel à un conseiller technique indépendant pour rédiger les formules définissant les essais de performance de réception provisoire.

Le CP mesuré sur la période d'essai doit être comparé à la valeur garantie indiquée dans le contrat. Si le CP mesuré dépasse la valeur garantie, alors l'essai est validé. Si le CP mesuré est inférieur à la valeur garantie, l'entrepreneur doit effectuer une enquête sur les raisons de la sous-performance de la centrale et les rectifier avant de répéter le test.

Compte tenu de la courte durée de l'essai, il serait inhabituel que des DI liés à la performance soit associés au résultat. Il est normal que les DI soient plutôt liés aux résultats des essais de CP annuels mesurés à la fin d'une ou

deux années d'exploitation de la centrale. Il est inhabituel que les garanties de CP s'étendent au-delà de deux ans dans le cadre d'un contrat IAC, même si elles peuvent parfois faire partie d'un contrat d'E&M à long terme.

9.6.2 RÉCEPTION INTERMÉDIAIRE ET FINALE

Il sera généralement nécessaire que l'entrepreneur fournisse un certain nombre de garanties par rapport aux travaux effectués. Celles-ci sont décrites ci-dessous.

- **Garantie contre les défauts :** Il serait normal que l'entrepreneur fournisse une garantie complète contre les défauts des centrales pour une période d'au moins deux ans suivant la date de la réception provisoire. L'entrepreneur est donc responsable de la rectification des défauts susceptibles d'être identifiés au cours de cette période.
- **Garantie de performance :** En sus de l'essai de CP de courte durée à la réception provisoire, une norme standard dans le secteur veut que l'entrepreneur fournisse une garantie de CP, qui devra être mesuré à une ou deux occasions distinctes au cours de la période de garantie des défauts. La meilleure pratique consiste à tester le CP une fois par an au cours de la première et de la deuxième année d'exploitation de la centrale. Un test annuel du CP de la centrale supprime le risque de biais saisonnier affectant le calcul du CP et permet une véritable évaluation de la performance de la centrale.

Étant donné que la période de garantie de l'IAC dure généralement deux ans à compter de la date à laquelle la centrale est reçue par le propriétaire, les essais de CP au cours de la première année de fonctionnement sont communément appelés essais de réception intermédiaires. Les essais de CP au cours de la deuxième année de fonctionnement de la centrale sont communément appelés essais de réception définitifs. Si ces tests de performance sont réussis (et que les autres conditions contractuelles sont satisfaites), alors un certificat de réception intermédiaire (CRI) et un certificat de réception définitif (CRD) peuvent être signés.

Si le CP mesuré lors des essais de CRI ou de CRD était inférieur aux niveaux garantis, l'entrepreneur serait tenu de verser des DI au propriétaire afin de compenser les pertes de revenus anticipées sur la durée de vie du projet. Pour être applicable dans les juridictions de droit commun, les DI doivent être une véritable estimation préliminaire de la perte que le propriétaire subirait sur la durée du projet si la centrale n'atteignait pas les garanties de performance spécifiées. Les DI sont généralement un calcul de la valeur actualisée nette (VAN) sur la base du manque à gagner au cours de la durée vie du projet en raison d'une insuffisance de la performance.

Généralement, au bout de deux années d'exploitation de la centrale (après la date de réception provisoire) et en supposant que les essais de CP de CRI et CRD ont été concluants, que tous les défauts observés ont été rectifiés et que tout retard encouru ou DI liés au rendement ont été payés, le propriétaire est tenu de signer le CRD. Cela a pour effet de libérer l'entrepreneur de ses obligations en termes de construction et de transférer la centrale au propriétaire. À ce moment, toute garantie de bonne exécution susceptible d'avoir été instaurée pour garantir les obligations de l'entrepreneur au cours de la période de garantie des travaux d'IAC sera retournée à l'entrepreneur.

Liste de vérification pour les contrats IAC

Voici une liste des exigences de base qu'un promoteur pourrait souhaiter examiner au cours du processus de passation du marché d'IAC.

- Des conseillers juridiques et techniques sont engagés pour fournir des conseils sur la forme du contrat.
- L'étendue des travaux est rédigée pour inclure toutes les tâches d'Ingénierie, d'achat et de construction, de mise en service et d'essai.
- L'entrepreneur est en mesure d'assurer la sécurité par une garantie d'exécution ou une garantie émise par la société mère. Cette garantie restera en vigueur jusqu'à la réception définitive (RD).
- Le profil de paiement par étape est rédigé de sorte à garantir une protection convenable ; les montants à verser aux différentes étapes sont calculés de sorte à refléter avec précision les travaux réalisés, avec une retenue de fonds suffisante jusqu'au transfert de la centrale.
- L'entrepreneur fournit une garantie contre les défauts d'au moins deux ans à compter de la date de la réception provisoire.
- Les termes définis, tels que « la mise en service », « l'achèvement des travaux », « la réception provisoire » et « la réception définitive » sont clairs et mesurables.
- Le contrat contient des dispositions pour que des essais de CP soient réalisés à deux ou trois étapes au cours de la période de garantie de l'entrepreneur. Un essai de coefficient de performance (CP) devra être réalisé avant la réception provisoire sur une période d'au moins cinq jours. Les essais de CP suivants réalisés en vue de la délivrance des CRP et CRF seront réalisés sur des périodes complètes de 12 mois.
- Le contrat contient des dispositions permettant l'obtention de DI en cas de retard ou de sous-performance de la centrale.
- Les DI sont calculés pour être une véritable estimation préalable des pertes susceptibles d'être engagées.

10.1 APERÇU DE LA CONSTRUCTION

La phase de construction d'une centrale solaire PV doit être gérée de façon à ce que le projet respecte les normes de qualité requises dans le cadre des contraintes de temps et de coûts. Pendant la construction, des questions telles que l'impact environnemental et la santé et la sécurité de la main-d'œuvre (et autres personnes concernées) doivent être gérées attentivement.

Les activités de gestion de projets clés qui devront être réalisées, soit par le promoteur, soit par un entrepreneur, sont la gestion de l'interface, la planification du projet et le séquençage des tâches, la gestion de la qualité, la gestion des aspects environnementaux et la santé et la sécurité.

Un certain nombre de problèmes courants peuvent survenir au cours de la phase de construction. La plupart d'entre eux peuvent être évités grâce à une conception appropriée, à la surveillance, au contrôle de qualité et à des essais sur site.

Une liste des procédures et actions de base recommandées est fournie à la fin de ce chapitre, afin d'aider les promoteurs au cours de la phase de construction d'un projet solaire PV.

Les sections suivantes résument les considérations essentielles relatives à la construction d'une centrale solaire PV à grande échelle.

10.2 GESTION DE LA CONSTRUCTION

La gestion de la phase de construction d'un projet solaire PV doit être conforme aux meilleures pratiques de gestion générale de construction de projets.

L'approche à la gestion du projet de construction d'une centrale solaire PV dépend de nombreux facteurs. Parmi ceux-ci, l'un des plus importants est la stratégie de contrat de projet, qu'il s'agisse de multiples contrats IAC ou d'un contrat IAC clés en main. La grande majorité des centrales solaire PV à grande échelle sont construites en utilisant une approche IAC clés en main.

- Du point de vue du promoteur, la gestion d'un projet de construction pour un contrat IAC clés en main sera nettement moins onéreuse que la gestion requise pour une approche faisant intervenir plusieurs contrats.

Des problèmes courants peuvent survenir au cours de la phase de construction. La plupart d'entre eux peuvent être évités grâce à une conception appropriée, à une surveillance, au contrôle de qualité et à des essais sur site.



- Un contrat IAC est presque toujours plus coûteux qu'une approche équivalente bien gérée faisant intervenir plusieurs contrats.
- Une approche à plusieurs contrats donne au promoteur un meilleur contrôle sur la configuration finale de la centrale.
- L'IAC permet d'éviter les problèmes d'interface entre les entrepreneurs et de faire passer les risques à l'entrepreneur IAC plutôt qu'ils ne soient la responsabilité du promoteur du projet.

Quelle que soit la stratégie de contrat sélectionnée, un certain nombre d'activités clés devront être réalisées par le promoteur ou un entrepreneur. Ces activités sont décrites dans les sections suivantes.

Les termes d'un contrat IAC classique sont fournis à l'Annexe 2 : Termes principaux des contrats IAC.

10.3 GESTION DE L'INTERFACE

La gestion de l'interface tient un rôle central dans la livraison des projets d'ingénierie complexes, et les projets solaires PV ne font pas exception. Les principales interfaces à prendre en compte dans un projet solaire PV sont énumérées dans le Tableau 18. Il convient de noter que les interfaces peuvent varier en fonction de la structure de passation de marché et des exigences spécifiques des projets particuliers.

Pour une stratégie à plusieurs contrats, le promoteur devrait élaborer un plan solide de gestion d'interface. Ce plan devrait énumérer toutes les interfaces du projet, décrire quelles organisations sont impliquées, répartir la responsabilité de chaque interface à un individu particulier, et indiquer explicitement le moment auquel l'interface sera revue. En général, des programmes de conception et de construction devraient être élaborés afin de minimiser les interfaces autant que possible.

L'adoption d'une stratégie IAC clés en main permettra dans la pratique de transférer la responsabilité de la gestion de l'interface du promoteur à l'entrepreneur IAC. Mais la gestion de l'interface restera une question importante et qui nécessitera un contrôle continu. Dans une certaine mesure, les interfaces entre le projet et son environnement (comme le raccordement au réseau) resteront la responsabilité du promoteur. En outre, dans de nombreux pays, la responsabilité juridique incombera au promoteur quel que soit le type de contrat mis en place avec l'entrepreneur.

Figure 21 : Ouvriers E&M sur une centrale solaire PV commerciale



Image reproduite avec la permission de First Solar

Si une stratégie d'IAC clé en main est choisie, un entrepreneur disposant d'une expérience appropriée dans la réalisation de projets complexes devrait être sélectionné pour minimiser ce type de risque juridique. Des informations devraient également être demandées à des entrepreneurs potentiels quant à leur compréhension des interfaces de projet et l'approche qu'ils se proposent d'adopter pour les gérer.

10.4 PROGRAMME ET CALENDRIER

Un programme de construction réaliste et complet est un outil essentiel à la planification et à la gestion de la construction d'un projet solaire PV. Le programme devrait être détaillé suffisamment pour indiquer :

- Les tâches et durées.
- Les restrictions imposées sur toute tâche.
- Les imprévus associés à chaque tâche.
- Les étapes et dates clés.
- Les interdépendances entre les tâches.
- Les parties responsables des tâches.
- Le chemin critique du projet.
- Les progrès réels par rapport au plan.

Tableau 18 : Interfaces pour un projet solaire photovoltaïque

Article	Élément	Organisations	Interface / Commentaires
1	Consentements / Permis	<ul style="list-style-type: none"> Tous les entrepreneurs Propriétaire foncier Autorité de planification 	Le contrôle du respect de toutes les conditions de consentement et de permis.
2	Travaux de génie civil	<ul style="list-style-type: none"> Entrepreneur de travaux de génie civil Fournisseur du système de support ou du système de poursuite Fournisseur de l'onduleur central Entrepreneur électricien Entrepreneur chargé du raccordement au réseau Entrepreneur chargé de la sécurité Entrepreneur chargé de l'installation/de l'exploitation de la grue 	Défrichage du site. Agencement et exigences relatives aux fondations, socles, emplacements bétonnés, tranchées de câbles, mise à la terre, conduits, routes et voies d'accès.
3	Sécurité	<ul style="list-style-type: none"> Entrepreneur de travaux de génie civil Entrepreneur électricien Entrepreneur chargé de la sécurité Entrepreneur chargé des communications 	Agencement du système de sécurité, y compris des câbles d'alimentation et de communication du système de surveillance central.
4	Système de support ou de poursuite du module	<ul style="list-style-type: none"> Fournisseur du système de support ou de poursuite Entrepreneur de travaux de génie civil Fournisseur des modules Entrepreneur électricien 	Fondations pour le système de support ou de poursuite, adéquation par rapport au type de modules et de branchements électriques, et sécurité des modules. Mise à la terre et protection du système de support ou de poursuite.
5	Onduleurs	<ul style="list-style-type: none"> Entrepreneur de travaux de génie civil (pour les onduleurs centraux) Fournisseur de montage ou de système de support (pour les onduleurs de branche) Fournisseur des modules Fournisseur des onduleurs Entrepreneur électricien Opérateur du réseau électrique Entrepreneur chargé des communications 	Fondations pour des onduleurs centraux de plus grande envergure, ou adéquation avec le système de support. Adéquation de la conception en chaîne des modules avec l'onduleur. Interface avec les communications pour la surveillance à distance et entrée dans le système SCADA. De nombreuses exigences ou contraintes relatives au réseau peuvent être gérées dans le cadre de la conception.
6	Câbles CA/CC et de communications	<ul style="list-style-type: none"> Entrepreneur électricien Entrepreneur chargé des travaux de génie civil Entrepreneur chargé des communications Entrepreneur chargé de la sécurité Entreprise de rachat d'électricité (preneur) 	<p>Liaison concernant les exigences associées à la redondance, aux chemins, aux dimensions, au poids, aux dispositifs accessoires et au serrage des câbles.</p> <p>Liaison concernant les exigences de signalétique sur le site, devant être transmises aux parties externes durant toute l'exploitation.</p>
7	Interface réseau	<ul style="list-style-type: none"> Entrepreneur chargé des travaux de génie civil Entrepreneur électricien Fournisseur des onduleurs Opérateur du réseau 	Liaison concernant l'agencement requis du matériel de construction, et interface avec le câblage sur le site, installé par l'entrepreneur du site. Interface supplémentaire hors des limites du site pour le câble/la ligne de raccordement au réseau vers les infrastructures de l'opérateur du réseau.
8	Communications	<ul style="list-style-type: none"> Entrepreneur électricien Entrepreneur chargé de la sécurité Entrepreneur chargé des communications Propriétaire et exploitant commercial 	Interface entre le système de sécurité, le système de l'onduleur, la surveillance centrale (SCADA), la société de surveillance et le propriétaire ou opérateur commercial de la centrale PV.
9	Mise en service	<ul style="list-style-type: none"> Tous les entrepreneurs 	La mise en service de tous les systèmes sera associée à plusieurs problèmes d'interface en particulier en cas de problèmes.

Toutes les tâches et les délais prévus pour l'achèvement devraient être détaillés ainsi que les restrictions applicables à une tâche particulière. Par exemple, s'il est prévu que des permis ou des contraintes de temps sont susceptibles d'interrompre la construction au cours de mois donnés, il convient de le signaler.

Pour un projet solaire PV, il est probable que le programme intégrera différents niveaux de détail autour de chacun des principaux domaines de travail suivants :

- Les travaux de conception finale.
- L'achat et la fabrication des équipements.
- L'accès au site.
- La sécurité.
- La construction des fondations.
- La construction de la structure de support.
- L'installation du module.
- La construction des sous-stations.
- Les travaux d'électricité pour le site.
- Les travaux de raccordement au réseau.
- La mise en service et les essais.

Un programme de haut niveau doit être produit pour décrire les échelles de temps associées à chaque tâche, la planification des tâches et des échéances clés. Cela devrait être réalisé dans le cadre de la conception détaillée.

Le programme sera ensuite élaboré de sorte à détailler toutes les tâches et sous-tâches associées, assurant qu'elles seront réalisées en respectant des échéances strictes. Un programme complet permet de prévoir du temps et des ressources en cas d'imprévus. Il prendra également en compte les risques météorologiques ou les restrictions en termes d'autorisations pour chaque tâche.

Les interdépendances entre les tâches permettront au programme de définir clairement l'ordre dans lequel les tâches seront organisées. Un document de planification du projet indiquera alors la date de commencement des tâches dépendantes et mettra en exergue le chemin critique.

L'analyse du chemin critique est importante pour veiller à ce que les tâches susceptibles d'influer sur la date de livraison finale du projet soient mises en évidence et hiérarchisées. Un programme complet devrait également tenir compte de la disponibilité des ressources. Cela

permettra de s'assurer que les tâches sont planifiées lorsque le personnel ou les composantes nécessaires de la centrale sont disponibles. Par exemple, lors de l'exportation vers une ligne de transmission à haute tension, une sous-station de grande envergure peut devoir être conçue et construite conformément aux exigences de la société chargée de la gestion du réseau et aux spécifications de la convention d'interconnexion. La date du temps d'arrêt nécessaire pour procéder au raccordement à la ligne de transmission sera programmée à l'avance. Si le promoteur manque la date d'interruption prévue, des retards importants peuvent être occasionnés, qui peuvent avoir un impact majeur sur le développement. La date de mise en arrêt est donc un élément essentiel du chemin critique autour duquel le calendrier de développement et de construction du projet peut devoir être planifié.

L'intégration d'un calendrier d'approvisionnement mettant l'accent sur les éléments associés à un long délai de fabrication (tels que les transformateurs, les onduleurs centraux et les modules) permettra de s'assurer que ces derniers sont commandés et que leur livraison est planifiée. Un tel calendrier mettra également en lumière des problèmes relatifs à la synchronisation entre la livraison et la construction, et la nécessité d'un espace de stockage.

Pour partager ces informations et économiser du temps et des efforts, il est fortement recommandé qu'un document de planification des tâches standard soit utilisé et que le programme soit régulièrement comparé aux progrès effectués sur le site.

Pour obtenir de la visibilité sur les travaux de manière quotidienne, et recevoir une notification rapide de tout écart au programme, un bon outil de gestion et de suivi est le programme prévisionnel hebdomadaire. Ceci peut être établi soit par l'entrepreneur IAC, soit par l'équipe de gestion de projet sur place.

10.4.1 ÉTAPES

Les étapes sont des objectifs qui sont liés à des obligations contractuelles, des incitations ou des sanctions. L'intégration d'étapes au programme permet à l'équipe de projet de se concentrer sur la réalisation de ces objectifs. En effet, la construction doit être planifiée autour de certaines étapes ou dates fixes (comme la date de raccordement au réseau).

Si les étapes contractuelles sont incluses dans le programme, les répercussions des retards sur ces dates

seront apparentes. Des décisions budgétaires et des ressources appropriées peuvent alors être adoptées pour pallier ces retards. Les étapes peuvent également indiquer quand les paiements doivent être versés à un entrepreneur. Le paiement des étapes contractuelles devrait être associé à la fourniture de toute la documentation pertinente pour s'assurer que la construction a été effectuée conformément au cahier des charges et aux normes de qualité. Cela permettra de s'assurer que les entrepreneurs se concentrent aussi bien sur la fourniture des documents administratifs que des travaux physiques. Cela contribuera également à minimiser le risque d'écart au programme plus tard dans les travaux du fait de l'attente de la documentation.

10.4.2 PLANIFICATION ET SÉQUENÇAGE DES TÂCHES

Le séquençage approprié des tâches est un élément essentiel du processus de planification. Les tâches doivent être séquencées logiquement et efficacement. La séquence générale des travaux est généralement l'accès au site, son défrichage, la sécurité, la construction des fondations, des tranchées de câbles et de conduites, la construction des sous-stations, la construction de la structure de support, l'installation du module, les travaux électriques du site, les communications, les travaux de raccordement du site au réseau et, enfin, les essais et la mise en service. Chacun de ces domaines de travail doit être décomposé en une série de sous-tâches. Parallèlement à celles-ci, une évaluation des données nécessaires pour chaque tâche (surtout lorsque des interfaces sont impliquées) permettra d'élaborer une séquence logique et efficace.

Il faut également de tenir compte de facteurs permettant d'empêcher ou de limiter le chevauchement éventuel des tâches. Ces facteurs pourraient inclure :

- Les conditions d'accès.
- La disponibilité des ressources (installations, équipements et main-d'œuvre).
- La formation et l'apprentissage de la main-d'œuvre, surtout s'il s'agit d'un nouveau marché ou que des ressources locales sont utilisées.
- Les restrictions associées au consentement (ou autres restrictions réglementaires).
- Les considérations de sécurité.
- La disponibilité du réseau.

10.4.3 LA GESTION DES RISQUES

Les risques associés au projet doivent être identifiés, évalués et gérés tout au long du processus de construction. Les risques doivent être intégrés à la planification du projet. Chaque aspect du projet devrait être évalué afin de déterminer la probabilité et l'impact des risques potentiels. L'étape suivante serait de développer un plan d'action approprié pour atténuer les risques identifiés. Si un risque particulier est susceptible d'affecter la livraison de l'ensemble du projet, des solutions alternatives (en termes de temps et de budget) devraient être incluses pour faire face aux imprévus.

Les indicateurs de risque peuvent inclure les retards de calendrier, les risques météorologiques, les retards de raccordement au réseau, la disponibilité du personnel et de l'équipement, les transports, les conditions du sol et les incidents ayant trait à la santé, à la sécurité ou à l'environnement. Nombre de ces risques ont été atténués lors de l'étape de planification et de conception, par exemple, par la réalisation des études et la conception des installations.

Certains risques subsisteront jusqu'à ce que le matériel arrive sur le site : matériel perdu ou endommagé en cours de transport, par exemple. Ce risque peut être réduit par la sélection d'un fournisseur expérimenté disposant des moyens appropriés. L'assurance couvrira le coût associé à la recherche de pièces de remplacement ; cependant, si un élément clé tel que le transformateur de réseau est perdu, l'assurance ne compensera pas les retards et pertes de production associés à l'absence de cet élément. Ces risques doivent être pris en considération lors de l'élaboration des termes du contrat IAC.

10.5 GESTION DE LA QUALITÉ

Le contrôle de la qualité de la construction est essentiel à la réussite du projet. Le niveau de qualité requis devrait être défini de manière claire et détaillée dans le cahier des charges.

Un plan de qualité est un document de synthèse (présenté généralement sous forme de tableau) détaillant tous les travaux, les livraisons et essais qui seront effectués dans le cadre du projet. Il permet à l'entrepreneur de valider le travail et au promoteur de confirmer si les procédures de qualité requises sont respectées. Un plan de qualité inclura généralement les informations suivantes :

- Les tâches (divisées en sections, si nécessaire).
- L'exécution de chaque tâche ou l'acceptation de l'équipement par l'entrepreneur.
- Les critères d'acceptation.
- La date d'achèvement.
- Des détails relatifs aux registres à tenir (comme par exemple les photos ou les résultats des essais).
- La signature ou la confirmation de l'exécution des tâches par l'entrepreneur ou de l'acceptation de la livraison.
- La signature de la personne qui valide les tâches ou les essais pour le compte du promoteur.

Des audits de qualité doivent être régulièrement effectués. Ceux-ci aideront les promoteurs à vérifier que les entrepreneurs ont exécuté les travaux conformément aux plans de qualité. Les audits mettent également en évidence les problèmes de qualité devant être résolus dès le départ. Un personnel adéquatement expérimenté devrait se charger de ces audits.

10.6 GESTION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

Tel qu'indiqué à la section 8.3.4, l'étude d'impact environnemental et social (EIES) ou équivalent entreprise pour chaque projet devrait aboutir à un plan de gestion environnementale et sociale associé (PGES) qui liste les impacts clés au niveau de l'environnement, de la santé, de la sécurité et les impacts sociaux identifiés pour le projet et qui indique comment ceux-ci seront atténués. Il est important que ce document soit référencé ou intégré dans le contrat IAC de sorte que le ou les entrepreneurs chargés de la construction puissent prendre les mesures appropriées conformes à la stratégie d'atténuation du risque. La mise en œuvre du PGES est nécessaire pour veiller à ce que toutes les conditions nationales et propres au prêteur en termes d'environnement, de santé, de sécurité et des impacts sociaux du projet soient remplies. L'efficacité de l'entrepreneur doit être contrôlée et rectifiée si nécessaire. De plus amples détails sur les aspects santé et de sécurité du PGES sont fournis ci-dessous à la section 10.7.

10.7 GESTION DE LA SANTÉ ET DE LA SÉCURITÉ

La santé et la sécurité (S&S) de la main-d'œuvre du projet doivent être soigneusement supervisées par le promoteur du projet. En dehors des considérations éthiques, les coûts du non-respect de la législation sur la S&S peuvent

constituer un risque majeur pour le projet. En outre, un projet qui adopte une approche sensible aux questions de santé et de sécurité est davantage susceptible d'obtenir un financement international.

Les Directives EHS générales de la Banque mondiale couvrent la S&S durant la construction, et notamment :

- La conception et l'exploitation générales de l'installation.
- La communication et la formation.
- Les risques physiques.
- Les risques chimiques.
- Les risques biologiques.
- L'équipement de protection individuelle (EPI).
- Les environnements présentant des risques particuliers.
- La surveillance.

Selon l'expérience spécifique à la construction de projets solaire, les chutes de hauteur, les électrocutions, les incidents impliquant des engins lourds de levage (comme des grues) et les accidents de la route sont les causes les plus courantes de blessures graves ou de décès des travailleurs dans des projets solaires.

Les directives SSE donnent des indications sur la façon dont chacun des aspects relatifs à la S&S devrait être abordé, en décrivant les exigences minimales relatives à chaque aspect et la liste des mesures de contrôle appropriées pouvant être mises en place pour réduire les risques.

En outre, le CP2 d'IFC établit les exigences en matière de S&S sur le lieu de travail.

En tant que norme minimale, la conformité à la législation locale S&S doit être documentée et rigoureusement appliquée. Lorsque les exigences juridiques locales ne sont pas aussi exigeantes que les directives de SSE, il est recommandé que les lignes directrices et les exigences SSE dans le CP2 d'IFC soient suivies.

10.8 QUESTIONS SPÉCIFIQUES RELATIVES À LA CONSTRUCTION DES CENTRALES SOLAIRES PV

Les sections suivantes décrivent les écueils ou les erreurs courantes qui peuvent se produire au cours de la phase de construction d'un projet solaire PV. La plupart de ces

écueils peut être évitée grâce à une conception appropriée, à une surveillance et un contrôle de qualité adéquats, ainsi que des essais menés sur site.

10.8.1 TRAVAUX DE GÉNIE CIVIL

Les travaux de génie civil relatifs à la construction d'une centrale solaire PV sont relativement simples. Il peut cependant y avoir des conséquences graves et coûteuses si les fondations et les réseaux routiers ne sont pas bien conçus par rapport au site. Les principaux risques sont posés par les conditions du sol. Surtout, des rapports d'étude du sol qui ne fournissent pas d'informations de terrain suffisamment détaillées peuvent entraîner une mauvaise interprétation des conditions du sol conduisant à une conception de fondations inappropriées. Des levés de terrain manquant de détails ou d'une bonne interprétation des données pourraient conduire à des risques tels que la pose de fondations inappropriées.

Les friches industrielles présentent un risque pendant les travaux de génie civil. En raison de la nature des travaux d'excavation, de terrassement ou de battage de pieux pour les fondations, il est important d'avoir conscience des obstacles ou des substances dangereuses présentes sous la surface du sol. Ceci est particulièrement important lors de l'étude d'anciens sites industriels ou de bases militaires. Les risques classiques incluent la présence de gaz dans le sol et les lixiviats des anciennes décharges, les terrains contaminés par d'anciennes activités ou procédés industriels et des munitions non explosées liées à des guerres passées, comme sur des bases militaires en activité/désaffectées ou d'autres sites susceptibles d'avoir été minés ou bombardés.

10.8.2 QUESTIONS MÉCANIQUES

La phase de construction mécanique implique généralement l'installation et l'assemblage de structures de support sur le site. Certaines erreurs simples peuvent se révéler coûteuses, surtout si celles-ci incluent :

- Une mauvaise utilisation des clés dynamométriques.
- La non application de contreventements en croix.
- Une mauvaise orientation.
- Un mauvais alignement des structures.
- L'absence de peinture anticorrosion appliquée aux structures.

Si un système de poursuite est utilisé pour la structure de support, les autres risques sont :

- Le manque d'espace pour la rotation des modules.
- Un actionneur mal positionné (ou faisant l'objet de spécifications incorrectes), entraînant la vibration ou le déplacement des modules au lieu de se verrouiller dans la position désirée.

Ces erreurs sont susceptibles d'entraîner des travaux de réparation nécessaires avant le transfert et impliquent des coûts supplémentaires.

10.8.3 QUESTIONS ÉLECTRIQUES

Les câbles doivent être installés conformément aux recommandations du fabricant. L'installation doit être réalisée avec soin car des dommages peuvent survenir lorsque l'on tire sur les câbles pour les positionner. L'entrepreneur chargé de l'installation doit s'assurer que les bonnes tensions de traction et rayons de courbure sont respectés afin d'éviter d'endommager les câbles. De même, les câbles fixés à la structure de support doivent être adéquatement protégés, fixés et maintenus en place afin de s'assurer qu'ils ne subissent aucun dommage.

Les câbles souterrains doivent être enfouis à une profondeur appropriée (généralement entre 500 mm et 1000 mm) et signalés par la présence de rubans de signalisation ou de tuiles positionnées juste au dessus ainsi que des poteaux de marquage positionnés à des intervalles appropriés en surface. Les câbles peuvent soit être enfouis directement, soit placés dans des conduits. Si les câbles sont enfouis directement, ils doivent être intégrés à une couche de sable ou de terre tamisée afin d'éviter les dommages causés par les matériaux de comblement.

Des essais complets devraient être entrepris avant la mise sous tension afin de vérifier que les câbles ne sont pas endommagés.

Dans les marchés où les normes électriques sont à jour ou ont été récemment mises à jour, le promoteur devrait chercher à faire appel à des conseils de la part d'un ingénieur électricien ou d'un consultant pour confirmer, avant de passer commande, que tout équipement électrique importé dans le pays, y compris les câbles, respecte les exigences locales.

10.8.4 RACCORDEMENT AU RÉSEAU

Le raccordement au réseau sera généralement effectué par un tiers sur lequel le promoteur du projet peut avoir un contrôle limité. La bonne communication avec l'entrepreneur chargé du raccordement au réseau est essentielle pour veiller à ce que les exigences relatives au réseau soient remplies. Les retards dans la réalisation du raccordement au réseau auront une incidence sur la date de mise sous tension, retardant le début de l'exploitation commerciale.

Quand le réseau ne dispose que de sources de production classiques, il existe un risque supplémentaire que les exigences du code de réseau relatives à la production d'énergie renouvelable n'aient pas été pleinement établies au moment de la signature du contrat. Dans un tel cas, certaines dispositions devront peut-être être incluses dans l'AAE ; il est en outre particulièrement important d'assurer une communication régulière avec l'exploitant du réseau et, si possible, d'obtenir l'appui de consultants locaux. Si d'autres promoteurs de centrales solaires sont présents dans la région, il est fortement recommandé d'entrer en contact avec eux, ceci pouvant permettre au promoteur de bénéficier des enseignements tirés de la mise en œuvre de ces autres projets déjà construits.

10.8.5 QUESTIONS LOGISTIQUES

Des problèmes logistiques peuvent survenir si les conceptions ou les calendriers n'ont pas été bien pensés. Les problèmes qui peuvent survenir comprennent :

- L'absence de dégagement adéquat entre les rangées de modules pour en permettre l'accès (voir Figure 22).
- L'accès limité en raison de conditions météorologiques défavorables.

Pour les systèmes de poursuite de plus grande envergure, les onduleurs centraux, ou les stations d'onduleurs préfabriquées, il peut être nécessaire d'utiliser des grues. Par conséquent, un accès et un espace adéquats pour en permettre le fonctionnement, et notamment suffisamment d'espace pour que la grue soit parfaitement posée afin d'assurer la stabilité sur le site, sont essentiels (voir Figure 23). Cette question devrait également être considérée d'un point de vue opérationnel pour s'assurer que l'équipement peut être remplacé en cas de panne ou s'il arrive en fin de vie.

Figure 22 : Espacement entre les rangées de modules



Image reproduite avec la permission de First Solar

10.8.6 QUESTIONS DE SÉCURITÉ

Un plan de sécurité robuste doit être mis en place, en particulier dans les zones où il peut y avoir eu des objections aux travaux ou quand le chômage ou la criminalité sont un problème. Le projet est susceptible d'être associé à une quantité importante de métaux, et

Figure 23 : Installation des modules sur un système de pistage solaire de grande envergure



Image reproduite avec la permission de a+f GmbH

notamment de cuivre, dont la valeur est significative. Les modules eux-mêmes peuvent être la cible de vols et peuvent aussi être endommagés par des actes malveillants.

Les mesures de sécurité applicables au site doivent inclure une planification et une budgétisation adéquates. Les mesures de sécurité peuvent avoir un avantage durable pour la région en créant des emplois pour le personnel local.

10.8.7 QUESTIONS RELATIVES AUX MARCHÉS ÉMERGENTS

Sur les nouveaux marchés, les options peuvent être limitées pour obtenir/importer le matériel nécessaire, la mise en service de nouvelles usines de fabrication, ou la modification d'installations de construction pour répondre à la demande locale. Toute solution d'alimentation adoptée est associée à des risques.

Les équipements importés peuvent être soumis à de longs délais de transport et à des retards aux douanes, en particulier s'il s'agit de la première importation réalisée par une entreprise ou un projet.

Les nouveaux fournisseurs sur les marchés émergents peuvent rencontrer des problèmes de qualité associés aux travaux ; du temps et une surveillance supplémentaires sont généralement nécessaires pour s'assurer que les produits fournis par ces fournisseurs respectent les exigences de qualité. Cela peut conduire à des méthodes ou à des procédures d'installation incorrectes (parfois à cause d'un manque de connaissances en ce qui concerne l'impact possible d'une exécution des travaux dans le mauvais ordre), ce qui peut avoir des répercussions coûteuses sur le projet.

Les employés des entreprises d'installation dans les marchés émergents sont souvent inexpérimentés. Cela peut conduire à des méthodes ou des procédures d'installation incorrectes, et peut inclure un manque de connaissances de l'impact possible qu'aurait une exécution des travaux dans le mauvais ordre, ce qui peut avoir un impact coûteux sur le projet. Cependant, avec une formation adéquate, le recours à un personnel local inexpérimenté peut constituer un moyen peu coûteux et bénéfique pour la région de construire une centrale solaire PV.

Une gestion stricte de la qualité est nécessaire. Un plan rigoureux devrait être élaboré afin de s'assurer que les

risques et les problèmes sont identifiés rapidement, de sorte qu'ils puissent être remédiés en temps voulu.

10.9 SUPERVISION DE LA CONSTRUCTION

Il est recommandé que le propriétaire et les prêteurs du projet soient tenus informés de l'évolution au cours de la construction. La supervision de la construction peut être assurée par des ressources internes. Alternativement, un « conseiller technique » ou « ingénieur du propriétaire » peut être appelé à effectuer le travail en leur nom.

Le rôle du conseiller technique durant la phase de construction consiste à s'assurer que l'entrepreneur respecte les contrats pertinents, et à produire des rapports sur les progrès réalisés et le budget. L'équipe chargée de la supervision de la construction est généralement constituée de l'ingénieur du site appuyé par des experts techniques basés dans des bureaux. Le rôle de conseiller technique consiste à examiner les conceptions, à suivre la construction et à assister aux essais clés.

L'examen de la conception portera généralement sur les points suivants :

- Les déclarations basées sur la conception
- Les études/enquêtes
- Les normes de conception
- La conception de structures
- Les dessins (toutes les révisions).
- Les calculs.
- Les plans d'exécution.
- Les évaluations de risques et les déclarations de méthode.
- Les plans de qualité.
- Les plans/rapports sur la sécurité.
- La sélection du matériel et des équipements.
- Les manuels d'E&M.
- Les rapports sur les essais.

L'objectif de l'examen de la conception est de veiller à ce que l'entrepreneur a conçu les travaux conformément aux accords contractuels et aux normes de l'industrie. L'examen vise également à s'assurer que les travaux seront convenablement dotés en ressources et séquencés pour réaliser le projet conformément au cahier des charges.

L'examen de la conception peut également couvrir des domaines spécifiques tels que la conformité au réseau ou les problèmes géotechniques, selon les exigences spécifiques du projet et l'expérience des promoteurs.

Les étapes et essais clés relatifs aux attestations incluent :

- L'inspection de la construction des routes.
- L'inspection des fondations.
- La vérification des chemins de câbles.
- L'inspection des chemins de câbles.
- L'attestation de la livraison/du déchargement des modules solaires, des transformateurs, des onduleurs et de l'appareillage.
- L'inspection de l'installation des modules, de l'appareillage et des onduleurs.
- L'attestation des essais de réception sur le site.
- L'attestation des essais d'achèvement.
- Le suivi et la rectification des défaillances.

Outre l'ingénieur du propriétaire, l'ingénieur du prêteur joue un rôle supplémentaire consistant à signer et à délivrer des certificats attestant du pourcentage d'exécution du projet. Les prêteurs exigent ces certificats avant de pouvoir débloquer les fonds conformément aux dates de paiement relatives au projet. Dans certains cas, il est exigé qu'un ingénieur indépendant ou ingénieur-conseil vérifie que les travaux répondent à toutes les normes et codes au nom de la société d'exploitation du réseau ou de l'acheteur d'électricité.

Encadré 7 : Leçons apprises sur la construction

La construction d'une centrale solaire PV est un processus relativement simple. Cependant, il existe des erreurs fréquentes que les entrepreneurs IAC peuvent aisément éviter grâce à des procédures de planification et de formation appropriées. Des exemples de ces erreurs sont détaillés ci-dessous.

Installation du module PV

Les problèmes fréquemment observés lors de l'installation des modules sont les suivants :

- L'utilisation d'un nombre de colliers insuffisant ou un mauvais positionnement résultant en une capacité de charge réduite du module.
- La modification ou l'utilisation du mauvais type de colliers en raison d'un espacement insuffisant entre les modules, compromettant l'intégrité de la fixation et conduisant à l'annulation de la garantie.
- Des boulons de blocage du module serrés à la main dans un premier temps, puis en appliquant le couple de serrage adéquat quelques temps plus tard. Il est alors possible que des vents puissants délogent les modules de leur structure si le laps de temps entre le montage et le serrage est trop long. Le serrage des boulons devrait se faire peu de temps après le montage.
- Un serrage excessif des boulons de blocage à l'aide d'outils électriques, conduisant à la déformation du collier et à des dommages aux revêtements résistants à la corrosion.
- Des modules endommagés ou rayés en raison d'une mauvaise technique d'installation. La surface avant et arrière des modules ne doit pas entrer en contact avec les structures de support.

Structures de support

Les problèmes courants en ce qui concerne la construction des structures de support sont :

- Des métaux dissemblables qui ne sont pas isolés les uns des autres, conduisant à des problèmes d'incompatibilité matérielle se présentant sous forme de corrosion galvanique. Des solutions d'isolation telles que des coussinets de néoprène peuvent être utilisées.
- La déformation de la structure de support au cours du processus de construction des piliers, compromettant la galvanisation ou la structure.
- Des piliers mal positionnés, conduisant à des piliers et des sections en acier forcés ou ployés hors de l'axe d'alignement afin de pouvoir les aligner aux sections de la structure.

Travaux de génie civil

Les problèmes courants en ce qui concerne la construction des structures de support sont les suivants :

- Un mauvais procédé de suppression de la poussière, conduisant à l'accumulation excessive de salissures sur les modules.
- Une clôture de périmètre manquante ou construite tardivement conduisant à des intrusions par des animaux ou des personnes. La clôture doit être installée avant que la construction ne commence.
- Le blocage des drains par la présence de limons pendant les travaux de terrassement.
- Une gestion inadéquate du ruissellement des eaux de surface lors de la construction, occasionnant des retards causés par des sites inondés et détrempés.
- Le dépassement de la capacité de charge des routes publiques, causant des dommages.
- L'absence de travaux de terrassement une fois l'installation effectuée.

Boîtiers/caissons dédiés à l'équipement

L'intégrité de l'environnement contrôlé dans les boîtiers/caissons dédiés à l'équipement peut être compromise en cas d'installation incorrecte. Des exemples de problèmes fréquents sont listés ci-dessous :

- Presse-étoupes inutilisés non scellés ou remplacés par des éléments fictifs.
- Chemins de câbles non scellés.
- Joints endommagés ou manquants sur les portes d'entrée.
- Tranchées de câbles non scellées conduisant aux caissons des onduleurs.
- Infiltration d'eau liée à tout ou partie de ce qui précède, donnant lieu à une atmosphère humide provoquant la corrosion des composants électriques.

(Suite)

Encadré 7 : Leçons apprises sur la construction (suite)

Suivi environnemental

Le mauvais positionnement de l'équipement de suivi environnemental peut conduire à des inexactitudes lors de l'évaluation de la performance. Les raisons les plus fréquentes de ces inexactitudes sont les suivantes :

- Des pyranomètres qui ne sont pas positionnés selon le même angle d'inclinaison que les modules.
- Des pyranomètres sujets à l'ombrage, menant à la production de calculs de CP élevé.

Gestion des câbles

Les problèmes les plus courants en matière de gestion des câbles sont :

- Des câbles qui traversent les arêtes vives des structures de support sans rembourrage adéquat.
- Le mauvais étiquetage des extrémités de câbles.
- De grandes longueurs de câble non fixées en raison d'un nombre insuffisant de colliers de serrage.
- Un rayon de courbure des câbles trop limité.
- Des profondeurs d'enfouissement des câbles insuffisantes.
- Une protection insuffisante des câbles du chemin.

Signalisation

Les principales informations qui sont souvent oubliées sont listées ci-dessous :

- Les informations générales sur la santé et la sécurité, y compris les numéros de téléphone d'urgence.
- L'absence d'étiquettes de mise en garde sur les composants électriques.
- L'absence de panneaux de mise en garde sur la clôture du périmètre.
- Le signalement de l'identification de la structure de support.

Pièces de rechange

- L'espace de stockage permanent des pièces de rechange est souvent indisponible au moment où ces pièces sont livrées sur le site, entraînant des dommages causés par les mauvaises conditions de stockage temporaire.

Liste de vérification de la phase de construction

Une liste de contrôle des procédures requises de base et une liste d'actions recommandées sont fournies ci-dessous. Ces listes sont destinées à aider les promoteurs de centrales solaires PV pendant la phase de construction d'un projet PV.

Obligatoire

- Le contrat est signé et examiné dans son intégralité par le conseiller technique, couvrant toutes les interfaces.
- La documentation conceptuelle est rédigée.
- Le programme détaillé des travaux est exécuté.
- Le plan de qualité est rédigé.
- Le plan de santé et de sécurité est rédigé.
- Le système de compte-rendu mensuel est en place.
- Toutes les exigences relatives au consentement, aux permis et aux financements sont en place.
- Les plans de mise en service et d'essai sont convenus entre toutes les parties, détaillant les exigences et les essais susceptibles de nécessiter la présence de témoins ou de signature.

Conseillé

- La matrice d'interface est préparée.
- Le calendrier des livrables est préparé pour tous les documents.
- Le programme prévisionnel hebdomadaire est en place.
- Le registre des risques détaillant tous les risques potentiels et les mesures d'atténuation est en place.
- Le plan environnemental est rédigé.
- La structure des rapports mensuels est prête.
- Le tableau détaillant les exigences et les échéances est prêt.

Un contrat d'Exploitation et de maintenance (E&M) est essentiel au bon fonctionnement de l'installation PV au cours de sa durée de vie.

11.1 APERÇU DE L'EXPLOITATION ET DE LA MAINTENANCE (E&M)

Contrairement à d'autres technologies de production d'énergie, les besoins en maintenance et en entretien des centrales solaires PV sont relativement faibles. Cependant, le bon entretien d'une installation PV est essentiel pour optimiser à la fois le rendement énergétique et la durée de vie utile de la centrale. Une exploitation optimale doit trouver un équilibre entre maximisation de la production et réduction des coûts.

L'utilisation d'un contrat d'Exploitation et de maintenance (E&M) est essentielle pour définir les paramètres des activités d'Exploitation et de maintenance d'un projet au cours de sa durée de vie. Si un entrepreneur E&M est recruté pour entreprendre ces tâches, il est important que toutes les exigences relatives à la maintenance préventive et corrective, au contrôle de la performance et à la soumission de rapports soient clairement énoncées dans le contrat, ainsi que la fréquence à laquelle ces activités doivent se tenir. Cela permet de mesurer la performance du contractant et, si nécessaire, de la remettre en question.

Il est normal pour un contractant chargé des services d'E&M de garantir la performance de la centrale au cours de la durée du contrat. Généralement, cela est obtenu grâce à une garantie de taux de disponibilité ou de coefficient de performance couvrant l'intégralité de la centrale. Dans le cas où le contractant n'honorait pas ses obligations, entraînant une performance de la centrale inférieure à la valeur garantie, le propriétaire aurait le droit de demander une indemnisation pour couvrir les pertes de revenus.

Les exigences de base concernant la rédaction d'un contrat d'E&M pour une centrale solaire PV sont définies dans une liste de vérification à la fin du chapitre.

11.2 CONTRATS D'E&M

Il est de pratique courante pour les projets solaires PV que l'E&M soit réalisée par un contractant principal, responsable de tous les aspects d'E&M, y compris les travaux exécutés par les sous-traitants susceptibles d'avoir été recrutés pour fournir des services spécialisés, tels que l'entretien de l'onduleur, l'entretien du sol, la sécurité ou le nettoyage des modules.



Un contrat d'E&M doit être conclu entre la société de projet et le fournisseur des services d'E&M, dans lequel sont détaillés les aspects juridiques et techniques de la fourniture de services d'E&M. Des informations supplémentaires sur les contrats d'E&M sont fournies à la section 11.7, les modalités classiques des services d'E&M sont décrites à l'Annexe 2.

L'entretien peut se décomposer comme suit :

- **La maintenance programmée :** Elle est planifiée à l'avance et vise à prévenir les pannes et à assurer que la centrale fonctionne à son niveau optimal.
- **La maintenance non planifiée :** Elle est réalisée en réponse à des défaillances.

Un entretien approfondi et régulier convenablement programmé devrait réduire les besoins de maintenance non planifiée, bien que certaines défaillances imprévues continuent inévitablement à se produire. Une approche robuste et bien planifiée de la maintenance programmée et non planifiée est donc importante.

11.3 MAINTENANCE PRÉVENTIVE/PROGRAMMÉE

La bonne planification et la fréquence de la maintenance préventive est dictée par un certain nombre de facteurs. Il s'agit de la technologie choisie, des conditions environnementales du site, des conditions de garantie et des variations saisonnières. La maintenance programmée est généralement effectuée à intervalles réguliers, conformément aux recommandations du fabricant, et selon les exigences des garanties de l'équipement. Les activités de maintenance planifiée nécessitant l'arrêt de la centrale doivent être effectuées, dans la mesure du possible, hors périodes de production de pointe, comme tôt le matin ou le soir.

Bien que l'entretien prévu permettra à la fois de maximiser la production et de prolonger la durée de vie de la centrale, il représente un coût pour le projet, à la fois en termes de frais engagés et de pertes de revenus en raison de la réduction de la production d'énergie. Par conséquent, l'objectif devrait être de rechercher un équilibre optimal entre le coût de la maintenance prévue et l'augmentation du rendement au cours de la durée de vie du système.

Les tâches de maintenance planifiée spécifiques sont couvertes dans les sections suivantes.

11.3.1 NETTOYAGE DES MODULES

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).

La figure 24 illustre le nettoyage des modules dans une centrale à poursuite solaire de grande envergure (on peut voir de l'eau pulvérisée sur la surface des modules).

Les autres méthodes de nettoyage à faible technologie sont l'utilisation d'un chariot de brosses, tel qu'illustré à la figure 25, et l'utilisation d'un balai à poussière, tel qu'illustré à la figure 26.

Figure 24 : Nettoyage des modules à l'aide d'une grue



Image reproduite avec la permission de a+f GmbH

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.

Figure 25 : Nettoyage des modules à l'aide d'un robot



Image reproduite avec la permission de First Solar

Figure 26 : Nettoyage des modules à l'aide d'un balai à franges



Image reproduite avec la permission de First Solar

- 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.⁵²

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.

La fréquence optimale de nettoyage de module peut être déterminée en évaluant les coûts et les avantages de la conduite de la procédure. L'avantage du nettoyage doit être l'amélioration du rapport de performance du système (PR) en raison d'une perte inférieure due aux salissures et, en conséquence, d'une augmentation de revenus. Une estimation des coûts pour le nettoyage des modules PV doit être obtenue à partir de l'entrepreneur chargé des services d'E&M et comparée à l'augmentation potentielle de revenus. Le contrat d'E&M conclu doit détailler un nombre convenu de nettoyages par an et leur fréquence. Le contrat doit également décrire le coût de la main-d'œuvre ou le prix unitaire auquel le propriétaire peut demander un nettoyage supplémentaire des modules de toute l'installation pour permettre de réaliser cette analyse coûts-bénéfices.

11.3.2 INTÉGRITÉ DU RACCORDEMENT AU MODULE

La vérification de l'intégrité des raccordements aux modules est importante pour les systèmes qui n'intègrent pas de surveillance au niveau des branches de modules. Ceci est plus probable pour les centrales qui utilisent une technologie à onduleur central. Dans de tels cas, les défauts présents dans chaque branche de modules peuvent être difficiles à détecter étant donné que le courant circulant dans chaque branche n'est pas contrôlé et est constamment comparé à d'autres branches.

Si un contrôle au niveau de la branche n'est pas réalisé, le contractant chargé des services d'E&M doit vérifier périodiquement les raccordements entre les modules dans chaque branche, au moins une fois par an.

⁵² De l'eau dans une quantité d'environ 1,6 l/m² de surface de module peut être nécessaire pour nettoyer chaque module, selon la méthode retenue.

11.3.3 BOÎTIER DE JONCTION OU COFFRET DE REGROUPEMENT DE CHAÎNE

Toutes les boîtiers de jonction ou coffrets de regroupement de branches devraient être contrôlés périodiquement afin de détecter la présence d'infiltrations d'eau et d'accumulation de salissures ou de poussière et de vérifier l'intégrité des raccordements dans les boîtiers. Un mauvais serrage des raccordements pourrait affecter la performance globale de la centrale PV. Toute accumulation d'eau, de salissures ou de poussière peut donner lieu à de la corrosion ou provoquer un court-circuit à l'intérieur du boîtier de jonction.

Lorsqu'aucun contrôle n'est utilisé au niveau de la branche, l'entrepreneur chargé des services d'E&M doit procéder à la vérification périodique, au moins sur une base annuelle, de l'intégrité des fusibles présents dans les boîtiers de jonction, les coffrets de regroupement de branches et, dans certains cas, le coffret de raccordement du module.

11.3.4 POINTS CHAUDS

Les éventuels défauts présents dans l'installation PV peuvent souvent être détectés grâce à la thermographie. Cette technique permet d'identifier les mauvais raccordements et les raccordements mal fixés dans les boîtiers de jonction et les raccordements à l'onduleur, ce qui est un problème courant dans les climats chauds où de grandes variations de température entre le jour et la nuit peuvent faire que les contacts se desserrent. La thermographie peut également détecter les points chauds dans les composants de l'onduleur et sur les modules qui ne fonctionnent pas comme prévu.

Un spécialiste formé doit réaliser un examen thermographique à l'aide d'une caméra thermographique au moins une fois par an.

11.3.5 RÉVISION DES ONDULEURS

En général, les défaillances de l'onduleur sont la cause la plus fréquente d'interruption du système dans les centrales PV. Par conséquent, la maintenance périodique des onduleurs doit être traitée comme une partie importante et centrale de la stratégie d'E&M.

Les besoins de maintenance des onduleurs varient selon leur taille, leur type et leur fabricant. Les exigences spécifiques de chaque onduleur particulier doivent être

confirmées par le fabricant et utilisées en tant que base pour la planification du programme de maintenance.

La maintenance préventive régulière d'un onduleur devrait, au minimum, inclure :

- Des inspections visuelles.
- Le nettoyage/remplacement des filtres des ventilateurs de refroidissement.
- Le retrait de la poussière présente sur les composants électroniques.
- Le serrage de tous les raccords desserrés.
- Toute analyse et diagnostic supplémentaire recommandés par le fabricant.

11.3.6 INTÉGRITÉ STRUCTURELLE

La structure des modules, les conduits de câbles et toutes autres structures construites pour la centrale solaire PV devraient faire l'objet d'une vérification périodique afin de s'assurer de l'intégrité mécanique et de détecter les signes de corrosion. Cela inclura une inspection de la structure de support des fondations afin d'identifier d'éventuels signes d'érosion provoqués par le ruissellement d'eau.

11.3.7 RÉVISION DU SYSTÈME DE POURSUITE SOLAIRE

De même, les systèmes de poursuite solaire exigent également des contrôles d'entretien. Ces interventions seront décrites dans la documentation du constructeur et dans les conditions de garantie. En général, ces contrôles comprendront une inspection de l'usure sur les pièces mobiles, la maintenance des moteurs ou des actionneurs, une vérification de l'intégrité des câbles de commande et d'alimentation, un entretien des boîtes à engrenage et l'assurance que les niveaux de fluides lubrifiants sont bons.

L'alignement et le positionnement du système de poursuite doivent également être contrôlés pour s'assurer qu'il fonctionne de manière optimale. Les capteurs et les régulateurs doivent être périodiquement inspectés afin de s'assurer qu'ils sont bien étalonnés et alignés.

11.3.8 ÉQUIPEMENT AUXILIAIRE

Les autres systèmes au sein d'une centrale solaire PV, y compris les systèmes de surveillance et de sécurité, les systèmes d'alimentation auxiliaire et les systèmes de communication, doivent être régulièrement contrôlés et entretenus. Les systèmes de communication qui sont à l'intérieur de la centrale PV et connectés extérieurement à la centrale doivent être inspectés afin de vérifier la force du signal et le raccordement.

11.3.9 CONTRÔLE DE LA VÉGÉTATION

Le contrôle de la végétation et l'entretien des terres sont des tâches planifiées importantes pour les centrales PV solaires. La végétation (comme les hautes herbes, arbres ou arbustes) a le potentiel de porter de l'ombre sur les modules et d'en réduire le rendement. Un entretien soigné du sol permet également réduire le risque de salissures générées par la présence de feuilles, de pollen ou de poussière sur les modules.

11.4 MAINTENANCE NON PLANIFIÉE

La maintenance non planifiée est effectuée en réponse à des défaillances. Ainsi, les paramètres clés de la maintenance non planifiée sont le diagnostic, le temps de réponse et le délai de réparation. Bien qu'un temps de réponse aussi court que possible soit préférable pour augmenter le rendement énergétique, cela devrait être comparé à la probabilité de coûts contractuels plus élevés associés à l'obtention de temps de réponse plus courts.

Les temps de réponse convenus doivent être clairement stipulés dans le contrat d'E&M et dépendront de la localisation du site—et si le site est habité. Selon le type de panne, un temps de réponse indicatif peut être estimé à 48 heures, avec des dommages-intérêts payables par le contractant en cas de dépassement de cette limite. L'existence d'une garantie de disponibilité dans le contrat d'E&M constituera également une motivation pour le contractant d'assurer une réparation rapide et efficace en cas de défaillance de l'équipement et de temps d'arrêt de la centrale qui en résulterait.

Pour une centrale bien conçue et bien construite, une grande partie des problèmes de maintenance non planifiée peuvent être liés à des pannes d'onduleur. En fonction de la nature de la panne, il peut être possible d'y remédier à distance. Cette option est nettement préférable, si possible.

Les autres exigences courantes en matière de maintenance non planifiée sont :

- Le serrage des raccords de câbles qui se sont desserrés.
- Le remplacement des fusibles.
- La réparation des dégâts causés par la foudre.
- La réparation de l'équipement endommagé par la présence d'intrus ou au cours du nettoyage du module.
- La rectification des défaillances SCADA.

- La réparation des défaillances dans la structure de support.
- La rectification des défaillances dans le système de poursuite.

Les aspects contractuels de l'E&M non planifiée sont décrits plus en détail ci-dessous.

11.5 PIÈCES DE RECHANGE

Afin de faciliter une réponse rapide en cas de défaillance de l'équipement, il est nécessaire de disposer d'un stock de pièces de rechange convenablement approvisionné. Les pièces de rechange étant coûteuses, leur achat doit être justifié par l'avantage qu'elles apportent en termes de réduction du temps d'arrêt de la centrale et en termes d'évitement de perte de revenus. La stratégie optimale à appliquer quant aux pièces de rechange dépendra de la taille de la centrale, de la disponibilité de pièces de rechange localement et de la possibilité de partage de l'équipement essentiel entre un certain nombre de centrales en propriété commune. En général, une quantité adéquate des composants essentiels suivants doit être maintenue :

- Pièces destinées au support de la structure.
- Boîtiers de jonction/coffrets de regroupement.
- Fusibles.
- Composants du câblage CC/AC.
- Matériel de communication.
- Modules (en cas de dommages de modules).
- Pièces d'onduleurs (en cas d'utilisation d'onduleurs en chaîne) ou leurs composants, conformément aux recommandations du fabricant dans le cas d'onduleurs centraux.
- Pièces de moteurs, actionneurs et capteurs lorsque des systèmes de poursuite sont utilisés.

Il est important que les stocks de pièces de rechange soient adéquatement approvisionnés. Par conséquent, lorsque l'entrepreneur chargé de l'E&M utilise des composants du stock de pièces de rechange, il sera responsable de la reconstitution des stocks dès que possible. Cette disposition permettra de réduire l'intervalle de temps entre l'identification de la panne et le remplacement de l'élément non opérationnel. Cela peut avoir une importance particulière pour les sites reculés dans lesquels la mauvaise accessibilité ou les mauvaises conditions météorologiques peuvent retarder la livraison de composants sur le site.

Il est recommandé de consulter les fabricants afin de détailler le stock de pièces de rechange, en fonction de l'estimation de la durée de vie des composants et des taux de défaillance.

11.6 SUIVI, ÉVALUATION ET OPTIMISATION DE LA PERFORMANCE

Pour optimiser la performance du système, il est nécessaire de veiller à ce que les composants de l'installation fonctionnent efficacement pendant toute la durée de vie de la centrale. La surveillance continue des systèmes PV est essentielle pour maximiser la disponibilité et le rendement du système.

La section 7.7 décrit des systèmes de surveillance pour les centrales PV. Un système SCADA permet de surveiller l'efficacité en temps réel du système PV et de le comparer systématiquement à l'efficacité théorique afin d'évaluer si le système fonctionne de façon optimale. Ces informations peuvent être utilisées par l'entrepreneur chargé des services d'E&M pour déterminer l'état général du système et planifier les activités de réparation ou de maintenance urgentes telles que le nettoyage.

11.7 CONTRATS D'E&M POUR LES CENTRALES SOLAIRES PV

Cette section décrit les questions clés relatives aux contrats d'E&M relatifs aux centrales solaires PV. Pour référence, les termes couramment rencontrés dans les contrats d'E&M sont inclus dans l'Annexe 3 : Termes principaux du contrat d'E&M.

Il est fréquent que les services d'E&M associés à la centrale PV soient assurés par des entreprises spécialisées. L'entrepreneur sera responsable des services d'E&M de l'intégralité de la centrale, de ses sous-composantes, ainsi que du travail des sous-traitants. Outre l'exploitation de la centrale et l'entretien de tous les équipements, l'entrepreneur chargé des services d'E&M peut également être chargé d'assurer la sécurité de la centrale et l'entretien du terrain.

La durée des contrats d'E&M varie d'un projet à l'autre. Certains propriétaires de la centrale (généralement des fonds d'investissement) apprécient l'assurance des coûts et la prévisibilité qu'un contrat de longue durée peut apporter. En tant que tels, des durées de contrats supérieures à 20 ans, couvrant la durée de vie prévue du projet, sont fréquemment observées. Pour les autres propriétaires, une durée plus courte, allant de un à cinq

ans, peut être davantage souhaitable, permettant aux propriétaires de profiter de la baisse des coûts du marché et de négocier des conditions plus favorables à l'expiration de leur contrat actuel. Dans tous les cas, les événements provoquant une résiliation doivent être clairement définis pour permettre au propriétaire de résilier le contrat, quelle que soit sa durée, en cas de défaut, de sous-performance ou d'insolvabilité de l'entrepreneur.

11.7.1 OBJET D'UN CONTRAT D'E&M

L'objet d'un contrat d'E&M est d'optimiser la performance de la centrale dans des paramètres de coûts établis. Pour que cela se fasse de manière efficace, le contrat doit être suffisamment détaillé et complet. En particulier, le contrat d'E&M devrait stipuler clairement ce qui suit :

- Les services à fournir par l'entrepreneur et ses obligations.
- La fréquence à laquelle les services sont fournis.
- Les obligations du propriétaire.
- Les normes, lois et directives avec lesquelles le titulaire doit se conformer.
- La structure de paiement.
- Les garanties de performance et les objectifs opérationnels.
- Les méthodes de calcul de disponibilité de l'installation et/ou du taux de rendement.
- Les méthodes de calcul des dommages/ primes forfaitaires en cas de centrales fonctionnant de manière infra-optimale ou supérieure à la norme.
- Les modalités.
- Les aspects juridiques.
- Exigences et responsabilités relatives aux assurances.

Ces points sont examinés dans les sections suivantes.

11.7.2 SERVICES ET OBLIGATIONS DE L'ENTREPRENEUR

Le contrat d'E&M doit stipuler les services devant être exécutés par l'entrepreneur. Cette liste devrait être spécifique au site et aux équipements, et devrait inclure les éléments suivants :

- Les exigences en matière de surveillance de l'installation.
- Les exigences en matière de maintenance programmée.

- Les exigences en matière de maintenance non planifiée.
- Les cibles et/ou garanties convenues (comme les chiffres du temps de réponse ou de la disponibilité du système).
- Les exigences en matière de production de rapports (sur la performance, l'environnement, la santé et la sécurité et les relations de travail).

Bien que le rôle principal de l'entrepreneur chargé des services d'E&M soit d'entretenir la centrale, en s'assurant que la centrale et tous ses sous-composants fonctionnent et que la centrale est capable d'exporter de l'énergie électrique vers le réseau, l'entrepreneur doit également être contractuellement tenu d'optimiser l'efficacité de la centrale. En outre, il convient de préciser que toutes les tâches de maintenance doivent être effectuées de sorte à minimiser leur impact sur la productivité du système. En particulier, le contrat doit indiquer que les tâches de maintenance préventive qui nécessitent de retirer un équipement en fonctionnement soient réduites au minimum et réalisées pendant les heures de faible ensoleillement.

Le contrat d'E&M définira généralement les modalités selon lesquelles l'entrepreneur devra :

- Assurer, à intervalles réguliers, un contrôle visuel des composants du système afin d'identifier les dommages et les défaillances apparents.
- Réaliser, à intervalles réguliers, un essai en fonctionnement des composants du système.
- Assurer que la maintenance requise sera effectuée sur tous les composants du système. Au minimum, ces activités devraient se conformer aux recommandations du fabricant et aux conditions des garanties de l'équipement.
- Assurer un nettoyage approprié des modules et l'enlèvement de la neige (en fonction du site).
- S'assurer que l'environnement naturel du système est entretenu afin d'éviter l'ombrage et de faciliter les activités de maintenance.
- Remplacer les composants défectueux du système et les composants du système dont la défaillance est jugée imminente.
- Assurer quotidiennement (généralement pendant les heures ouvrables) une surveillance à distance de l'efficacité de la centrale PV afin de déterminer quand la performance passe sous les seuils de déclenchement fixés.

Un calendrier des activités de maintenance préventive doit être préparé et annexé au contrat d'E&M, afin de suivre facilement si le calendrier convenu est respecté. Outre de veiller à ce que tout le matériel soit entretenu conformément aux directives du fabricant, cela permet également de mesurer la performance de l'entrepreneur.

11.7.3 OBLIGATIONS DU PROPRIÉTAIRE

Dans un contrat d'E&M, les obligations du propriétaire/promoteur se limitent généralement à :

- L'octroi de l'accès à l'entrepreneur chargé des services d'E&M au système et à tous les terrains et points d'accès associés.
- L'obtention de toutes les approbations, licences et permis nécessaires à l'exploitation légale de la centrale.
- La fourniture à l'entrepreneur chargé des services d'E&M de tous les documents et informations pertinents, tels que les documents décrits ci-dessus, qui sont nécessaires à la gestion opérationnelle de la centrale.

11.7.4 NORMES, LÉGISLATION ET DIRECTIVES

Cette section du contrat décrit les différentes conditions auxquelles l'entrepreneur chargé des services d'E&M doit se conformer dans l'exercice des activités d'E&M de la centrale. Ces conditions doivent être tirées de la documentation suivante :

- Les permis de construction.
- La planification des permis et autorisations.
- La déclaration du raccordement au réseau, la convention de raccordement au réseau et l'Accord d'achat d'énergie.
- Les manuels d'exploitation pour les composants du système.
- La législation applicable.
- Les pratiques d'ingénierie locales (à moins que les documents et les conditions énumérées ci-dessus n'exigent un niveau plus élevé).

11.7.5 PAIEMENT

Le coût et la rémunération du contrat d'E&M sont généralement divisés comme suit :

- La rémunération fixe et les dates de paiement.
- La rémunération des autres services et le remboursement des dépenses.

La rémunération fixe présente le paiement des services de base devant être fournis par l'entrepreneur en vertu du contrat d'E&M. Cette section devrait inclure les éléments suivants :

- Le coût—généralement un prix fixe par kWc installé.
- La structure de paiement (mensuelle ou trimestrielle, généralement en retard).
- L'indexation de paiement sur la durée du contrat.

La rémunération d'autres services inclut le paiement de tous services excédant la portée du contrat. Ceci doit inclure :

- Une méthode pour déterminer le niveau des autres services effectués.
- Les tarifs convenus pour la conduite de ces services.
- La méthode convenue pour approuver les dépenses ou services supplémentaires avec le propriétaire.
- Toutes les pièces de rechange nécessaires et autres composants qui ne sont pas couverts par les garanties individuelles ou détenues dans l'inventaire du propriétaire.

11.7.6 GARANTIES/GARANTIES DE PERFORMANCE

Le contrat devrait inclure une garantie de performance à l'échelle de toute la centrale devant être régulièrement calculée. Sur les centrales solaires PV à grande échelle, cela prend généralement la forme d'une garantie du taux de disponibilité ou du coefficient de performance (CP). Une garantie de disponibilité donne une mesure de la disponibilité de la centrale et indique dans quelle mesure l'entrepreneur parvient à assurer la fonctionnalité de la centrale et est capable d'exporter de l'électricité vers le réseau. Une garantie de CP fournit une mesure de l'efficacité de la centrale en termes de conversion du rayonnement solaire en énergie électrique. Bien qu'une garantie de CP soit préférable, incitant l'entrepreneur à optimiser la performance de la centrale plutôt que d'en assurer simplement la préparation opérationnelle, certains fournisseurs tiers de services d'E&M sont réticents à fournir une telle garantie sur les systèmes dont ils n'ont pas assuré la conception ou la construction.

Une garantie de CP est une norme de l'industrie et est considérée comme une condition préalable à une stratégie d'E&M à long terme appropriée. La garantie fait qu'il est de la responsabilité de l'entrepreneur chargé des services d'E&M de veiller à ce que la centrale atteigne un CP

supérieur à la valeur garantie. Si la centrale fonctionne en dessous de cette valeur, l'entrepreneur sera redevable d'une indemnité sous forme de dommages-intérêts au propriétaire. Les dommages devraient être fixés à un niveau constituant une véritable estimation de la perte ou des dommages encourus par le propriétaire en cas de sous-performance de la centrale.

11.7.7 QUESTIONS JURIDIQUES

Le contrat inclura une section décrivant le droit applicable et la juridiction du contrat d'E&M. La loi applicable est généralement la loi du pays dans lequel se situe le projet. Une succession légale ou une condition de transfert de droits est nécessaire pour que le promoteur puisse se réserver le droit de céder le contrat d'E&M à un tiers.

Il est également recommandé que tous les contrats incluent un accord de non-divulgaration. Cet accord entre l'entrepreneur chargé des services d'E&M et le promoteur décrira les informations devant être traitées de façon confidentielle, ainsi que les informations pouvant être divulguées à des tiers.

11.7.8 ASSURANCE

Le contrat devrait inclure une section décrivant les responsabilités de l'entrepreneur en matière d'assurance pour les activités d'E&M. Cette assurance doit couvrir les dommages subits par la centrale, et fournir une couverture pour les employés qui effectuent la maintenance.

Il est normal que l'entrepreneur chargé des services d'E&M organise et s'acquitte du paiement pour l'assurance complète du site.

11.7.9 DURÉE DE L'ACCORD

Tout contrat d'E&M doit inclure une section décrivant lorsque le contrat prendra effet et la durée du contrat à partir de la date effective. Cette section doit également inclure des dispositions pour renouveler ou prolonger le contrat à l'issue de la durée convenue initialement.

Il est également recommandé que cette section détaille les circonstances dans lesquelles l'entrepreneur chargé de la maintenance ou le promoteur peut résilier le contrat.

11.7.10 TEMPS DE RÉPONSE

Le temps de réponse garanti d'un entrepreneur chargé de la maintenance est un élément important du contrat d'E&M. Dès qu'une panne est notifiée, il est de la

responsabilité de l'entrepreneur de se rendre sur le site dans un temps défini. Plus le temps de réponse est court, plus les problèmes peuvent être rapidement diagnostiqués, et plus vite le système peut à nouveau fonctionner à pleine production. La distance entre l'installation PV et les locaux de l'entrepreneur est en corrélation directe avec la durée du délai de réponse garanti.

La période de l'année, couplée à l'accessibilité au site, peut avoir une incidence sur le temps de réponse réel associé à un événement de maintenance non programmé. Les restrictions associées aux voies d'accès à certaines périodes de l'année peuvent retarder la réponse. Des conditions défavorables peuvent également réduire l'importance de la charge utile pouvant être transportée sur le site, prolongeant ainsi la durée des travaux de maintenance.

La présence d'une garantie de CP solide garantit également que l'entrepreneur est motivé à entreprendre une réponse efficace et rétablir les performances du système lorsqu'il est alerté d'une panne. Si ces garanties sont suffisamment robustes, le besoin de spécifier des temps de réponse explicitement dans le contrat peut être réduit.

11.7.11 SÉLECTIONNER UN ENTREPRENEUR

Lors de la sélection d'un entrepreneur qui sera chargé des services d'E&M, la capacité de la société doit être examinée scrupuleusement. En particulier, les aspects suivants devraient être pris en considération :

- La connaissance par l'entrepreneur du site et de la technologie.
- L'emplacement des locaux de l'entrepreneur.
- Le nombre et les compétences du personnel.
- L'expérience et la réputation.
- La solidité financière et la capacité à honorer les obligations de garantie.

L'intention devrait être de choisir un entrepreneur dûment expérimenté capable de répondre aux exigences du contrat pour la durée du projet.

Liste de vérification destinée à l'entrepreneur chargé des services d'E&M

La liste de vérification ci-dessous présente les exigences de base de la rédaction du contrat d'E&M pour une centrale solaire PV de grande puissance.

- Des conseillers juridiques et techniques sont engagés pour conseiller sur la forme de contrat.
- L'entrepreneur chargé des services d'E&M est dûment expérimenté dans la gestion de centrales de même échelle et connaît bien la technologie.
- Les garanties de performance sont incluses pour permettre au propriétaire de réclamer des dommages-intérêts liquidés (DIL) en cas de faible disponibilité ou de faible CP.
- Les paiements sont versés en arriérés à l'entrepreneur pour permettre la déduction des DIL sur la période correspondante.
- Les DIL sont calculés de sorte à correspondre à une véritable estimation préliminaire des pertes susceptibles d'être engagées.
- Les règles de gestion des pièces de rechange sont clairement définies. L'entrepreneur est responsable du renouvellement des stocks et de s'assurer que le niveau d'origine est maintenu.
- Les règles de sous-traitance sont clairement définies pour s'assurer que l'entrepreneur principal est entièrement responsable de tous les sous-traitant qui travaillent.
- Le contrat d'E&M exige que l'entrepreneur entretienne tous les équipements en conformité avec les directives du fabricant (à veiller à ce que toutes les garanties d'équipement restent valables).
- Le régime de maintenance préventif défini dans le contrat est détaillé, contribuant à réduire les besoins de maintenance corrective.

Les promoteurs doivent examiner comment sont conçues les dispositions politiques et quels sont les mécanismes de soutien spécifiques aux projets solaires PV disponibles pour combler l'écart entre le coût des sources d'énergie conventionnelles et le coût de l'énergie solaire PV.

12.1 APERÇU DES POLITIQUES ET MÉCANISMES DE SOUTIEN

Bien que le coût par kWh d'énergie solaire PV ait connu une baisse spectaculaire et continue de baisser, dans la plupart des cas, des incitations financières directes ou indirectes sont encore nécessaires afin d'améliorer l'attrait commercial de projets solaires PV, pour que les investissements dans de nouveaux projets soient suffisants pour atteindre les objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable.

Les incitations fondées sur les prix comme les TR sont au nombre des instruments les plus fréquents pour stimuler le dossier de l'énergie solaire. En lieu et place d'incitations fondées sur les prix, des mécanismes axés sur la quantité ont recours à des dispositions exécutoires afin d'établir des quotas obligeant les compagnies d'électricité à acheter un certain pourcentage de leur électricité à partir d'une source renouvelable. Les quotas se traduisent en opportunités d'investissement pour les promoteurs, qui sont en mesure de fournir aux services publics l'électricité requise produite par les installations produisant de l'énergie renouvelable. En complément de l'arsenal d'instruments politiques dont disposent les gouvernements, on retrouve les incitations fiscales—comme les crédits d'impôt à l'investissement ou à la production, et les régimes d'aide publique directe, comme les prêts à taux d'intérêt réduit ou la prise de participation par une entité publique. Des politiques qui garantissent et facilitent le raccordement et l'accès des centrales PV au réseau jouent également un rôle important pour la viabilité des projets PV en supprimant les obstacles courants.

Les promoteurs doivent examiner la manière dont les dispositions politiques sont conçues et quels sont les mécanismes de soutien spécifiques aux projets solaires PV disponibles pour combler l'écart entre le coût de l'énergie conventionnelle et le coût de l'énergie produite par des centrales solaires PV.

Il est important que les promoteurs comprennent les conditions dans lesquelles ils peuvent accéder aux mécanismes d'aide et sachent les exigences qu'ils doivent remplir pour pouvoir le faire dans un marché donné. Le processus qu'un promoteur doit suivre pour satisfaire aux exigences d'obtention d'une aide diffère d'un pays à l'autre, reflétant les priorités du régime de réglementation et la structure du marché de l'énergie. Les niveaux, les types et la durée du soutien auquel les promoteurs peuvent avoir accès varient. Les incitations sont généralement proposées à l'échelle nationale.



Parfois, les autorités étatiques et provinciales offrent des incitations supplémentaires.

Le mandat essentiel de tout promoteur est de :

- Découvrir les mécanismes de soutien disponibles.
- Déterminer si le projet sera en mesure de satisfaire aux critères d'obtention de l'aide et comprendre la fiabilité historique de la fourniture de ces aides.
- Tenir compte de toutes ces informations dans le plan d'affaires et démontrer aux investisseurs que les flux de trésorerie actualisés sont attractifs.
- Assurer un suivi du respect des conditions requises afin d'obtenir l'aide disponible.

Veuillez vous référer également à la liste de vérification figurant à la fin de ce chapitre pour découvrir les principales considérations relatives à l'accès aux mécanismes de soutien dans quelque marché que ce soit.

12.2 APERÇU DES POLITIQUES ET MÉCANISMES DE SOUTIEN

12.2.1 TYPES DE MÉCANISMES DE SOUTIEN

Cette sous-section donne un aperçu des six principaux types de mécanismes de soutien aux énergies renouvelables utilisés par les gouvernements, notamment les mécanismes aidant les promoteurs à améliorer le flux de trésorerie et ceux qui offrent des possibilités d'entrer en position concurrentielle sur le marché :

- **Les tarifs de rachat (TR) :** Un TR est un prix prédéterminé attribué à chaque unité d'électricité produite par une centrale solaire PV, payé par le biais d'un contrat à long terme. En règle générale, les projets doivent répondre à certains critères d'admissibilité et recevoir l'autorisation d'un organisme gouvernemental pour bénéficier du TR (et le plus souvent d'un accès préférentiel au réseau également) ; les petits projets peuvent automatiquement bénéficier du TR jusqu'à un niveau maximum de MW (capacité maximale).
- **Appels d'offres et enchères inversées :** les enchères inversées applicables aux producteurs d'énergie indépendants (PEI) impliquent l'achat concurrentiel d'énergie, que ce soit sur un site spécifique ou sans préciser où une nouvelle centrale doit être construite. La vente aux enchères d'énergie renouvelable peut être neutre sur le plan technologique, quand l'énergie solaire est en concurrence avec d'autres sources d'énergies renouvelables, ou spécifique sur le plan technologique, quand différents projets d'énergie solaire sont en concurrence les uns avec les autres. Un

appel d'offres applicable à un site spécifique est un appel d'offres pour les droits de développer un projet PV sur un site présélectionné par le gouvernement ou le service public.

- **Instruments fondés sur le marché :** Ceux-ci accompagnent les mécanismes axés sur la quantité, telles que les normes relatives aux énergies renouvelables ou obligations de quotas. Les certificats associés à la production d'énergie renouvelable sont négociés sur un marché et se traduisent par des revenus supplémentaires pour les producteurs d'énergie renouvelable. Il s'agit par exemple des certificats verts négociables ou des crédits carbone.
- **Incitations fiscales :** Les incitations fiscales peuvent être utilisées par un propriétaire de projet pour compenser les dépenses en capital ou les profits, ou réduire certaines taxes spécifiques telles que la TVA ou les droits d'importation. L'amortissement accéléré est une autre option visant à atténuer les coûts d'investissement élevés des projets d'énergie renouvelable.
- **Prêts à faible taux d'intérêt :** Des prêts à faible taux d'intérêt, c'est-à-dire les prêts dont le taux d'intérêt est inférieur au marché ou d'une teneur étendue—sont parfois proposés, en particulier dans la première phase de déploiement de la technologie, par des institutions soutenues par le gouvernement.
- **Subventions en capital :** Les subventions en capital provenant de sources publiques permettent de réduire la charge du financement initial et peuvent stimuler l'intérêt pour un nouveau marché. Cette solution a été utilisée dans les premiers temps du développement du PV. Aujourd'hui que cette technologie est arrivée à maturité, elle n'est pas nécessaire et est maintenant très rare.

Les mécanismes présentés ci-dessus fournissent des aides financières directes et indirectes destinées à couvrir les coûts marginaux de l'énergie solaire PV par rapport à des options de production d'électricité classiques. Les avantages relatifs et les conditions des différents cadres de politique énergétique varient dans une large mesure entre les pays et les régions. Par conséquent, il est essentiel que les promoteurs tiennent compte de leur effet sur la viabilité commerciale de leur projet, y compris le risque relatif à l'investissement privé des politiques dans un

contexte politique et économique particulier.⁵³ L'agence internationale pour les énergies renouvelables et l'Agence internationale de l'énergie hébergent une base de données commune qui offre des informations relativement complètes et à jour sur les types de mécanismes de soutien et les incitations correspondantes disponibles pour des projets d'énergie renouvelable dans les différents pays.⁵⁴

12.3 MÉCANISMES DE SOUTIEN POUR LES CENTRALES SOLAIRES PV

Cette sous-section examine en détail les six types de mécanismes de soutien pouvant être à la disposition des promoteurs de centrales solaires PV. Elle explique la nature de l'appui fourni par chaque mécanisme, ainsi que ses avantages et ses inconvénients. Les principales préoccupations pour le promoteur sont également discutées pour chaque mécanisme.

12.3.1 TARIFS DE RACHAT (TR)

Les TR offrent un prix de vente de l'électricité fixe, généralement pour le long terme (dix à 25 ans), souvent combiné à un accès privilégié au réseau et d'autres modalités d'enlèvement favorables, telles qu'une distribution en priorité. Ce prix fixe, généralement indexé sur l'inflation, est destiné à couvrir le coût réel de la production d'énergie renouvelable (généralement plus élevé que les sources d'énergie conventionnelles) et laisse une marge suffisante pour permettre aux investisseurs de réaliser un bénéfice en rapport avec le profil de risque du projet. L'encadré 8 fournit un exemple de TR en Thaïlande pour les projets PV de toiture et d'envergure commerciale.

Les TR ont joué un rôle crucial dans la stimulation d'une croissance rapide de l'énergie solaire PV, en particulier en Europe et au Japon, et restent un outil répandu pour soutenir les projets PV dans de nombreux marchés. Les TR protègent les projets PV contre la concurrence avec d'autres sources de production et contre la fluctuation des prix sur le marché de l'électricité en gros, permettant de stabiliser les revenus.⁵⁵

⁵³ Pour plus d'informations sur ce sujet, voir le Programme d'assistance à la gestion de l'énergie de l'AIEA, de l'IRENA, des laboratoires nationaux américains (et notamment les laboratoires Lawrence Berkeley, Sandia et le National Renewable Energy Laboratory) et de la Banque mondiale. Voir aussi « Evaluating policies in Support of the Deployment of Renewable Power » (2012), IRENA, et l'instrument REFINe (Renewable Energy Financial Instrument Tool) de la Banque mondiale.

⁵⁴ <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>

⁵⁵ Il existe de nombreuses publications analysant les tarifs de rachat. Parmi celles-ci, voir « Feed-in Tariffs as a Policy Instrument for Promoting Renewable Energy and Green Economies in Developing Countries », Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), 2012.

Les TR sont généralement attractifs pour les prêteurs, car ils sont fiables et stables. Les revenus à long terme d'un projet bénéficiant de TR peuvent être modélisés avec un fort degré de certitude, rendant de tels projets plus faciles à financer. Toutefois, en acceptant un TR, le promoteur endosse un risque politique et un risque de crédit, et doit déterminer si le preneur est obligé, disposé à et capable de fournir un soutien au niveau contracté au cours de la durée de vie du projet. Il s'agit là d'un point particulièrement important si le TR est substantiellement plus élevé que le prix de l'électricité en vigueur. Les principaux problèmes et risques liés aux TR sont résumés ci-dessous.

12.3.1.1 Le niveau de TR et la viabilité du soutien

Il convient d'évaluer la viabilité du TR, et en particulier la viabilité du mécanisme par lequel le coût marginal d'un projet de PV est couvert. Par exemple, si le cadre réglementaire prévoit que les coûts marginaux seront couverts par un élément spécifique dans la facture énergétique des consommateurs, le projet peut être considéré comme durable et présentant un moindre risque. Toutefois, si le coût marginal est couvert par des sources incertaines, la viabilité du TR doit être considérée avec une certaine prudence. Les pays qui ont adopté des TR très tôt, lorsque les coûts de PV étaient encore élevés, ont dû absorber des coûts marginaux importants, grevant soit les tarifs imposés à l'utilisateur final, soit la situation financière du gouvernement. Comme le coût du PV a sensiblement diminué (en particulier sur la période 2010-2014), ces pays ont été mis sous pression de réviser les TR. La révision applicable aux futurs projets est rationnelle, surtout si le coût du PV baisse, mais la révision rétroactive (affectant les centrales PV déjà construites) n'est pas rationnelle et a affecté les promoteurs qui ont dû endosser des coûts élevés. Par exemple, en raison de la situation fiscale dans laquelle les gouvernements se sont retrouvés après la crise financière en 2008, l'Espagne a rétroactivement modifié son TR en 2010, affectant les projets contractés. L'Espagne a été suivie par la Bulgarie en 2012 et la Grèce en 2014.⁵⁶ À la fin de 2013, plusieurs gouvernements des États australiens ont proposé des réductions rétroactives de TR, même si celles-ci furent par la suite retirées en raison de réactions publiques impopulaires.

Même pour les technologies dont les coûts n'ont pas chuté de façon aussi spectaculaire au cours de la

⁵⁶ Législation : Décret royal 1565/2010 adopté le 19 novembre 2010 par le Conseil des Ministres. Pour plus d'informations, voir « Retrospective Measures at the National Level and their impact on the photovoltaic sector » de l'Association européenne de l'industrie photovoltaïque, 10 décembre 2013. Disponible sur www.epia.org.

dernière décennie, la plupart des gouvernements mettent aujourd'hui en place des mesures de maîtrise des coûts pour les mécanismes de TR afin de plafonner les coûts fiscaux globaux. En particulier, les niveaux tarifaires peuvent diminuer sur une échelle mobile au fil des ans, ou le soutien accordé pour les nouveaux sites est plafonné en termes des coûts budgétaires qu'il représente. En outre, il est envisagé que certains TR soient périodiquement mis à jour (tous les 2 à 3 ans) ; dans ce cas, les changements

n'affecteront que les contrats futurs et ne seront pas rétroactifs. Les changements rétroactifs apportés aux régimes de TR sont rares, mais peuvent être extrêmement préjudiciables pour les projets concernés. Il est plus fréquent que les politiques soient brusquement annulées ou modifiées, affectant les projets non contractuels en cours de développement davantage que ceux qui sont déjà en cours d'exploitation.

Encadré 8 : Politiques de tarif de rachat (TR) de la Thaïlande

Le marché du solaire en Thaïlande est actuellement piloté par deux politiques de tarifs de rachat (TR) clés, conçues pour aider le pays à atteindre ses objectifs ambitieux en matière de développement solaire d'ici 2021.^a

1. La politique de projets solaires de toiture.^b
2. La politique de projets solaires au sol.

La politique de TR pour les projets de toiture fournit une incitation au développement de systèmes solaires de toiture et au sol communautaires, les projets étant plafonnés à une capacité installée de 200 MW. Le taux du TR est calculé en fonction de la taille du projet. Les taux de TR ci-dessous sont accordés à des projets qui ont été entièrement mis en service avant décembre 2013 et sont valides pour une durée d'exploitation de 25 ans.

Taux de TR pour les projets solaires de toiture en Thaïlande		
Dimension du projet (kW)	Taux de TR (Baht/kWh)	Taux de TR (USD/kWh) (1 Baht thaïlandais = 0,0310 USD)
0-10	6,96	0,22
10-250	6,55	0,20
250-1 000	6,16	0,19

La politique de TR applicable aux projets au sol fournit une incitation pour des projets n'excédant pas 800 MW et devant être mis en service d'ici la fin de l'année 2014. Le taux de TR varie tout au long de la durée de vie d'un projet élaboré et est présenté ci-dessous.

Taux de TR pour les projets solaires au sol en Thaïlande		
Année	Taux de TR (Baht/kWh)	Taux de TR (USD/kWh) 1 Baht thaïlandais = 0,0310 USD)
1-3	9,75	0,30
4-10	6,50	0,20
11-25	4,50	0,14

Pour les politiques de TR applicables aux projets PV de toiture et au sol, le taux de TR peut être considéré comme relativement généreux et les TRI du projet devraient être attractifs pour les investisseurs. Le gouvernement thaïlandais a révisé périodiquement les taux de TR et des informations à jour sur les incitations destinées aux projets développés après 2014 sont disponibles en ligne.^c

a <http://thaisolarpvroadmap.org/wordpress/?p=940>

b <http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-145.html>

c <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Thailand>

Plusieurs types d'assurances existent pour les risques de projet. Le risque de changements rétroactifs dans le cadre de soutien réglementaire est apparu au cours des dernières années et des tentatives ont été faites pour fournir une couverture d'assurance. Par exemple, le Groupe de la Banque mondiale peut couvrir ces risques par des garanties partielles de risques. Dans de nombreux cas, un prêteur exigera la désignation d'un conseiller en assurance capable d'assurer l'adéquation d'une assurance à un projet d'énergie solaire.

12.3.1.2 Limites des TR

Proportionnellement avec la détermination du tarif, le régulateur ou le service public fixent généralement un niveau maximum de capacité (MW) ou d'énergie (GWh) admissibles au TR. Pour la production distribuée, à savoir l'énergie à petite échelle générée près de son point d'utilisation, le volume d'énergie et le nombre de projets éligibles au tarif peuvent être indéfinis (bien que, compte tenu de l'expérience de plusieurs pays européens submergés par une réponse inattendue à de telles incitations, l'imposition d'un plafond conforme aux priorités du budget public semble sage). Pour les projets de taille industrielle (dont ce guide fait l'objet), il est plus fréquent que le TR fasse l'objet d'une limite, par exemple une capacité de 200 MW dans une catégorie de technologie donnée, de sorte que le seuil est souvent fonction de l'objectif national qu'un gouvernement a l'intention d'atteindre en matière de production d'énergie renouvelable.

Outre l'annonce de limites de capacité transparentes, des limites peuvent également être imposées de fait sur la garantie des TR. Si des permis particuliers doivent être obtenus avant de soumettre une demande de TR, des goulots d'étranglement peuvent se développer autour des points de validation clés, par exemple des autorisations de la part des autorités de planification locales ou nationales, des régulateurs de l'énergie ou des autorités environnementales. Les promoteurs doivent également tenir compte de la capacité de transmission disponible pour transporter l'électricité depuis le site du projet / les lieux qui se prêtent au développement de projets d'énergie solaire PV jusqu'aux zones qui ont besoin d'électricité.⁵⁷ Au Chili, par exemple, une augmentation

57 Bien que l'énergie solaire exige des caractéristiques géographiques moins spécifiques que d'autres énergies renouvelables comme l'hydroélectricité ou le vent, les projets au sol d'envergure commerciale nécessitent de grandes parcelles de terres non-ombragées, présentant dans l'idéal une valeur relativement faible. Ces zones sont plus susceptibles d'être situées dans des régions reculées que dans les grandes zones urbaines où la demande d'électricité est en croissance, en particulier dans les pays en développement connaissant une urbanisation rapide.

extraordinairement rapide dans le développement de l'énergie solaire dans le Nord peut conduire à une capacité de réseau mise à rude épreuve, tandis qu'au Japon, les services publics qui se préoccupent de maintenir la fiabilité de l'énergie (et le prix de l'énergie solaire PV) ont fait preuve de réticence à l'idée d'approuver des volumes d'énergie solaire élevés et ont retardé le raccordement au réseau.

12.3.1.3 Contrat d'enlèvement

Le tarif et ses dispositions de rachat sont fixés par un AAE conclu entre le producteur d'énergie solaire et le preneur, qui peut être le service public, l'exploitant du système, ou l'institution spécifiquement créée. Comme pour tout accord de vente d'électricité, le principal facteur de risque à prendre en considération est la solvabilité du preneur. Par exemple, le Kazakhstan a adopté des TR assez attractifs pour les technologies renouvelables, mais les projets privés ne parviennent pas à obtenir de financement commercial car la bancabilité de l'AAE avec le Centre de règlement des coûts (CRC) du preneur est problématique. Le CRC est une entité nouvellement créée qui ne dispose d'aucun actif, antécédent de crédit ou flux de trésorerie établis. Des informations supplémentaires sur l'AAE sont fournies à la Section 13.

12.3.1.4 Risque de change

Considérant que dans de nombreux pays, un pourcentage substantiel de l'exigence d'investissement est en devises alors que le chiffre d'affaires est en monnaie locale, il peut exister un risque important associé à la fluctuation des devises. Certains pays ont reconnu ce fait et ont indexé l'ajustement à une monnaie forte. Cela permet de réduire l'exposition au risque du promoteur. En cas d'absence d'une telle protection, le promoteur doit évaluer l'exposition au risque et prendre des mesures appropriées.

12.3.1.5 Pérennité du secteur de l'énergie

Il est toujours conseillé pour un promoteur d'examiner la viabilité financière du tarif dans le cadre du marché de l'électricité local, et notamment la demande d'électricité anticipée, le coût actuel et projeté moyen actualisé de l'énergie à partir de la combinaison de sources d'énergie existante, le coût marginal de l'alimentation électrique (présent et futur), la capacité du service public à répercuter les coûts sur les consommateurs, et la volonté du public de payer pour l'énergie renouvelable. Lorsque le TR ne suit pas d'autres tendances du marché ou que des distorsions de prix significatives existent, il est conseillé de faire preuve d'une plus grande prudence, et il est recommandé de considérer la rentabilité du projet en cas de changement de politique.

12.3.2 ENCHÈRES INVERSÉES ET APPELS D'OFFRES

L'alternative à un décideur politique ou un preneur prédéterminant le TR devant être proposé à un projet solaire PV consiste à procéder à une enchère inversée (ou offre) pour une nouvelle capacité énergétique. Les promoteurs soumettant une offre pour pouvoir développer un projet déterminent le niveau du TR. Ainsi, le prix versé au promoteur par le preneur qui remporte l'enchère est fixé de manière concurrentielle. Parfois, les enchères inversées permettent aux promoteurs de proposer des sites de projet, tandis que d'autres fois, un appel d'offres sera annoncé avec les sites présélectionnés par le preneur. La réalisation d'un tel processus nécessite une expertise spécialisée et peut entraîner des coûts de transaction plus élevés, mais finalement peut être plus rentable, la concurrence pouvant faire baisser le tarif au niveau le plus bas qui soit requis pour soutenir des projets.

12.3.2.1 Procédure

Une enchère inversée commence par une annonce de la part d'un gouvernement ou d'un service public à qui la tâche a été confiée. Le gouvernement ou le service public invite alors les promoteurs à proposer le tarif qu'ils sont prêts à recevoir pour fournir de l'énergie solaire. L'offre visera un nombre annoncé de MW et peut être limitée à (ou sous-divisée par) des projets d'une certaine taille (par exemple, au-dessus ou au-dessous de 10 MW), dans certaines régions (par exemple, près d'une zone ayant besoin d'une plus grande capacité) et pour certaines technologies (solaire PV plutôt qu'ESP). Pour participer à un appel d'offres, un promoteur doit se qualifier en remplissant certains critères pour démontrer sa capacité de financement et de mise en œuvre du projet. En règle générale, les exigences de qualification comprennent la fourniture d'informations financières sur l'activité du promoteur et l'expérience technique pertinente. Des critères supplémentaires visant à maximiser l'impact positif de l'investissement sur l'économie locale peuvent également jouer un rôle dans le processus, par exemple, la nationalité du personnel clé, des employés, les relations avec les fournisseurs locaux/fournisseurs de contenu, etc.⁵⁸

Les contrats seront accordés aux promoteurs proposant le tarif le plus bas, en commençant par l'offre du prix de vente de l'électricité le plus bas. Par exemple :

- Projet solaire PV A : 25 MW @ 0,10 \$/kWh
- Projet solaire PV B : 15 MW @ 0,12 \$/kWh

⁵⁸ Pour un bon exemple des offres d'énergie renouvelable en général, et l'inclusion des exigences de contenu local plus précisément, dans le contexte de l'Afrique du Sud, voir : Eberhard, A., 2013. *Feed-in Tariffs or Auctions, Procuring Renewable Energy Supply in South Africa*, la Banque mondiale, Washington, DC.

- Projet solaire PV C : 10 MW @ 0,14 \$/kWh

Le promoteur proposant les coûts de production d'électricité les plus bas sera le mieux placé pour proposer le tarif le plus bas, et le plus susceptible de se voir attribuer un contrat. Si le plafond fixé dans l'offre était de 40 MW, par exemple, seuls les projets A et B se verraient attribuer un contrat.

Les modalités d'attribution des offres varieront d'un pays à l'autre et peut-être même selon les différentes étapes d'un programme national. Des contrats peuvent être offerts jusqu'à ce que le quota applicable à la technologie ait été entièrement alloué, et parfois, des appels d'offres partiellement complétés ont lieu.

Quand une soumission a été confirmée, le promoteur du projet et le preneur signent un AAE sur la base du tarif proposé sur la période de temps prédéfinie.

12.3.2.2 Risques et enjeux

Le principal risque pour un promoteur dans le cadre d'un d'appel d'offres est qu'il ne remporte pas l'offre. La préparation d'une soumission pour une installation PV à grande échelle peut être coûteuse. Les promoteurs doivent être prêts à consacrer du temps et des ressources considérables dans des projets coûteux et en mettant éventuellement une option sur des droits de location d'un terrain sans aucune certitude que leur offre soit retenue. Ces frais ne sont pas remboursables si le projet ne leur permet pas de remporter l'appel d'offres. Les promoteurs doivent donc équilibrer leurs dépenses avec le risque que leur offre soit infructueuse. Les entités émettant les appels d'offres peuvent promouvoir un marché efficace en faisant preuve de transparence et en partageant des informations sur le nombre de soumissionnaires qualifiés, les attentes quant à savoir si l'appel d'offres sera sursouscrit et des informations sur les appels d'offres futurs. Un deuxième risque majeur est que la concurrence devienne si forte que les marges s'érodent pour atteindre des niveaux non viables, obligeant les promoteurs disposant de moins de ressources à quitter le marché.

Des processus d'appel d'offres ont récemment été mis en œuvre avec succès dans plusieurs marchés émergents, dont l'Inde et l'Afrique du Sud. En Afrique du Sud, le programme *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement* (REIPPP) est un processus d'appel d'offres dans lequel les promoteurs soumettent leur offre en vue de se voir attribuer un contrat de vente d'électricité jusqu'à ce qu'un quota de MW donné (annoncé pour chaque vague) soit atteint (voir encadré 9). De même, l'Inde a mis en place un mécanisme d'enchère inversée

Encadré 9 : Le REIPP sud-africain

L'Afrique du Sud a mis en place des politiques et des initiatives visant à accélérer la croissance dans le secteur de l'énergie solaire PV, notamment le REIPPP et l'Offre standard d'Eskom.

Le REIPPP

Le REIPPP sud-africain se décompose en différentes vagues d'appels d'offres. Les ressources allouées sont présentées ci-dessous pour les vagues 1 à 3. La tendance à la baisse du prix moyen de l'offre de PV et l'augmentation du contenu local est révélatrice de la réussite de la politique d'incitation du développement solaire, mais il reste à voir si les promoteurs peuvent vraiment continuer à fonctionner à des prix aussi bas.^a

Dans le cadre de la vague 1 du REIPPP, la construction a commencé pour 18 grands projets solaires PV d'une puissance installée combinée de 630 MW. Au cours de la vague 2, un total de neuf projets d'une capacité combinée de 417 MW ont obtenu le statut de soumissionnaire privilégié et sont actuellement en cours de construction. Six autres projets supplémentaires d'une capacité de 435 MW ont obtenu le statut de soumissionnaire privilégié lors de la vague 3 et approchent la date de clôture financière. En 2013, la quasi-totalité du marché de l'énergie solaire PV sud-africain se compose de grands systèmes au sol, et il est prévu que ce marché reste fort.

Cependant, par le passé, un certain nombre de retards ont été occasionnés dans le processus d'appel d'offres. En septembre 2012, le ministère de l'Énergie a annoncé des retards pour la vague 3 du REIPPP, principalement en raison de la difficulté à faire progresser les projets de la première vague jusqu'à la clôture financière. La nécessité de se concentrer sur la clôture financière pour les projets sélectionnés au cours des deux premières vagues d'offres a eu un effet d'entraînement.^b

En 2013, le gouvernement a retardé l'annonce d'une liste définitive de candidats privilégiés pour la troisième vague de son programme national pour l'énergie renouvelable. Ceci arriva à son terme en novembre 2013, plus de 12 mois plus tard que prévu.

Le ministère de l'Énergie est en train de finaliser le protocole de clôture financière pour la vague 3 des soumissionnaires privilégiés.

Ressources allouées pour les Vagues 1 à 3 ^c			
Paramètres	Fenêtre d'offres 1	Fenêtre d'offres 2	Fenêtre d'offres 3 ^d
Date	5 novembre 2012	9 mai 2013	4 novembre 2013
MW alloués par la fenêtre d'offres	632	417	435
Prix moyen de l'offre/kWh	0,26\$	0,15\$	0,097\$
Contenu local	28,5 %	47,5 %	53,8 %

a <http://www.esi-africa.com/sas-third-round-bidding-sees-prices-drop-dramatically/>

b <http://irp2.files.wordpress.com/2011/10/pvsouthafricamap-2013-04-17.pdf>

c www.esi-africa.com/sas-third-round-bidding-sees-prices-drop-dramatically/

d www.ey.com/UK/en/Industries/Cleantech/Renewable-Energy-Country-Attractiveness-Index---country-focus---South-Africa

pour attribuer aux promoteurs retenus un AAE dans le cadre de la *Jawaharlal Nehru National Solar Mission* (JNNSM).

Bien que le processus d'appel d'offres concurrentiel implique des frais de préparation élevés pour l'entité qui soumet l'offre et des risques plus élevés pour les parties à l'appel d'offres, ce processus offre un degré d'assurance plus élevé que les projets font l'objet d'incitations aux niveaux minimums requis (« prix révélés »). En tant que tel, le processus d'appel d'offre peut être une bonne stratégie pour les marchés de plus grande envergure ayant

affirmé leur intérêt et cherchant à développer leur capacité installée.

L'encadré 10 résume les principaux éléments du cadre de soutien réglementaire indien, qui a évolué au fil du temps et utilisé plusieurs options, notamment des TR, des appels d'offres et des obligations d'achat d'énergie renouvelable. En outre, l'encadré explique également qu'en Inde (comme dans beaucoup d'autres pays), le cadre de soutien à la réglementation du gouvernement fédéral/central peut être complété par des initiatives des gouvernements d'états/locaux.

Encadré 10 : Évolution des mécanismes de soutien réglementaires en Inde

L'Inde a mis en place un certain nombre de régimes de soutien réglementaire différents, incluant notamment des TR, des obligations d'achat d'énergie renouvelable et des enchères inversées.

Le plan d'action national sur le changement climatique (PNACC) de l'Inde établit des cibles d'Obligation d'achat renouvelable (OAR) pour chaque État indien. Il indique le niveau minimum de puissance totale que les entreprises de distribution d'électricité doivent acheter à partir de sources d'énergie renouvelable. Bien que cela ne soit pas directement lié à des projets solaires, cela oblige les États à encourager le développement de projets d'énergie renouvelable. Parmi les États, le Gujarat a proposé le TR le plus élevé, à 12 roupies (0,20 \$), entraînant une capacité installée de 916,4 MW au 31 mars 2014. Le tableau ci-dessous présente un bref résumé des taux de TR par État accordés par les politiques d'énergie solaire des États individuels.^a

Tarifs de rachat applicables à des États sélectionnés	
Etat	Tarif de rachat (en roupies)
Rajasthan	Tarif forfaitaire de 6,45/kWh (0,106 USD) pendant 25 ans.
Gujarat	Tarif forfaitaire de 12/kWh (0,198 USD) pour les 12 premières années et de 3/kWh (0,049 USD) de 13 à 25 ans. ^b
Bihar	Tarif forfaitaire de 9,85/kWh (0,163 USD) pendant 25 ans.
Punjab	Le TR minimum offert s'élevait à 7,40/kWh (0,122 USD) et le plus élevé s'élevait à 8,70/kWh (0,144 USD).
Karnataka	Le TR minimum offert s'élevait à 5,5/kWh (0,091 USD) et le plus élevé s'élevait à 8,0/kWh (0,132 USD).
Tamil Nadu	6,48/kWh (0,107 USD) avec une augmentation annuelle de 5 pour cent.
Andhra Pradesh	Tarif fixe de 6,49/kWh (0,107 USD).
Madhya Pradesh	Le TR minimum offert s'élevait à 6,47/kWh (0,107 USD) et le plus élevé s'élevait à 6,97/kWh (0,115 USD).

La Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM),^c aussi appelée Mission solaire nationale, a été lancée en janvier 2010 pour inciter notamment le développement de l'énergie solaire dans le cadre plus large des cibles nationales pour les énergies renouvelables. La JNNSM s'est fixée un objectif de 20 GW d'énergie solaire raccordée au réseau en 2022. L'objectif est de réduire le coût de la parité énergie solaire/réseau en appuyant le déploiement à grande échelle (grâce à un système d'enchères inversées dans les phases 1 et 2), la politique à long terme, la recherche et le développement et la production intérieure. La feuille de route du développement de la JNNSM inclut trois phases, présentées ci-dessous :

Feuille de route de la JNNSM et cibles en matière d'énergie solaire PV		
Calendrier	Raccordé au réseau, y compris le plan toitures	Statut à mars 2014
Phase 1 (2010-2013)	1 100 MW	67 % des projets mis en service.
Phase 2 (2013-2017)	10 000 MW	Projets pour 750 MW sélectionnés après l'appel d'offres.
Phase 3 (2017-2022)	20 000 MW	Informations encore non annoncées.

Au cours de la première phase, les promoteurs sélectionnés se sont vus attribuer un AAE avec la Commission centrale de réglementation de l'électricité (CERC) par le biais d'un programme d'enchères inversées. Le tarif moyen s'élevait à environ 0,15 USD/kWh, représentant une diminution de 43 pour cent par rapport au tarif de référence approuvé par la CERC. Il est noté que seulement 67 pour cent des projets de la Phase 1 avaient été mis en service en mars 2014. Il y a plusieurs raisons à ceci, notamment des retards dans la réalisation de la clôture financière et l'acquisition de terrain, et des problèmes de raccordement au réseau. Un processus d'enchères inversé a été utilisé au cours de la Phase 2,^d par lequel 10 000 MW devraient être attribués.

a http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/guidelines_sbd_tariff_gridconnected_res/salient_features_for_State-wise_solar_policies.pdf

b http://geda.gujarat.gov.in/policy_files/Solar%20Power%20policy%202009.pdf

c Ministry of New and Renewable Energy, Towards Building SOLAR INDIA Available at: <http://mnre.gov.in/pdf/mission-document-JNNSM.pdf>

d <http://seci.gov.in/content/innerpage/phase-ii--batch-i-log-of-documents-releasednotifications-issued.php>

12.3.3 INSTRUMENTS FONDÉS SUR LE MARCHÉ

Les instruments fondés sur le marché accompagnent les mécanismes basés sur la quantité, comme les normes applicables au portefeuille des énergies renouvelables ou les obligations de quotas. Ils impliquent la création d'un crédit/certificat pouvant être échangé sur le marché libre. Les crédits d'énergie renouvelable et les crédits carbone comptent au nombre des plus courants de ces certificats.

Les mécanismes fondés sur le marché sont attrayants car ils promettent un meilleur rapport coût-efficacité pour atteindre un objectif d'énergies renouvelables fixé par le gouvernement, en donnant aux entités réglementées une plus grande flexibilité pour assurer la conformité avec les obligations applicables aux énergies renouvelables. Cependant, comme nous le verrons dans les deux exemples ci-dessous sur les crédits d'énergie renouvelable et les crédits carbone, ils peuvent également être complexes et exiger un niveau de sophistication assez élevé à la fois de la part de l'organe de réglementation et des entités couvertes. Ils conviennent particulièrement bien aux marchés dans lesquels le secteur de l'énergie est déjà très concurrentiel et où il existe une capacité suffisante de mise en œuvre parmi les acteurs du marché.

Les quotas obligent les fournisseurs d'électricité (généralement des services publics) à obtenir un certain pourcentage de l'électricité qu'ils vendent à partir de sources renouvelables. Les quotas sont différents des cibles gouvernementales/objectifs politiques parce qu'ils ont une force juridique et sont assortis d'une forme de sanction en cas de non-conformité. Par exemple, si un fournisseur d'électricité vend 100 GWh d'électricité par an et 10 pour cent de ceci doivent être générés par des sources renouvelables, le fournisseur devra produire ou acquérir 10 GWh provenant d'installations renouvelables.

Dans certains cas, un quota nécessitera que le fournisseur achète de l'énergie renouvelable dans une juridiction donnée, par exemple à l'intérieur des frontières régionales ou nationales. D'autres quotas exigent seulement que le fournisseur achète une certaine proportion de l'électricité renouvelable pouvant provenir de n'importe où à condition que ce soit à portée du réseau de transmission. Et un autre modèle de quotas est celui permettant « dépouiller » l'énergie renouvelable de l'électricité elle-même et de l'échanger sous forme de crédits d'énergie renouvelable (CER), aussi appelé certificats verts (des informations supplémentaires sur les CER sont fournies à la sous-section 12.3.3.1).

Un système de quotas oblige les distributeurs d'électricité à se conformer aux obligations des quotas, mais peut

ou peut ne pas spécifier comment faire pour atteindre le quota. Le distributeur peut renforcer la capacité de production d'énergie renouvelable lui-même ou peut l'obtenir par le biais d'un processus d'appel d'offres. Le service public peut également négocier des prix de l'électricité avec des PEI indépendants du gouvernement, ou prendre l'énergie renouvelable à un TR déterminé par le gouvernement.

De par leur conception, les quotas ne sont qu'une incitation à produire de l'énergie renouvelable au niveau stipulé. Pour un promoteur, le risque d'exploitation majeur en réponse à un quota d'énergie renouvelable est que le projet peut ne pas être approuvé avant que le plafond du quota soit excédé. Il s'agit là d'un véritable problème en cas de transparence limitée sur les futurs quotas ou incitations. Pour cette raison, les marchés disposant de quotas plus bas peuvent avoir du mal à attirer l'intérêt des promoteurs et des investisseurs du secteur privé, les opportunités commerciales n'étant pas suffisamment importantes pour justifier les frais de transaction qui devront être engagés pour entrer sur le marché. Dans de tels cas, les quotas devront peut-être être combinés avec d'autres programmes d'incitation et réformes.

12.3.3.1 Crédits d'énergie renouvelable

Les instruments fondés sur le marché encouragent les investissements dans les énergies renouvelables en fixant un quota d'énergie renouvelable à développer par les acteurs du marché, généralement des services publics ou des producteurs. Ces services publics ou producteurs peuvent répondre à leurs obligations de quotas en développant eux-mêmes leurs projets d'énergie renouvelable ou par l'achat auprès d'autres acteurs du marché des « attestations » de montants d'électricité spécifiques produite à partir d'énergies renouvelables, communément appelés crédits d'énergie renouvelable (CER), certificats verts (ROC) et certificats verts négociables (TGC). Comme pour d'autres mécanismes, le quota se décompose généralement en types de technologie. En cas d'absence d'une telle décomposition par type, le marché va commencer par chercher l'énergie renouvelable la moins chère, ce qui est l'objectif d'un marché efficace, mais pourrait ne pas répondre aux objectifs de politique publique de soutien à un éventail de technologies.

Dans le cadre d'un programme de CER, un gouvernement annonce un quota, ou une série de quotas (annuels ou pluriannuels), pour l'approvisionnement en énergie renouvelable, que les fournisseurs d'électricité sont tenus de respecter sur une période de temps donnée. Cependant, contrairement à un quota traditionnel ou norme de portefeuille d'énergie renouvelable, l'aspect

renouvelable de l'électricité peut être « dépouillé » de l'énergie à proprement parler. En d'autres termes, une centrale solaire PV se verra attribuer des CER en fonction de l'énergie qu'elle produit ou de sa capacité installée. Ces CER peuvent être échangés sur le marché séparément de l'électricité produite par la même centrale. En fonction des règles de chaque marché, l'entité visée ne doit pas nécessairement envoyer l'énergie produite par la centrale électrique solaire vers le marché central. Parfois, l'électricité peut être vendue à un tiers (qui peut être physiquement plus proche ou disposer de meilleurs réseaux de transport) au prix de l'électricité en vigueur, tandis que l'aspect renouvelable incarné dans le CER peut être vendu séparément sur une bourse dédiée. Cela permet une plus grande flexibilité dans le développement de centrales solaires PV dont les ressources ou la capacité de transmission peut être meilleure, plutôt que d'exiger de les développer à proximité des réseaux de transmission des entités visées, qui en fin de compte devraient réduire les coûts de mise en conformité globaux.

En fixant un quota qui augmente au fil du temps, la demande de certificats devrait augmenter, stimuler le marché pour offrir davantage de certificats par un investissement dans les énergies renouvelables. Si le marché est « court » (c.à.d. que la demande est supérieure à l'offre), les prix vont augmenter, et si le marché est « long » (c.à.d. qu'il y a plus de certificats que nécessaire), les prix vont baisser. En théorie, le prix fluctuant des CER offre une calibration « en temps réel » des besoins du marché et guide les nouvelles perspectives d'investissement.

Pour faire appliquer un programme de CER, des sanctions sont nécessaires afin d'assurer la conformité par les services publics preneurs. Les sanctions doivent être considérablement plus élevées que la valeur attendue des certificats afin de motiver le respect des quotas. Si les sanctions sont trop faibles, elles deviendront un prix plafond.

En pratique, il s'est avéré difficile dans nombre de situations d'aligner les besoins d'un promoteur de projet solaire PV en termes de certitude des recettes à long terme avec la demande à court terme et le signal de prix fourni par les CER, qui dans de nombreux marchés ne sont négociés que sur un volume important quelques années à l'avance. Un promoteur cherchant à couvrir le risque de prix en vendant ses CER à terme sur la durée de vie du projet d'électricité aura souvent à accepter un prix bien inférieur au prix à terme actuel, s'il est en mesure de trouver un acheteur.

Le modèle de CER a été populaire aux États-Unis (avec l'existence de multiples programmes publics et volontaires) et au Royaume-Uni (avec moins de succès). Plusieurs marchés émergents, dont l'Inde, la Roumanie, et El Salvador ont également mis en place des systèmes d'échange de CER.

Les mécanismes de marché représentent nettement plus de risques pour les promoteurs que les autres incitations. Dans les petits marchés, si la négociation active est insuffisante (faible liquidité), alors les marchés de CER sont particulièrement sujets aux cycles de croissance/décroissance. Les banques sont susceptibles d'escompter fortement (même entièrement) la valeur potentielle des CER, à moins qu'ils ne soient vendus à terme à un preneur hautement solvable, ce qui en fait des « gains » purs pour le promoteur, à savoir un avantage potentiel pour un projet qui ne peut être hypothéqué de la même manière que les recettes dégagées par l'électricité. Si les marchés des CER évoluent et s'approfondissent, ils peuvent devenir bancables, mais il est sage pour les promoteurs d'approcher les CER avec une certaine prudence.

12.3.3.2 Crédits carbone

Contrairement aux autres mesures incitatives décrites ici, les crédits carbone sont une forme indirecte de soutien à l'énergie solaire, conçue principalement pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). L'électricité produite par les installations renouvelables remplace l'électricité produite par des sources d'énergie utilisant des combustibles fossiles et libérant des émissions de CO₂. L'installation produisant de l'énergie renouvelable reçoit des crédits carbone pour les émissions de CO₂ évitées.

Les marchés du carbone visent à fixer un prix pour les émissions de GES et à encourager leur réduction. Cependant, sur les marchés qui connaissent (ou ont connu) un prix du carbone élevé, à savoir le SCEQE et l'État de Californie, ce prix s'est récemment révélé insuffisant pour tenir lieu de principal moteur pour les projets d'énergie solaire car le prix du carbone est lié à la technologie la moins coûteuse (généralement le rendement énergétique ou le détournement des combustibles).

Le mécanisme de développement propre du Protocole de Kyoto a brièvement fourni une incitation pour les énergies renouvelables (bien que très peu pour l'énergie solaire)⁵⁹ dans les pays en développement, mais pour diverses raisons, cette incitation efficace a disparu, et n'a pas encore été remplacée par des marchés de carbone

⁵⁹ En Février 2015, 369 projets de MDP sur 7 598 enregistrés étaient des projets solaires, soit moins de 5 pour cent. Voir www.cdmpipeline.org

nationaux. Cependant, de nombreux pays, provinces et villes envisagent ou entament la mise en œuvre des politiques de tarification du carbone, notamment l'Afrique du Sud, le Chili et la Chine (voir le Partenariat pour la préparation au marché de la Banque mondiale).⁶⁰ Outre l'échange de crédits carbone, les taxes sur le carbone et la réduction des subventions aux combustibles fossiles sont également à l'étude pour inciter le rendement énergétique et des émissions réduites.⁶¹ Ainsi, si le prix du carbone dans la plupart des pays est absent ou trop faible pour être le principal moteur de l'énergie solaire à l'heure actuelle, il est possible qu'il devienne à nouveau plus pertinent à l'avenir.⁶²

12.3.4 INCITATIONS FISCALES

Les incitations fiscales sont un outil commun pour la promotion de l'énergie solaire et autres énergies renouvelables, et incluent les crédits d'impôt pour les dépenses en capital, la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) réduite, l'impôt des sociétés réduit, les exonérations fiscales temporaires sur les droits d'importation/douane et la taxe d'accise, l'amortissement accéléré, et (bien qu'il ne s'agisse pas exactement d'une incitation fiscale) l'assouplissement des règles applicables aux emprunts en devises et aux investissements étrangers.⁶³ En raison des divergences au niveau des bases d'imposition et de la nature des impôts perçus, les incitations fiscales, qui ont été couronnées de succès dans les pays développés comme les États-Unis, peuvent ou peuvent ne pas être pertinentes pour les marchés émergents.

Les promoteurs doivent entreprendre un examen approfondi des lois fiscales locales avec des professionnels qualifiés afin de s'assurer qu'ils profitent de tous les avantages fiscaux susceptibles d'être disponibles. Les avantages fiscaux sont souvent difficiles à trouver, et il peut être difficile de déterminer les critères d'éligibilité et de comprendre les procédures administratives qui s'y rapportent. Des délais appropriés devraient toujours

⁶⁰ Le Partenariat pour la préparation au marché (PMR), dans lequel la Banque mondiale tient le rôle de Secrétariat, de fiduciaire et de partenaire à la livraison « aide les pays à élaborer et mettre en œuvre des politiques d'atténuation des changements climatiques—y compris des instruments de tarification du carbone—afin d'intensifier l'atténuation des GES. Il sert également de plateforme au sein de laquelle les pays partagent les leçons apprises et travaillent ensemble à définir l'avenir de l'atténuation rentable des GES ». Voir www.thepmr.org pour plus d'informations.

⁶¹ Pour une analyse plus approfondie sur ce sujet, voir Moarif, S et Rastogi, N. « Market-Based Climate Mitigation Policies in Emerging Economies », Center for Climate and Energy Solutions (C2ES). Décembre 2012.

⁶² Voir « 2014 State and Trends of Carbon Pricing », la Banque mondiale (Publication 88284). Mai 2014..

⁶³ Pour un aperçu des incitations fiscales dans de nombreux pays, voir par exemple « Taxes and incentives for renewable energy », KPMG (2014). Disponible sur kpmg.com/energytax.

être intégrés au calendrier du projet afin d'examiner les questions de fiscalité locale.

Le plus grand marché offrant une aide au crédit d'impôt applicable aux projets solaires PV est les États-Unis. Le crédit d'impôt à l'investissement américain propose aux propriétaires de projet un crédit d'impôt de 30 pour cent sur les dépenses en capital d'un projet d'énergie solaire PV afin de compenser leurs dettes fiscales. Les États-Unis proposent également aux promoteurs de projets d'énergie éolienne un crédit d'impôt à la production en fonction de l'énergie produite plutôt que sur l'investissement en capital initial. Afin de profiter d'un crédit d'impôt, le propriétaire du projet doit disposer d'une charge fiscale substantielle ou négociable. Bien que ce modèle ait rencontré beaucoup de succès pour stimuler la production d'énergie solaire (à la fois distribuée et à l'échelle commerciale) aux États-Unis, il est généralement reconnu que la forme prise par l'incitation génère des coûts de transaction élevés et n'est attrayante que pour les investisseurs ayant une lourde charge fiscale. En outre, il présenterait un intérêt limité dans les économies où la collecte de l'impôt sur le revenu des sociétés reste faible. Un résultat similaire pourrait être atteint grâce à une subvention en capital (voir la Section 12.3.5 ci-dessous sur les prêts bonifiés).

D'autres politiques fiscales réduisant le montant de la taxe payée sur l'équipement ou réduisant le taux d'imposition sur les bénéfices des sociétés ont été utilisées dans les marchés émergents, comme la Thaïlande et l'Inde. Une considération importante est les droits d'importation. Certains pays ont choisi de les éliminer ou de les réduire afin de faire baisser le coût des énergies renouvelables. D'autres pays peuvent avoir des taxes d'importation très élevées, la motivation pour ces derniers pouvant alors être la protection des industries locales (ou la promotion de leur émergence).

Comme pour toutes les politiques d'énergie renouvelable, il existe un risque d'expiration de la politique, qui peut être atténué en suivant de près les discussions relatives à la politique et en tenant compte de la rentabilité du projet en cas de suppression de l'incitation.

12.3.5 PRÊTS À TAUX D'INTÉRÊT RÉDUIT

Les prêts à taux d'intérêt réduit et autres conditions avantageuses, comme des teneurs prolongées ou le partage des risques, ont également été déployés par les gouvernements pour soutenir le développement de l'énergie solaire PV. Ces prêts sont généralement disponibles uniquement à un petit nombre de projets, et seulement par le biais de certains intermédiaires financiers désignés, généralement une banque de développement

nationale, régionale ou multilatérale. Pour obtenir des prêts concessionnels, certaines conditions doivent être remplies, celles-ci étant susceptibles de limiter le type de technologie employé ou les entrepreneurs pouvant être sélectionnés pour le développement d'un projet. Les prêts à taux d'intérêt réduit font souvent partie d'une plateforme de politique d'énergie renouvelable plus large incluant également d'autres incitations, comme un tarif de rachat garanti (TRG).

Les gouvernements nationaux qui jouent un rôle important dans le secteur bancaire adoptent souvent un point de vue davantage axé sur la politique, considérant les prêts à taux d'intérêt réduit comme une méthode directe de réalisation des objectifs d'énergie renouvelable. Par exemple, la Chine a stimulé le développement de l'énergie renouvelable grâce à des prêts concessionnels prescrits par l'États.⁶⁴ Selon la façon dont les prêts à taux d'intérêt réduit sont mis en œuvre, ils peuvent être un moyen efficace et relativement rentable d'atteindre un objectif politique.⁶⁵

Les prêts à taux d'intérêt réduit sont généralement proposés uniquement aux premiers stades de l'introduction d'une technologie dans un nouveau marché. Contrairement à une incitation basée sur une politique, qui est appliquée de manière uniforme à tous les projets répondant à certains critères, les prêts à taux d'intérêt réduit nécessitent un audit préalable individuel des projets spécifiques afin d'éviter de financer des projets qui ne seront pas bien mis en œuvre ou qui ne seront pas exploités aussi bien que possible. En tant que tels, les prêts à taux d'intérêt réduit ont des coûts de transaction relativement élevés. L'utilisation de prêts à taux d'intérêt réduit pour soutenir le développement plus large du marché est généralement réalisée par des intermédiaires financiers à grande échelle, l'utilisation d'un instrument bancaire de grande envergure étant capable de faire baisser les coûts de transaction liés aux prêts individuels. Cette approche devient difficile sur certains marchés où l'offre de prêt est limitée à un unique ensemble ou un ensemble réduit d'institutions de financement et qu'il est impossible d'engager le secteur bancaire commercial général.⁶⁶ Les prêts à taux d'intérêt réduit peuvent jouer un rôle de

stimulation de l'intérêt porté à la technologie solaire dans de nouveaux marchés, et offrent peu de risques pour les promoteurs, autres que les contraintes qui sont généralement clairement présentées dans les énoncés de politique et les documents relatifs aux prêts.

12.3.6 PROGRAMMES DE SUBVENTIONS EN CAPITAL

Les subventions d'équipement accordées dans le cadre d'un appel d'offres ou d'un processus de demande ont également contribué à appuyer des projets solaires PV, en particulier dans les premiers stades de la commercialisation de l'énergie PV, lorsque les coûts sont très élevés, la conscience de ses caractéristiques limitées, et les risques perçus élevés. Les subventions peuvent être accordées sur la base d'un montant incitatif fixe par MW ou en pourcentage du coût en capital. Les programmes de subventions en capital sont souvent introduits par les gouvernements de manière temporaire ou pour une capacité limitée, l'intention étant d'exercer une pression sur le marché en faveur d'une technologie spécifique encore non avérée ou considérée à haut risque.

Les subventions en capital présentent peu de risques pour les promoteurs ou les financeurs. Cependant, comme avec d'autres incitations proposées sur le court terme, les subventions peuvent créer un cycle de croissance/décroissance, avec des prix élevés pour les services et équipements dans la période précédant l'arrivée à l'expiration de l'incitation, qui chutent ensuite lorsque celle-ci n'est plus disponible et que le nombre de possibilités de projets rentables est réduit. Pour atténuer ces risques sur le cycle économique, les promoteurs peuvent envisager des contrats à long terme avec les fournisseurs d'équipements et prestataires de services et rechercher des opportunités (peut-être dans des marchés de niche) où les projets solaires sont viables sans soutien.

Le programme fédéral de subvention « 1603 » introduit aux États-Unis en 2009 est un exemple de programme de subvention de l'investissement à grande échelle destiné aux projets solaires PV, introduit en reconnaissance du fait que les incitations fiscales généralement fournies étaient inefficaces dans une période de récession.⁶⁷

L'Inde a également accordé des subventions en capital à la fois au niveau national et de l'État pendant de nombreuses années.

⁶⁷ Section « 1603 Treasury Program » du site Internet des Solar Energy Industry Associations, disponible en ligne sur <http://www.seia.org/policy/finance-tax/1603-treasury-program>

12.4 DIRECTIVES SUPPLÉMENTAIRES AUX PROMOTEURS QUANT AUX CADRES DE SOUTIEN RÉGLEMENTAIRE

Les promoteurs doivent être informés des réglementations secondaires susceptibles d'influencer les coûts de transaction du projet. Par exemple, une longue période d'attente pour l'obtention des permis de production pourrait retarder considérablement le démarrage de la nouvelle centrale, et générer ainsi des pertes financières pour le promoteur. Un autre exemple est la réglementation de la qualité de l'électricité, qui peut inclure la réglementation de la fréquence (définie par un code de réseau) applicable à tous les producteurs d'électricité. Bien que les exigences de qualité de l'énergie ne soient pas spécifiques au solaire, elles peuvent rendre plus difficile aux sources d'énergie intermittentes, comme l'énergie solaire, le respect des critères d'intégration au réseau.⁶⁸ D'autres exemples de réglementations qui sont secondaires pour l'énergie solaire, y compris des aspects importants du processus de raccordement au réseau, sont couverts dans la Section 8 sur les Permis et licences.

Les politiques d'énergies renouvelables doivent être considérées dans le contexte du marché de l'électricité au sens large dans lequel le projet est développé. Le marché est-il entièrement déréglementé, la production, la transmission et la distribution fonctionnant chacune de manière indépendante ? Ou est-ce que le projet est en cours de développement pour une entreprise publique intégrée verticalement par le biais d'un partenariat public-privé ?

Dans les marchés où une entité appartenant à l'État contrôle la production, la principale opportunité pour un promoteur est susceptible de venir en réponse à un appel d'offres public ou à un partenariat public-privé, comme un accord de Construction-Exploitation-Transfert (CET) ou de Construction-Propriété-Exploitation (CPE) avec un AAE. La structure du marché de l'énergie définit les types d'opportunités de développement de projets disponibles. Cependant, s'il est essentiel de disposer de ce contexte plus général sur la structure du marché de l'énergie pertinent, ce sujet ne sera pas abordé plus avant ici, le but de ce

⁶⁸ Dans de nombreux marchés émergents, où le maintien de l'alimentation électrique est la préoccupation prédominante et où la pénétration des énergies renouvelables intermittentes comme l'énergie solaire est faible, la qualité de l'électricité et l'intégration variable de l'énergie peuvent ne pas être les principales préoccupations. Toutefois, comme la part des énergies renouvelables se développe sur les marchés mondiaux, la qualité de l'électricité pourrait devenir une plus grande priorité.

guide étant de se concentrer essentiellement sur les aspects du développement de projets de centrales solaires PV.⁶⁹

Compte tenu de la rapidité avec laquelle les coûts de l'énergie solaire PV ont diminué au cours des cinq dernières années (2009-2014), il est particulièrement important pour les promoteurs de projets d'énergie solaire d'envisager la possibilité que les incitations en faveur de l'énergie solaire évoluent aussi, soit par l'arrivée à expiration et les ajustements anticipés des politiques, soit par des changements inattendus apportés aux politiques. À la fin de l'année 2014, la plupart des TR pratiqués en Europe ont sensiblement diminué par rapport aux niveaux de pointe observés en 2008, ce qui reflète la réduction du coût du capital d'une installation d'énergie solaire PV. Il est intéressant de noter qu'à ce jour, ce sont les gouvernements des pays développés (comme l'Espagne, l'Italie et la Grèce) qui ont apporté des modifications rétroactives aux mécanismes de soutien préexistants afin de réduire les niveaux de soutien accordés aux projets solaires PV existants. Bien que les changements rétroactifs de ce genre ne soient pas courants (et, dans le cas des pays cités ci-dessus, ont été influencés par la situation financière tendue d'un certain nombre de pays européens dans la récession mondiale après 2008), il convient de considérer le risque que les politiques puissent changer.

Si la part des énergies renouvelables dans un marché issue de centrales à production variable est élevé ou devrait devenir élevé (plus de 5 à 10 pour cent), il est important de comprendre non seulement les politiques de soutien à l'énergie solaire à proprement parler, mais aussi les politiques qui ont un impact sur l'ensemble du système électrique, y compris le développement du réseau, l'investissement dans le stockage et la production d'électricité flexible et la gestion de la demande. En d'autres termes, les mécanismes de soutien à l'énergie solaire PV ne peuvent être considérés de manière isolée, car l'intégration de l'énergie solaire et d'autres types d'énergies renouvelables dans un système d'énergie donné et marché de l'électricité crée des défis supplémentaires qui pourraient affecter un promoteur, si le niveau de pénétration de l'énergie renouvelable intermittente augmente pour atteindre des niveaux élevés.

⁶⁹ Bien que cela ne soit pas l'objet de cette publication, la structure et la réforme du marché de l'électricité sont des sujets prioritaires pour le Groupe de la Banque mondiale. Le Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie de la Banque mondiale (ESMAP) et le Pole des pratiques pour l'énergie de la Banque mondiale ont de nombreuses publications et activités couvrant cette question importante du point de vue du gouvernement/régulateur. Beaucoup mettent l'accent sur un pays ou une région spécifique.

Liste de vérification pour l'exploitation des incitations financières

La liste de vérification ci-dessous identifie les considérations clés destinées aux promoteurs qui cherchent à accéder à des mécanismes de soutien pour les projets solaires PV sur un marché donné.

- Examiner la structure du marché de l'électricité, les dynamiques des prix de l'énergie, et le potentiel de changements à court terme des prix du marché.
- Examiner les règlements relatifs à la production d'énergie, y compris les politiques spécifiques aux énergies renouvelables et la justification de leur application dans le marché actuel.
- Identifier les mécanismes de soutien spécifiques pour projets solaires PV de grande envergure, la justification de leur utilisation et le respect par le gouvernement des modalités applicables dans le marché actuel, ainsi que les critères de qualification du projet, les dates de clôture des dépôts de demandes, et autres risques potentiels.
- Comprendre le régime de réglementation du réseau, y compris l'intégration des processus de réglementation et d'approbation des nouveaux projets de production faisant appel aux énergies renouvelables, en particulier les projets de centrales solaires PV.
- Développer un modèle d'AAE basé sur la meilleure compréhension des incitations publiques viables.
- Atténuer les risques politiques en tenant compte de la rentabilité du projet sans les incitations, ceci pouvant inclure la couverture des instruments fondés sur le marché et/ou une assurance contre les risques politiques.

L'AAE est l'accord le plus important pour le financement d'un projet d'énergie solaire PV. Tous les autres accords connexes — l'accord de prêt, l'accord de raccordement au réseau et le contrat d'IAC devraient être alignés sur l'AAE.



13.1 APERÇU DES ACCORDS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

Les projets de centrale solaire PV génèrent des revenus par la vente d'électricité. La manière dont l'électricité est vendue aux utilisateurs finaux ou à un intermédiaire dépend principalement de la structure du secteur de l'électricité (verticalement intégré ou déréglementé) et le cadre réglementaire qui régit les projets PV. L'électricité peut être vendue soit par le biais d'un AAE à long terme ou par la participation sur le marché libre (centrale « marchande »).

Lors de la rédaction de ce guide (début 2015), il n'y avait que quelques projets solaires marchands dans le monde ; la grande majorité des centrales PV sont développées en utilisant des AAE à long terme. Les centrales PV marchandes sont rares car les coûts associés au PV résultent généralement en une électricité qui est plus chère que les autres sources d'énergie et sont trop risquées pour les organes de financement. En outre, les réglementations (mécanismes de soutien) promouvant la technologie PV et les autres énergies renouvelables sont généralement basées sur une forme donnée d'AAE à long terme. Cependant, comme les coûts du PV continuent de diminuer, les centrales PV marchandes peuvent devenir plus fréquentes. Par exemple, en 2014, IFC et d'autres partenaires ont financé le premier projet d'énergie solaire PV marchand du Chili, le projet La Huayca II, sans subvention et sans AAE. Les centrales marchandes, selon la façon dont le secteur de l'énergie est structuré, peuvent être en mesure de vendre à la fois de l'électricité et de la capacité (dans un marché du jour d'avant pour cette dernière). Outre La Huayca, dès le début de l'année 2015, IFC a financé quatre projets PV à grande échelle au Chili, dont trois étaient des projets marchands et un seul avait un AAE. Ces projets sont décrits brièvement dans le Tableau 19.

Cette section se penche sur les éléments clés d'un AAE classique pour les projets PV à grande échelle, et décrit comment de petites centrales solaires (production distribuée) peuvent utiliser des dispositions contractuelles similaires.

Les AAE sont des accords juridiquement contraignants conclus entre un vendeur d'électricité et un acheteur (preneur) d'électricité. La partie qui vend l'électricité est, dans la plupart des cas, le propriétaire de la centrale de l'énergie solaire PV. L'acheteur de l'énergie pourrait être une compagnie d'électricité, une société vendant de l'électricité ou un consommateur

Nom du projet	Description
Sun Edison Cap AAE (2014)	Le projet consiste en la construction et l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque d'environ 100 MW dans la municipalité de Copiapo dans la région de l'Atacama, au Chili. L'électricité produite par le projet sera injectée dans le Système central interconnecté chilien. Le projet dispose d'un contrat de 20 ans pour différences avec Compania Minera Del Pacifico SA, une société d'exploitation de minerai de fer.
La Huayca II Marchande (2014)	Le projet consiste à élargir la centrale solaire existante de La Huayca de 1,4 MW, pour passer à une capacité totale de 30,5 MW. La centrale est en cours de développement par Selray Energias Ltda. et serait le premier grand projet solaire marchand du système SING (électricité interconnecté du Nord) chilien.
Luz del Norte Marchande (2014)	Le projet consiste en la construction et l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque de 141 MW-CA dans la municipalité de Copiapo, dans la région de l'Atacama au Chili. L'électricité produite par le projet sera injectée dans le système central interconnecté chilien au cours du marché spot en vigueur.
Sun Edison MER Marchande (2015)	Le projet consiste en la construction et l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque d'environ 50 MW dans la municipalité de Copiapo, dans la région de l'Atacama au Chili. L'énergie produite par le projet doit être injectée dans le Système central interconnecté chilien au cours du marché spot en vigueur.

individuel, en fonction de la structure du marché de l'électricité. Pour les énergies renouvelables (y compris le PV) qui sont soutenus par des mécanismes de réglementation (voir la Section 12), l'option la plus courante consiste à vendre toute l'électricité produite à une compagnie d'électricité (verticalement intégrée, de transmission ou de distribution), appartenant souvent en totalité ou partiellement aux gouvernements. Cependant, une centrale solaire PV peut également vendre de l'électricité à une société commerciale ou à un consommateur, à condition que les règles du marché l'autorisent. Dans ce dernier cas, les frais de transmission peuvent être payés par l'une des deux parties de l'AAE.

L'AAE est l'accord le plus important pour le financement d'un projet d'énergie solaire PV. Tous les autres accords connexes—l'accord de prêt, l'accord de raccordement au réseau, et le contrat IAC—doivent être alignés sur l'AAE. L'AAE devrait définir toutes les conditions commerciales affectant la vente d'électricité entre les deux parties, y compris la date à laquelle le projet commencera son opération commerciale, le calendrier de livraison d'électricité, le tarif, le volume d'électricité devant être livré, les modalités de paiement, les pénalités en cas de sous-performance d'un côté ou de l'autre et les dispositions de résiliation.

En tant que tel, l'AAE est l'accord principal qui définit le flux de revenus, et donc la qualité du crédit d'un projet de production d'électricité, et est donc un instrument clé du financement de projet. Un AAE robuste contribue à limiter les risques des projets en spécifiant clairement les droits et les responsabilités, et à créer davantage de certitude autour

du flux de revenus. La solvabilité du preneur est un facteur dont l'importance ne saurait être surestimée. Il s'agit de l'un des éléments les plus critiques en considération lors de l'élaboration d'un AAE et la mise au point d'une vérification diligente complète.

Les AAE peuvent être normalisés et sont non négociables (sauf peut-être pour le tarif) ; ils peuvent être standardisés pour apporter un cadre initial aux négociations ; ou ouverts à des négociations bilatérales. Les AAE des projets solaires PV ont par le passé été façonnés par le cadre réglementaire, tel que décrit dans la section 12. Par exemple, il est courant que le tarif, les modalités d'enlèvement (enlèvement ferme), et la durée du contrat soient prédéfinis par une politique nationale ou régionale (voir la sous-section 12.3).

Alors que le modèle d'AAE classique d'un preneur d'électricité payant un prix fixe au producteur est susceptible de rester courant dans les années à venir, les promoteurs et les bailleurs de fonds devraient rester au fait de l'évolution du marché, et de considérer à la fois les risques et les opportunités introduites par les changements dans les prix et les modèles commerciaux. L'encadré 11, à la fin de cette section, considère l'augmentation récente des opportunités de projets de production distribuée, parfois appelés « AAE commerciaux ».

Référez-vous également à la liste de vérification à la fin de cette section pour les besoins de base spécifiques aux AAE pour des projets solaires PV.

Le reste de cette section décrit les principaux éléments d'un AAE classique. Il existe de nombreuses sources que les lecteurs peuvent consulter pour une couverture plus approfondie de la question,⁷⁰ ainsi que plusieurs brefs aperçus sur le sujet.⁷¹

13.2 PRINCIPALES MODALITÉS D'UN ACCORD D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

L'AAE prévoit les modalités de l'achat d'électricité, y compris le tarif, le volume d'électricité devant être vendu et la durée de l'accord. Certaines des modalités commerciales, juridiques et techniques clés à prendre en considération lors de l'examen d'un AAE sont décrites ci-dessous. Le cas échéant, ces descriptions incluent des commentaires sur les risques potentiels associés aux modalités clés.

13.2.1 TARIF DE L'ÉLECTRICITÉ VENDUE

La méthode de calcul du prix de l'électricité dépendra du marché dans lequel le projet opère et du régime réglementaire en vigueur. Dans le cadre d'un régime de TR, un prix taux fixe pourrait être proposé pour la durée du projet. Sinon, le tarif peut être fixé par enchère inversée, ou négocié sur la base des paramètres de marché de l'électricité (par exemple, le coût marginal de la fourniture d'électricité).

Le tarif peut être ajusté en fonction d'un indice reflétant l'inflation annuelle et les fluctuations de change. Si l'indexation n'est pas incluse, le promoteur devra évaluer les risques liés à l'inflation et les variations du taux de change. Les coûts d'exploitation à long terme des projets d'énergie solaire sont très faibles, l'inflation est donc moins préoccupante que pour d'autres technologies, mais elle doit néanmoins être prise en considération. Dans les marchés où il est difficile d'obtenir un financement à long terme en monnaie locale, les taux de change reflètent une exposition substantielle au risque. Le taux de change est également un risque important lié au rapatriement des bénéfices.

Les tarifs relatifs aux projets d'énergie solaire peuvent continuer à être déterminés par le biais des

réglementations, mais comme le coût de l'électricité provenant de l'énergie photovoltaïque se rapproche de celui des tarifs d'électricité classiques (ce que l'on appelle souvent « parité réseau »), la fixation des tarifs peut changer. Par exemple, en Afrique du Sud, le tarif moyen de l'énergie solaire PV a chuté de 68 pour cent, passant de plus de 0,34 USD/kWh à 0,10 USD/kWh entre les premières rondes d'enchères réalisées au cours de la période 2011-2012 et les troisièmes rondes d'enchères en 2013.⁷² Des tarifs aux alentours de 0,10 USD/kWh étaient également atteints dans d'autres endroits dans le monde, tels que l'Inde et le Brésil, et ont chuté encore plus bas, à 0,06 USD/kWh lors d'une vente aux enchères à Dubaï.⁷³

En outre, à mesure que le marché de l'énergie solaire PV évolue, les AAE sont susceptibles d'introduire des niveaux croissants d'exposition au risque de marché. Par exemple, en 2013, IFC a financé le projet d'énergie solaire Aura au Mexique, un nouveau projet PV de 38,6 MWc avec un AAE de 20 ans dans lequel le preneur paie un tarif déterminé par le coût marginal de la fourniture d'énergie, sans subvention. Aura est la plus grande centrale solaire PV à avoir été construite à ce jour au Mexique.

L'AAE précise également la puissance installée attendue du projet solaire PV (en MW) et la production annuelle d'électricité prévue en MWh. La puissance installée de la centrale solaire PV est simplement la puissance maximale de la centrale PV, telle que spécifiée et justifiée par le fournisseur de la centrale PV.

La production annuelle d'électricité prévue est estimée sur la base de la puissance installée du projet, du rayonnement solaire, et du facteur ou du coefficient de performance résultant, comme décrit en détail à la section 5 sur le rendement énergétique. La production annuelle prévue devrait tenir compte des variations saisonnières de l'ensoleillement et des pertes du système au lieu du comptage. En outre, la perte liée à la dégradation du panneau doit être prise en compte, reflétant la façon dont l'efficacité et la production d'électricité annuelle peuvent diminuer d'année en année au cours de la vie de la centrale.

⁷⁰ Le Groupe de la Banque mondiale dispose de ressources sur les AAE à la disposition du public à l'adresse suivante : <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/solar-power-energy>

⁷¹ Voir par exemple « Understand Power Purchase Agreements », financé par l'initiative Power Africa du gouvernement américain », disponible gratuitement en ligne à l'adresse suivante ; <http://go.usa.gov/FBzH>

⁷² Eberhard, A., Kolker, J. et Leigland, J. « South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program : Success Factors and Lessons. » Fonds de conseils en infrastructure publique-privée (PIAF) de la Banque mondiale, mai 2014.

⁷³ Upadhyay, A. « Dubai Shatters Solar Price Records Worldwide — Lowest Ever! », Cleantechica Website, 29 novembre 2014.

Une prévision précise de la production annuelle rassure le preneur qui connaît alors le volume d'électricité qu'il recevra, ainsi que le vendeur qui saura combien il peut vendre. Le niveau de précision requis pour cette prévision dépend du marché dans lequel le projet opère. Pour les petites installations solaires PV décentralisées opérant sous un régime de TR, il peut être acceptable d'utiliser des outils logiciels mis à disposition par l'organe de réglementation. Toutefois, les projets de taille industrielle devraient inclure une évaluation indépendante et professionnelle du rendement énergétique, produite et/ou vérifiée par un consultant expérimenté dans la production de données « de niveau bancaire », et un intervalle de confiance d'au moins P75, voire de P90.

L'énergie réelle générée par le projet sera basée sur des relevés de compteur. Cependant, la prévision du rendement énergétique donne aux deux parties une référence par rapport à laquelle toute anomalie dans la production peut être vérifiée et est parfois utilisée pour étayer les relevés de compteurs en cas de panne de compteur ou d'incohérence. Ainsi, la prévision du rendement énergétique est importante à la fois lors de la planification du projet et pendant son exploitation.

La majorité de l'énergie solaire et des autres énergies renouvelables, en tant que formes d'énergie non répartissables, est vendue sur une base d'« obligation de prendre » ou de « take or pay », de sorte que toute l'énergie produite doit être acceptée par le réseau. Si ce n'est pas le cas, alors le volume d'électricité faisant l'objet de la transaction doit également être précisé, en éclaircissant les éventuelles pénalités dues dans le cas où le volume d'électricité n'était pas remis.

13.2.2 DURÉE DE L'AAE

L'AAE précise les dates de début et de fin de l'accord prévues. La durée de l'AAE doit être égale à la durée nécessaire pour rembourser les prêteurs du projet et atteindre les rendements sur fonds propres prévus, ou être supérieure à cette durée. Dans certains cas, la durée sera déterminée par le mécanisme de soutien réglementaire en vertu duquel le projet d'énergie solaire PV est développé ; dans d'autres cas, la durée de l'AAE peut être négociée. Des AAE couvrant une période de 15 à 25 ans sont souhaitables pour les centrales PV et sont relativement fréquentes. Plus la durée de l'AAE est importante, moins le projet est exposé à l'évolution future des prix de l'énergie, et plus ses flux de revenus seront assurés. Un AAE suffisamment long est particulièrement critique pour les centrales solaires PV, car la grande majorité des coûts

sont engagés au départ et doivent être remboursés sur la durée de vie du projet. Les centrales PV sont supposées fonctionner avec des taux de dégradation relativement prévisibles pendant 20 ans ou plus, ce qui convient également aux AAE de longue durée.

13.2.3 DROITS AUX CRÉDITS ENVIRONNEMENTAUX

Certains cadres réglementaires peuvent proposer des crédits environnementaux (c.à.d. CER) dans le cadre d'un ensemble de mesures d'incitations en faveur de nouveaux projets solaires PV. Le promoteur doit déterminer l'admissibilité du projet PV aux crédits environnementaux et assurer que la cession des droits aux crédits liés au projet est clairement spécifiée dans l'AAE. Cela devrait inclure la période au cours de laquelle ces droits seront affectés (généralement la durée de vie du projet ou la durée de l'éligibilité du projet), ainsi que des dispositions pour l'attribution de crédits environnementaux susceptibles d'être disponibles à l'avenir.

13.2.4 CONDITIONS D'OUVERTURE

Les « Conditions d'ouverture » ou « conditions préalables » définissent les conditions devant être remplies par le promoteur avant le commencement de l'AAE.

Ces conditions comprennent généralement l'obtention des permis de projet/approbations nécessaires, l'exécution d'un accord d'E&M (couvrant les travaux de génie civil pour l'entretien du terrain, le module et les inspections régulières des autres composantes), un raccordement sécurisé au réseau et la délivrance d'un certificat de prise en charge.

Les conditions d'ouverture fixent une compréhension commune des exigences du projet avant sa mise en service. Si le promoteur du projet ne remplit pas toutes les conditions, le preneur aura droit de mettre fin à l'AAE. Cependant, les conditions d'ouverture définissent souvent des exigences applicables au promoteur qui, si elles ne sont pas respectées, pourraient conduire à une exposition à des sanctions juridiques. Par conséquent, il est dans l'intérêt de toutes les parties que les conditions d'ouverture soient respectées.

13.2.5 ACCORD DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

L'AAE fera généralement référence aux modalités de l'accord de raccordement au réseau et le résumera, souvent dans une annexe. Il est très courant que le raccordement au réseau soit retardé, et quand le preneur ou la société

chargée du réseau est responsable, le vendeur voudra clairement préciser la méthode de calcul des dommages-intérêts liquidés liés à ces retards.

13.2.6 CONFORMITÉ DU RACCORDEMENT AU RÉSEAU

Le code de réseau, contrôlé par l'opérateur du réseau, précise comment une centrale électrique doit être raccordée au réseau de distribution d'électricité et mise en interface avec ce dernier. L'AAE doit faire référence au code de réseau et préciser clairement comment le respect de ce code est déterminé comme condition à une exploitation commerciale. Il peut être possible de négocier l'assouplissement des exigences du code de réseau pour les projets solaires si le code spécifique applicable aux énergies renouvelables n'a pas encore été adopté. Si le code de réseau n'a pas été mis à jour pour couvrir les sources d'énergie intermittentes, comme l'énergie solaire, certaines dispositions peuvent devoir être incluses dans l'AAE.

13.2.7 UTILISATION DES REDEVANCES DE RÉSEAU

Les propriétaires des réseaux de distribution d'électricité et/ou de transmission facturent normalement une redevance pour faciliter la sortie de l'électricité depuis la centrale de production et sa livraison au consommateur. Les centrales utilisant l'énergie renouvelable peuvent en être exemptées par le cadre réglementaire de soutien. Dans certains cas, le propriétaire du réseau de distribution local peut être différent du propriétaire du réseau de transport et des redevances différentes peuvent devoir être acquittées à chaque propriétaire. La taille de l'installation solaire PV peut dicter si les frais sont payables à l'un ou aux deux propriétaires. Par exemple, une redevance peut être demandée uniquement au propriétaire du réseau de distribution si la puissance installée est inférieure à un niveau déterminé. Si la puissance nominale est supérieure au niveau spécifié, alors une redevance sera payable à la fois au propriétaire du réseau de transport et au propriétaire du réseau de distribution, en reconnaissance du fait que l'électricité produite ne sera pas nécessairement consommée localement. Les coûts associés seront stipulés dans le contrat de raccordement au réseau et référencés dans l'AAE.

13.2.8 SYSTÈME DE COMPTAGE CONFORME AUX EXIGENCES DE L'OPÉRATEUR DU RÉSEAU

Les systèmes de comptage sont essentiels pour s'assurer que le propriétaire du projet est entièrement rémunéré pour l'électricité produite. Toutefois, les systèmes de

comptage sont souvent mal définis dans les AAE, avec des lacunes qui n'apparaissent qu'en cas de litige.

Les systèmes de comptage sont généralement définis dans le code de réseau du pays ou le code de comptage, et le compteur sera normalement la propriété de l'opérateur du réseau ou du preneur. L'AAE doit définir comment la production d'électricité sera mesurée ou calculée en cas d'endommagement du compteur ou si les relevés sont considérés inexacts, ou encore en cas de différend sur la lecture. Même si l'AAE ou le code de réseau ne nécessite pas de compteur de secours, il est recommandé d'en installer un en cas de défaillance du compteur principal ou de fonctionnement inexact. En général, dans le cas d'un compteur défectueux ou endommagé, le résultat sera basé sur des données historiques ou sur les valeurs du rendement énergétique prévues.

Il est généralement de la responsabilité du promoteur du projet d'installer des compteurs, mais il n'est pas rare que le preneur soit responsable des systèmes de comptage et du transfert du compteur à l'opérateur du réseau ou au preneur.

13.2.9 PLANIFICATION DE LA PRODUCTION

L'AAE peut définir des responsabilités supplémentaires pour le vendeur et l'acheteur au-delà de la livraison et du paiement de l'électricité, comme la prévision de production. La prévision de la production est une prévision de la production d'énergie future par une centrale de production. Les horizons prévisionnels peuvent varier de quelques heures à plusieurs jours selon les conditions spécifiées dans le code de réseau. L'opérateur du réseau utilise des mises à jour régulières des prévisions de production de l'ensemble de son réseau de distribution et de transmission afin d'équilibrer le flux d'électricité sur le réseau, ce qui nécessitera d'autres producteurs d'électricité (généralement des centrales thermiques) pour réduire ou augmenter la production afin de tenir compte de la variation de la production issue de sources renouvelables, comme l'énergie solaire.

La nécessité de la prévision de la production augmente à mesure que la taille du producteur d'énergie renouvelable augmente et que la proportion de production intermittente sur les réseaux de distribution et de transmission augmente. Par conséquent, il peut ne pas être nécessaire pour les petites centrales solaires PV de mettre en œuvre une prévision de la production pour une centrale solaire

PV, cette exigence peut donc être un élément négociable de l'AAE.

13.2.10 COUPURES PROGRAMMÉES ET NON PROGRAMMÉES

Tout comme l'AAE traite des périodes où le preneur peut être dans l'incapacité d'accepter la livraison (restrictions), il devrait également traiter des périodes au cours desquelles le projet ne sera pas en mesure de fournir de l'énergie. Une interruption programmée est une interruption qui est planifiée et reste raisonnablement sous contrôle du propriétaire de la centrale solaire PV. Un exemple en est le contrôle périodique des infrastructures électriques. Les interruptions imprévues sont des événements imprévisibles et aléatoires, par exemple une défaillance électrique dans l'installation solaire PV qui exige son arrêt soudain.

Comme une interruption déconnectera toute ou une partie d'une centrale solaire PV, l'opérateur de réseau exigera normalement un préavis de sorte à pouvoir planifier en conséquence. Les exigences de notification devraient être précisées dans l'AAE. Ces exigences de notification devraient également être reflétées dans le contrat d'E&M du projet, car l'entrepreneur E&M sera probablement responsable d'en aviser l'opérateur de réseau.

L'AAE peut également préciser le nombre et le calendrier des interruptions programmées, et cela peut souvent être négocié. Par exemple, il serait mieux qu'une centrale solaire PV planifie ses arrêts programmés la nuit ou au cours de la saison la moins ensoleillée afin de minimiser l'impact sur la production d'électricité.

Selon la taille d'une centrale solaire PV, les interruptions imprévues à répétition pourraient être sources de problèmes en ce qui concerne la stabilité du réseau de distribution et de transport d'électricité. En conséquence, l'AAE peut détailler les sanctions qui seront appliquées sur la centrale solaire PV en cas d'instabilité de sa production, et il est recommandé que les critères susceptibles de déclencher des sanctions soient négociés avec le preneur.

Enfin, l'AAE devrait inclure une méthode permettant de déterminer la quantité d'énergie qui aurait pu être fournie par le producteur et qui ne pourrait pas être acceptée par le preneur, qui est la production à laquelle il est souvent fait référence par « production présumée ». La prévision du rendement énergétique, mise à jour en fonction de la performance opérationnelle réelle, peut être utilisée comme base pour déterminer la production présumée. Ce

point est abordé dans la sous-section 13.2.11, Restrictions, temps d'arrêt du réseau et entretien du réseau.

13.2.11 RESTRICTIONS, TEMPS D'ARRÊT DU RÉSEAU ET MAINTENANCE DU RÉSEAU

Tel qu'indiqué précédemment dans cette section, la fourniture d'énergie peut être réduite à la fois par des coupures du projet (par le vendeur), et par l'opérateur du réseau (qui peut ou peut ne pas être la même partie que l'acheteur). L'opérateur du réseau fournit un accès au réseau de distribution et de transmission pour permettre l'exportation d'électricité depuis la centrale solaire PV. Ce réseau nécessite un entretien (programmé ou non programmé) ; en outre, des conditions de fonctionnement inattendues peuvent survenir, nécessitant l'interruption de l'apport d'électricité localement ou au réseau en général. Dans ce cas, l'opérateur de réseau peut exiger que la centrale solaire PV soit temporairement déconnectée du réseau.

Dans l'AAE, l'opérateur de réseau devrait être tenu de conseiller l'opérateur de la centrale solaire PV des interruptions prévues du réseau, avec un préavis suffisant pour permettre à l'opérateur de planifier en conséquence. La durée et la fréquence des interruptions doivent être clairement précisées dans l'AAE.

Les interruptions non programmées du réseau, que l'on appelle également restrictions, sont encore plus difficiles à traiter. L'AAE devrait préciser le niveau de disponibilité que l'opérateur du réseau prévoit de fournir. L'AAE doit soit identifier comment déterminer la production présumée, soit identifier une autre forme de dédommagement/pénalité si l'opérateur de réseau ne parvient pas à maintenir le niveau de la disponibilité du réseau convenu, et proposer une méthodologie claire pour le calcul des dédommagements dus aux pertes de production causées par les interruptions du réseau.

L'AAE devrait clairement indiquer comment les restrictions seront traitées. Sur les marchés caractérisés par des taux de pénétration très élevés de l'énergie renouvelable (par exemple, en Allemagne et certains réseaux régionaux ou insulaires éloignés), les restrictions peuvent être spécifiquement dues au volume d'électricité intermittente. Cependant, une certaine quantité de restrictions est à prévoir dans le cadre des opérations de routine en raison des contraintes du réseau et des besoins d'équilibrage de la charge. La quantité de restrictions peut généralement être plus élevée dans de nombreux pays émergents où les réseaux de transmission subissent

davantage de contraintes. En outre, dans les marchés émergents, il est plus fréquent que le preneur soit également l'opérateur du système de réseau, ce qui en fait la partie responsable de la disponibilité du réseau. Si les rôles de preneur et d'opérateur du réseau sont séparés, alors les restrictions pourraient être traitées dans le cadre du contrat de raccordement au réseau. Il est fréquent que les AAE autorisent jusqu'à un certain niveau de restrictions pour lequel le propriétaire de la centrale solaire PV n'est pas dédommagé ; cependant, l'AAE précise les modalités de paiement au-delà de ce niveau. Dans certains cas, le propriétaire de la centrale solaire PV est payé pour toute la production ayant fait l'objet de restrictions.

13.2.12 MODIFICATION DE LA LOI ET CHANGEMENT DE LÉGISLATION QUALIFIÉ

La clause de changement de législation protège le promoteur contre les changements de lois et règlements applicables ou contre les nouvelles lois introduites une fois l'AAE exécuté, et qui ont un impact financier sur le projet. « Loi » fait généralement référence à la législation, par exemple les engagements et mesures incitatives en faveur de l'énergie renouvelable, ainsi qu'aux réglementations et directives techniques, telles que le code de réseau ou la procédure d'interconnexion. L'AAE devrait également traiter de la façon dont tout dédommagement approprié devrait être déterminé en réponse à un changement législatif.

13.2.13 DROITS DE TRANSFERT ET DE SUBSTITUTION

Il est important que l'AAE inclue les droits de transfert autorisant le propriétaire du projet à transférer les droits actuels/futurs, les créances bancaires et l'intérêt du projet aux institutions financières (le capital et les créances) à titre de garantie. Dans le cas où le promoteur se heurterait à de graves problèmes, les droits de substitution facilitent le transfert en douceur du contrôle d'un projet à ses créanciers. Les prêteurs chercheront à résoudre le problème et, si possible, se « départiront » également du rôle de promoteur. L'intégration des droits de transfert à l'AAE permet d'améliorer la bancabilité en améliorant le scénario du pire, et peut améliorer les conditions financières pour le promoteur.

13.2.14 ARBITRAGE

Bien qu'un bon AAE permette d'identifier les éventuels points de désaccord et de fournir des précisions quant à la manière dont les défaillances peuvent être rectifiées,

des conflits sont toujours possibles. Après des étapes informelles comme la négociation à huis clos ou la désignation d'un ingénieur indépendant pour les litiges techniques, l'arbitrage est la prochaine étape vers la résolution des différends. Le lieu et les règles d'arbitrage doivent être précisés dans l'AAE.

L'arbitrage est généralement considéré comme préférable au recours à un tribunal car il est plus rapide, permet de préserver l'intimité et est généralement moins coûteux. En outre, pour les projets des marchés émergents, il peut s'agir de la seule option réaliste au règlement des différends étant donné que les tribunaux locaux sont considérablement surchargés. Du point de vue d'un prêteur, il est préférable que l'arbitrage se fasse à un niveau international pour les grands projets afin de s'assurer de la neutralité du panel d'arbitrage. Pour les petits projets, l'arbitrage international est irréaliste en raison des coûts potentiellement élevés du règlement des différends. Différentes règles d'arbitrage peuvent être choisies, telles que celles du Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) de la Banque mondiale, les dispositions du modèle de la Commission des Nations Unies pour le droit commercial international (CNUDCI) ou les règlements de la Chambre de commerce internationale (CCI). Les preneurs nationaux/public sont souvent réticents à accepter la juridiction étrangère.

13.2.15 FORCE MAJEURE

Les événements de force majeure sont les événements complètement indépendants de la volonté de l'une ou l'autre des parties et qui ont un impact matériel important sur un projet, tels que les guerres, les catastrophes naturelles et les événements météorologiques extrêmes. Les cas de force majeure doivent être répertoriés dans tous les AAE afin d'exclure les situations sur lesquelles l'une ou l'autre des parties exerce un contrôle raisonnable.

La durée pendant laquelle un cas de force majeure peut se poursuivre avant qu'une partie demande la résiliation de l'AAE doit également être définie. On parle de *Force majeure prolongée*, qui peut avoir sa propre définition dans un AAE. La résiliation pour cause de force majeure peut généralement se produire si l'événement se poursuit pendant une période continue de six à 12 mois, ou une période globale de 12 à 18 mois.

Il est important qu'aucune des parties ne soit définie dans l'AAE comme responsable envers l'autre partie dans le cas d'un événement de force majeure. En même temps,

la reconnaissance de la force majeure ne signifie pas que les parties ne devraient pas chercher les assurances appropriées pour couvrir ces risques.

13.2.16 LIMITE DE RESPONSABILITÉ

La limite globale de responsabilité de chacune des parties vis-à-vis de l'autre sera définie dans un AAE. Il n'existe pas de norme propre à l'industrie à ce propos et elle peut considérablement varier. Les limites peuvent être une valeur globale sur la durée complète de l'AAE, limitées sur une base annuelle ou limitées par événement. Bien qu'il soit plus intéressant de fixer une limite globale sur la responsabilité plutôt qu'une limite annuelle, il est plus fréquent qu'une limite annuelle soit en place. Le principal risque associé à la limite de responsabilité est que la limite soit trop faible et ne couvre pas les éventuelles pertes de revenus ou les coûts découlant d'un acte ou d'une omission de l'autre partie. La pertinence d'une limite de responsabilité peut être déterminée en comparant la limite de la responsabilité aux hypothèses de revenus du modèle financier.

13.2.17 RÉSILIATION

Le contrat doit préciser une date de fin, qui correspond à la fin naturelle de l'accord. En outre, l'AAE devrait lister les événements de résiliation anticipée, ainsi qu'une

méthodologie claire pour déterminer les indemnités de résiliation. Les événements entraînant la résiliation incluent généralement :

- Des événements d'insolvabilité ou similaires.
- Des manquements dans l'exécution des obligations en vertu de l'AAE, lorsqu'ils ne sont pas rectifiés ou remédiés dans le délai prévu, et notamment :
 - *Le non-respect des conditions préalables.*
 - *Le non-respect des exigences relatives à l'obtention de licences ou permis.*
 - *Le non paiement des sommes dues*
 - *L'atteinte de la limite de responsabilité.*

Cette section s'est concentrée sur les aspects d'un AAE classique pour les projets d'énergie solaire PV de grande envergure raccordés au réseau. Les AAE dédiés aux centrales PV de production décentralisée présentent de nombreuses similitudes avec les centrales PV d'échelle commerciale, ainsi que des différences importantes. L'encadré 11 fournit des informations sur des AAE dédiés aux systèmes PV décentralisés, même si ce rapport ne couvre pas ces installations de manière détaillée.

Encadré 11 : Production décentralisée et AAE commerciaux

En tant que technologie modulaire, l'énergie solaire peut facilement être étendue pour répondre à un éventail de besoins en énergie. Bien que cette publication mette l'accent sur les modèles de financement et commerciaux adaptés aux projets d'énergie solaire de taille industrielle, officieusement définis comme des projets de 5 MW ou plus, une grande partie des directives techniques qu'elle contient s'applique également aux petits projets (voir Annexe 4 sur systèmes PV de toiture). Comme le prix de l'énergie solaire a chuté, il existe des opportunités de production décentralisée de l'énergie solaire de plus en plus intéressantes dans les économies émergentes. Cela est particulièrement vrai dans les pays où le prix de l'énergie est élevé et/ou la fiabilité du réseau est faible, et où l'énergie solaire peut effectivement rivaliser avec les générateurs diesel et d'autres formes de production d'énergie de secours.

La production décentralisée fait référence à la production d'électricité qui se produit à proximité de la charge ou de l'utilisateur final, et implique des centrales dotées d'une petite capacité de production situées sur les terres du preneur ou à proximité. Dans un modèle de service public traditionnel, la production d'électricité se déroule dans une grande centrale et est transmise par le réseau et vendue par une société de distribution aux utilisateurs finaux. En revanche, les projets de production décentralisée vendent de l'électricité directement à l'utilisateur final et peuvent exister indépendamment du réseau, même s'il arrive parfois que l'électricité soit fournie à l'utilisateur final (par exemple, le preneur) par le réseau, dans un processus appelé « transit ». En fonction des réglementations locales, le transit peut ou peut ne pas exiger de payer de redevance à la société chargée de la gestion du réseau.

Néanmoins, les projets de production distribuée nécessitent aussi des Accords d'achat, parfois appelés « AAE commerciaux », qui obligent le client à acheter de l'électricité pour une période de temps adaptée pour rembourser la dette du projet et obtenir un rendement convenable. Il existe une variété de modèles commerciaux, dont le potentiel dépend du marché de l'électricité spécifique et de sa réglementation. Les AAE commerciaux peuvent régir la vente d'électricité à un éventail de clients, allant des résidences individuelles^a aux installations industrielles à grande échelle. Cependant, un très grand projet vendant à un acheteur unique est plus communément appelé « électricité captive ».^b Dans de nombreuses économies émergentes, la solvabilité des clients commerciaux ou industriels individuels peut être supérieure à celle du service public, et les clients peuvent être prêts à payer un tarif plus élevé que celui offert par le service public afin de s'assurer qu'ils disposent d'une alimentation adéquate et de haute qualité.

Il est parfois possible de vendre l'énergie excédentaire de la production décentralisée au réseau. Ce modèle de production décentralisée représente plus de la moitié de la croissance récente de l'énergie solaire en Allemagne^c et entre un quart et la moitié de la croissance récente de l'énergie solaire PV aux États-Unis.^d En Allemagne, cette croissance a été stimulée par un tarif de rachat national (TR) pour l'énergie solaire décentralisée. Aux États-Unis, l'énergie solaire distribuée a été largement stimulée par les réglementations permettant une facturation nette.^e Également qualifiée de tarification « derrière le compteur », cette facturation nette permet au client de revendre de l'électricité au réseau, généralement au même tarif que le tarif du service public et de ne payer que pour le montant net de l'électricité du réseau consommée.

Plusieurs sites de production décentralisée peuvent collectivement fonctionner de manière similaire à un projet d'échelle commerciale s'ils disposent d'une exposition significative au service public parallèlement aux acheteurs privés en tant que preneurs clés. Les modalités de la vente au réseau applicables aux projets PV décentralisés sont souvent standardisées, avec un prix préétabli et l'exigence que le service public achète toute l'électricité produite par des projets inférieurs à une puissance installée donnée.

La quantité d'énergie solaire décentralisée dans les marchés émergents est très faible à l'heure actuelle, mais il existe un important potentiel de croissance. Alors que les modèles ayant fait leurs preuves aux États-Unis et en Europe peuvent être pris comme points de départ, de nouveaux modèles commerciaux sont susceptibles de se développer en réponse aux conditions locales uniques. Dans de nombreux marchés émergents, les niveaux d'isolation pour l'énergie solaire sont élevés (des facteurs de capacité croissants), et l'efficacité du service public et sa fiabilité sont faibles—des facteurs qui améliorent la position concurrentielle de l'énergie solaire décentralisée. Les améliorations qui apparaîtront dans le stockage de l'électricité piloteront les innovations futures. Si elle n'en est encore qu'à ses débuts, le potentiel de l'énergie solaire décentralisée (et des autres énergies renouvelables décentralisées) présente des opportunités intéressantes. La Thaïlande, les Philippines et le Pakistan ont récemment adopté une législation autorisant la production décentralisée.

a Bien que cette publication ne traite pas des modèles commerciaux pour le solaire PV hors-réseau ou mini-réseau PV, ce sujet est abordé dans la publication d'IFC intitulée « From Gap to Opportunity : Business Models for Scaling Up Energy Access ».

b L'opportunité de desservir différents types de clients dans un marché donné dépend de nombreux facteurs, et notamment si cela est autorisé en vertu de la réglementation locale.

c Trabish, Herman K. « Why Germany's Solar is Distributed ». Greentech Media, le 29 mai 2013.

d Solar Energy Industries Association (SEIA), «Solar Market Insight Report 2014 Q4 ».

e Le crédit d'impôt à l'investissement (CII), qui représente un crédit d'impôt de 30 pour cent sur l'investissement en capital autorisé, joue également un rôle clé dans la promotion du solaire à échelle commerciale et décentralisé aux États-Unis, mais ici, l'accent est mis sur l'incitation spécifique en faveur du solaire décentralisé (par opposition à l'échelle commerciale).

Liste de contrôle pour les Accords d'achat d'énergie (AAE) spécifiques à l'énergie solaire

La liste de vérification ci-dessous présente quelques-unes des exigences fondamentales spécifiques à l'énergie solaire PV pour la rédaction d'un AAE.

- Les modalités de l'AAE précisent la puissance installée attendue du projet solaire PV (en MW) et la production d'électricité annuelle prévisionnelle en MWh.
- L'AAE inclut une disposition « take-or-pay », ou précise le volume d'électricité devant être vendu et les pénalités en cas d'échec de la livraison.
- La durée de l'AAE est identique ou supérieure à la durée du remboursement du crédit.
- Les conditions d'ouverture sont convenues avec le preneur.
- Les systèmes de comptage en place sont conformes au code national, y compris pour l'installation et la propriété.
- Les modalités de l'accord de prêt, de l'accord de raccordement au réseau, du contrat IAC et du contrat d'E&M sont conformes aux modalités de l'AAE.
- Les obligations de respect du code de réseau sont incluses dans l'AAE.
- L'AAE indique clairement comment les restrictions seront traitées, et notamment comment les dommages-intérêts liquidés seront calculés.
- Les droits de transfert et de substitution sont établis.
- L'AAE définit les limites de responsabilités, les événements de résiliation précoces et les méthodes de calcul des paiements en cas de résiliation.

Ce chapitre traite des différentes formes de financement, des considérations essentielles associées au financement des projets et au processus d'audit préalable qui sont propres aux projets d'énergie solaire PV.



14.1 APERÇU DU FINANCEMENT DES PROJETS D'ÉNERGIE SOLAIRE PV

Pour pouvoir obtenir des financements, le promoteur doit préparer une documentation complète et détaillée sur le projet afin de permettre aux bailleurs potentiels d'évaluer le risque de l'investissement. Cela est particulièrement vrai pour le financement de projets, le prêteur dépendant entièrement des flux de trésorerie du projet pour ses remboursements plutôt que sur le bilan financier du partenaire.

Un éventail de structures de financement peut être utilisé pour les projets d'énergie solaire PV, cependant, le financement de projet est la plus couramment utilisée. La structure adéquate sera influencée par les besoins commerciaux et financiers des investisseurs, ainsi que par le marché et les incitations disponibles aux projets d'énergie solaire PV dans un lieu donné. Dans les premiers temps, un financement sur fonds propres est utilisé afin d'examiner et de développer une opportunité de projet, et plus tard, un emprunt est habituellement intégré afin de permettre la construction du projet. Généralement, la plupart des structures de financement impliquent deux éléments essentiels :

- Fonds propres d'un investisseur ou plus, injectés directement ou par le promoteur du projet dans une société ad hoc (SPV ou « société de projet »).
- Emprunt sans recours ou à recours limité d'un prêteur ou plus, garanti sur les actifs de la SPV

Cette section fournit un aperçu du processus de financement, en se concentrant sur les aspects propres aux projets d'énergie solaire PV.⁷⁴ Il s'agit des formes prises par le financement (emprunt ou fonds propres), des considérations essentielles relatives au financement de projet (exigences, timing et structure) et le processus d'audit préalable (les risques et les moyens de les atténuer). Les questions relatives aux coûts et recettes du projet, ainsi que les aspects spécifiques au solaire PV du modèle financier du projet, sont abordées à la Section 15.

⁷⁴ Deux ouvrages de référence sur ce sujet : E.R. Yescombe, *Principles of Project Finance*, 2e édition, 2002, Elsevier Academic Press ; Scott Hoffman, *The Law and Business of International Project Finance*, 3e édition, 2008. Cambridge University Press.

Veillez vous référer à la liste de vérification à la fin de cette section afin de retrouver les étapes élémentaires de la recherche d'un financement de projet pour les projets d'énergie solaire PV.

14.2 FORMES DE FINANCEMENT

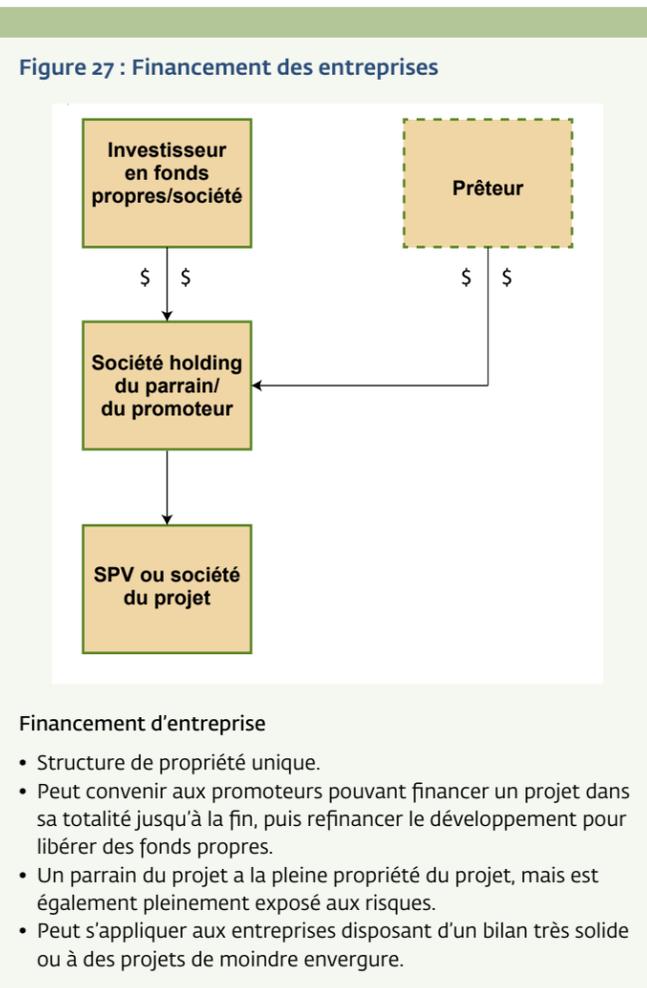
14.2.1 FINANCEMENT DES ENTREPRISES

De grandes entreprises peuvent financer des centrales solaires « à partir du bilan financier », apportant elles-mêmes les capitaux ou obtenant des emprunts dans le cadre de leurs opérations plus générales et du financement des entreprises. Ce modèle est celui que l'on rencontre le plus fréquemment dans les projets de production indépendante (c.à.d. pour répondre aux seuls besoins énergétiques d'un unique utilisateur), plutôt que les projets commerciaux de plus grande envergure sur lesquels ce guide se concentre. Ce type de financement peut également se révéler être un modèle approprié quand le promoteur du projet est une entité majeure disposant d'un accès à des financements à très faible coût, ce qui pourrait être le cas d'un fournisseur de services publics ou d'un conglomérat bien noté. Ce type de financement est également utilisé, même pour des projets de plus grande envergure, dans des économies qui ne disposent pas d'une grande tradition de financement hors bilan, comme le Japon. La Figure 27 illustre le financement des entreprises.

14.2.2 FINANCEMENT EXCLUSIVEMENT SUR FONDS PROPRES

De manière générale, l'emprunt est moins coûteux que les fonds propres, et par conséquent, il est plus intéressant de financer des projets en utilisant le financement par l'emprunt. Cependant, dans certaines circonstances, les projets d'énergie solaire PV peuvent être entièrement financés sur fonds propres. Si l'emprunt n'est pas disponible à un prix ou à des échéances intéressants, un financement exclusivement sur fonds propres peut être recherché, notamment pour les projets de plus petite envergure.

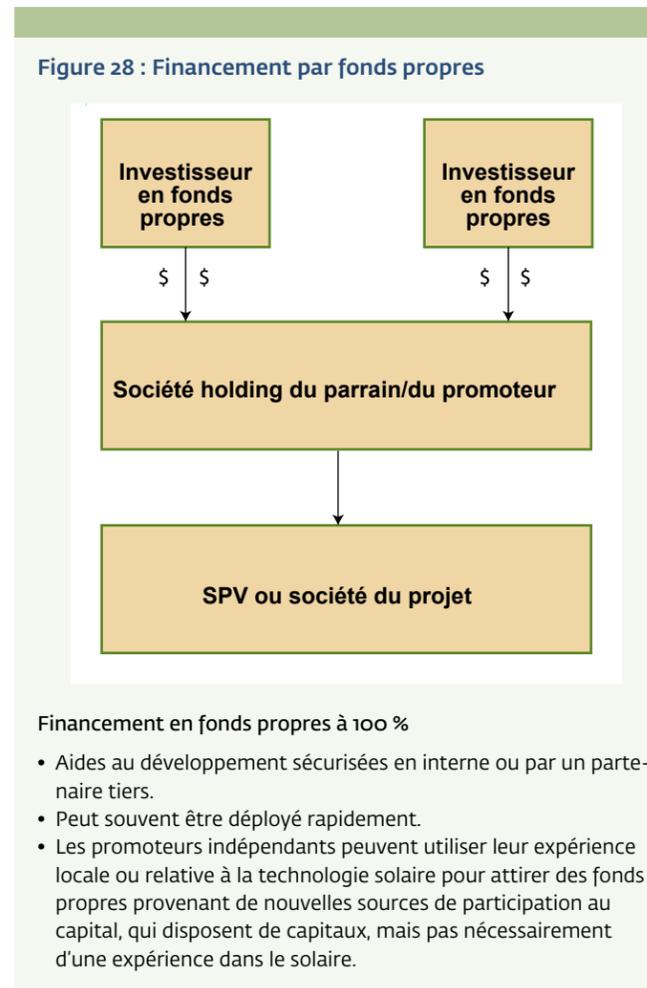
En Europe par exemple, après la crise financière mondiale, de nombreuses banques qui étaient auparavant fortement impliquées dans l'espace du financement de projets ne prêtaient plus, ou ne prêtaient que pour des échéances plus courtes par rapport aux années précédentes. Cependant, en raison de fortes incitations politiques, les projets d'énergie renouvelable proposaient toujours des retours suffisamment élevés par rapport à d'autres opportunités d'investissement alors disponibles pour rendre l'investissement uniquement sur fonds propres



dans les projets solaires intéressants, et des transactions exclusivement en fonds propres ont été réalisées.

À l'heure actuelle, dans de nombreux pays en voie de développement, le marché local du financement à long terme n'est toujours pas très profond, et les promoteurs pourraient être obligés de financer une plus large part du projet avec leurs capitaux propres. Quant à savoir s'il s'agit là d'une forme d'investissement intéressant, tout dépend du retour sur investissement prévu d'un projet et des autres options de déploiement de capitaux à disposition du promoteur.

Le financement sur fonds propres peut également être opportuniste ; les fonds propres peuvent souvent être déployés plus rapidement que l'emprunt, par conséquent, en présence d'une opportunité hautement rentable et d'un calendrier serré pour sécuriser des incitations telles que des tarifs de rachat (TR) jusqu'à une date donnée, un promoteur peut vouloir financer l'intégralité du projet de sa poche ou en partenariat avec un partenaire conjoint,



comme un fonds d'infrastructures. Une fois le projet construit et opérationnel et le profil de risque réduit, les actionnaires peuvent alors essayer de les refinancer en utilisant un financement par l'emprunt moins coûteux. La figure 28 illustre les options de financement sur fonds propres.

14.3 FINANCEMENT DE PROJET

Le financement de projet constitue l'approche la plus courante au financement à long terme des projets solaires d'ampleur commerciale. La principale caractéristique du financement de projet est que les prêts sont réalisés sur la base de l'ampleur des revenus du projet isolé, sans recours ou avec un recours limité au partenaire du projet. Cette approche sépare un projet individuel des autres activités du partenaire. Le financement de projet est intéressant pour les promoteurs, car il permet d'obtenir des capacités de marge plus élevées (maximisant ainsi le rendement sur fonds propres) et de déplacer le passif vers un projet plutôt que de le laisser sur le compte du promoteur. Elle permet également aux promoteurs de libérer des fonds propres

pour développer de nouveaux projets. Avec une structure de financement de projet, les projets sont normalement détenus dans une société de projet ou société ad hoc (SPV) détenant tous les actifs et passifs du projet.

Étant donné le recours limité à la société mère, les prêteurs exigent qu'il existe une source de revenus solide découlant du projet, et entreprendront un audit préalable approfondi du projet afin de s'assurer de la capacité du projet à honorer le remboursement de l'emprunt. Cet audit inclura un examen technique et juridique approfondi du projet ainsi que de tous les contrats associés, notamment l'AAE, de sorte que les recettes du projet inspirent confiance. L'audit préalable est décrit à la sous-section 14.4. Les AAE sont décrits à la Section 13.

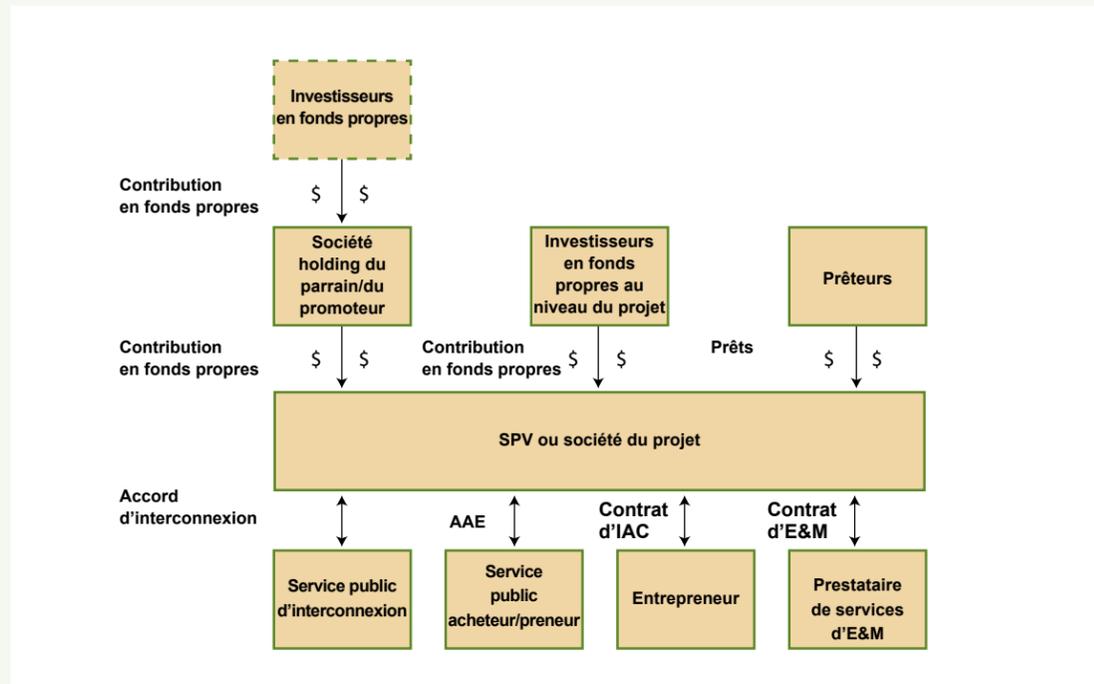
Le financement de projet peut s'avérer particulièrement utile sur les marchés émergents, où les risques perçus et réels peuvent être plus élevés et des garanties du gouvernement du pays d'accueil ou d'une autre partie peuvent être nécessaires. Les institutions de prêt bilatérales et multilatérales (tels qu'IFC) peuvent également proposer un rehaussement de crédit et d'autres mesures d'appui et, dans certains cas (généralement dans les pays moins développés), peuvent être capables de mobiliser un financement privilégié afin d'atténuer certains risques.

Historiquement, les projets d'énergie solaire PV convenaient bien au financement de projet car nombre d'entre eux vendent l'électricité produite à un tarif fixe (par opposition à un prix fluctuant sur un marché commercial), et souvent sur une base de « take-or-pay », où le preneur achète le volume d'énergie produit quel qu'il soit, atténuant à la fois le risque de prix et le risque de volume. En outre, puisqu'il n'y a pas de pétrole impliqué, aucune incertitude des prix n'est à couvrir sur les matières premières. Bien que le financement de projet puisse être obtenu même en l'absence de ces conditions avec une atténuation appropriée des risques, ces conditions de reprise favorables ont contribué à faciliter l'introduction de la technologie solaire dans de nouveaux marchés. Si la baisse récente des prix observés de la technologie solaire se poursuit, on peut s'attendre à ce que le solaire devienne de plus en plus compétitif, même dans les conditions contractuelles qui prévalent aujourd'hui pour les centrales énergétiques utilisant des énergies fossiles. La figure 29 illustre les options de financement de projet.

14.3.1 LE RÔLE DE LA SPV

Les promoteurs et partenaires entament généralement le processus de développement en établissant une société de projet ou une SPV, à laquelle tous les droits et obligations

Figure 29 : Financement de projet



Financement de projet

- Les prêteurs proposent un crédit pour le développement du projet en fonction de la projection des flux de trésorerie du projet.
- Permet aux promoteurs et aux partenaires en fonds propres d'avoir un effet de levier en garantissant l'emprunt par les recettes d'un projet PV solaire.
- En cas de défaut, le recours est exercé contre la société de projet.
- Le coût et la structuration de l'emprunt se basent sur les flux de trésorerie prévus.
- Les prêteurs exigent un audit préalable exhaustif afin d'augmenter leur confiance dans les flux de trésorerie projetés.

du projet sont transférés. La SPV est propriétaire du projet et de la centrale lorsqu'elle est construite, signe le contrat d'IAC, le contrat d'E&M, l'AAE et perçoit les recettes du projet.

De telles structures de projet donnent aux entreprises la possibilité d'isoler le projet solaire PV du reste des activités commerciales du promoteur. Les exigences relatives au fonds de roulement et le service de la dette proviennent également des flux de trésorerie générés par le projet (bien que le partenaire puisse devoir injecter des fonds dans le cas où les ratios de couverture de la dette requis courent le risque d'être dépassés). Un compte de réserve dédié au service de la dette est généralement nécessaire (généralement six mois de service de la dette) tenant lieu de mécanisme d'appui pour la couverture de la dette. Généralement, les prêteurs exigent également des engagements visant à empêcher que les actionnaires perçoivent des dividendes quand les ratios de service de la dette passent sous un seuil spécifique. Ce n'est

que lorsque les autres obligations financières ont été satisfaites (généralement conçues sous forme de paiement « en cascade » très précis) que les partenaires réalisent leur retour sur investissement, souvent sous la forme de dividendes. Les SPV peuvent être régies par le droit local ou faire référence au droit international pertinent, selon les exigences propres au pays dans lequel le projet est développé et les préférences des actionnaires.

14.3.2 POINT DE DÉPART POUR LES FONDS PROPRES ET L'EMPRUNT

Les modalités du financement d'un projet d'énergie solaire évolueront au cours de son développement. Au départ, le projet n'est pas bien défini : il existe des risques et des incertitudes concernant de nombreux aspects du projet, notamment la ressource solaire, le rendement attendu, le raccordement au réseau et les droits de location de terrain et de développement avec le propriétaire foncier. À mesure que le projet progresse, ces modalités sont mieux définies :

Encadré 12 : L'investissement en fonds propres et l'aide conjointe au développement par IFC InfraVentures

IFC InfraVentures—le Fonds mondial pour le développement de projets d'infrastructures d'IFC—participe au développement de partenariats publics-privés et de projets d'infrastructures privés dans les pays en voie de développement. Il fournit un capital-risque en phase de démarrage et participe activement à la phase de développement de projet afin de créer des projets d'infrastructures privées viables sur le plan commercial et capable de parvenir plus rapidement à une clôture financière.

Par le biais de la division InfraVentures d'IFC, le Groupe de la Banque mondiale a réservé un fonds de 150 millions d'USD, dans lequel IFC peut puiser pour démarrer le développement de projets dans le secteur de l'infrastructure. IFC tient lieu de co-promoteur et apporte une expertise dans des domaines essentiels, tout en finançant partiellement le développement du projet.

La division InfraVentures d'IFC est une ressource supplémentaire permettant de traiter du problème de la disponibilité limitée de fonds et de mettre à disposition des professionnels expérimentés dédiés au développement des projets d'infrastructures, chacune de ces actions étant des contraintes clés à la participation privée aux projets d'infrastructures dans les marchés frontalières.

http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/industry_EXT_Content/IFC_External_Corporate_Site/Industries/Infrastructure/IFC_InfraVentures/

l'évaluation de la ressource solaire est effectuée et la conception générale permet de procéder à la réalisation d'une prévision du rendement énergétique.

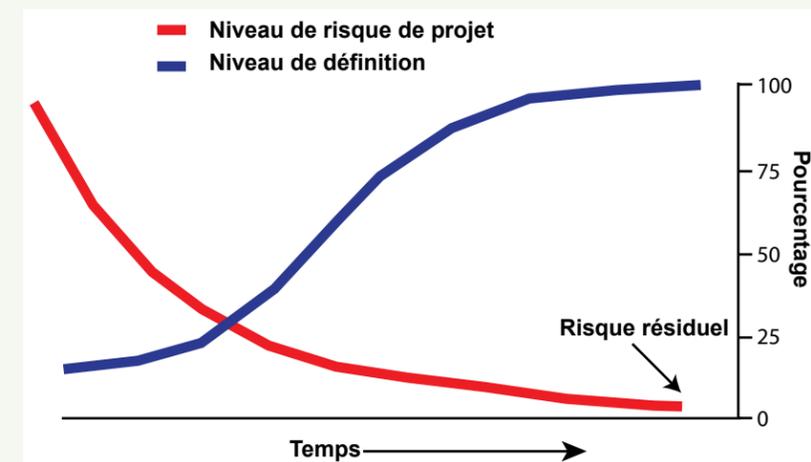
Un promoteur de projet solaire PV qui arrive dans une nouvelle région peut évaluer la faisabilité d'un grand nombre de sites de projet solaire PV potentiels, mais nombre ne seront pas retenus. À mesure que le projet progresse et est défini plus en détail, les risques sont réduits et le projet gagne en valeur et en attrait pour les investisseurs potentiels.

Le niveau de risque et la définition du projet à mesure que le développement progresse sont illustrés à la Figure

30. Au départ, la définition du projet est très limitée et le risque associé est élevé. À mesure que l'on avance dans le temps et que les activités de développement sont exécutées, la définition du projet gagne en précision et le risque associé chute.

Si un promoteur, dans les premiers temps, ne dispose pas de suffisamment de capitaux pour mener un projet à sa fin, le promoteur doit réfléchir au moment auquel il pourra, dans le cycle de vie du projet, rechercher un financement supplémentaire auprès d'autres investisseurs en fonds propres. Plus les investisseurs en fonds propres sont impliqués tôt dans le projet, plus les risques qu'ils prennent sont élevés, et plus la rentabilité qu'ils exigeront sera

Figure 30 : Risque de projet contre définition de projet



Source: Holland and Holland Enterprise Ltd, « Project Risk versus Project Definition », 2011, <http://www.successful-project-management.com/images/risk-vs-definition.jpg> (consulté en juin 2014).

élevée, proportionnellement à ce risque. Un fournisseur de crédit ne prêtera rien à un projet à moins qu'il existe un degré élevé de certitude que le projet soit mis en œuvre et que le risque associé ait été suffisamment réduit.

14.3.3 LE CYCLE DE DÉVELOPPEMENT DE PROJET ET LA VALORISATION DE PROJET

Différents promoteurs jouent différents rôles dans le cycle de développement du projet. Certains promoteurs se concentrent exclusivement sur les premières étapes du développement de projet et les connaissances locales requises pour sécuriser les terres, les permis et un raccordement au réseau. Leur modèle commercial, surtout s'ils n'ont pas accès à leurs propres capitaux, peut consister à vendre leur projet pour une commission finale à un autre promoteur (généralement plus important), qui entreprend alors la construction du projet « prêt à démarrer ».

Dans un autre exemple, des promoteurs de plus petite envergure peuvent initier le développement d'un projet et vouloir le porter jusqu'à son exploitation commerciale, mais ne disposent souvent pas de leurs propres financements en quantité suffisante avant l'étape à laquelle il serait possible de rechercher un emprunt pour le projet. Le promoteur pourrait alors rechercher des fonds propres supplémentaires auprès d'un deuxième partenaire du projet, soit de la part d'un investisseur financier « passif » en quête de rendement, soit d'un fonds spécialisé proposant à la fois un financement et une expertise de mise en œuvre. À titre de condition d'un investissement externe en fonds propres, le premier promoteur doit souvent rester

partiellement investi afin que toutes les parties soient incitées à s'assurer que le projet est mené à son terme.

Quand un projet ou une prise de participation dans un projet sont vendus, les deux parties doivent convenir d'une évaluation du projet. Plus le développement d'un projet est à un stade précoce, moins il a de chances d'être exécuté avec succès, et moins ses flux de revenus sont certains, et plus les discussions seront importantes entre l'acheteur et le vendeur quant à la valeur du projet. La difficulté de convenir d'un prix de projet n'est certainement pas propre aux projets d'énergie solaire PV, mais elle peut être encore aggravée dans les nouveaux marchés, où les « normes de l'industrie » n'ont pas encore été développées et que l'on observe un défaut d'informations claires quant aux différentes étapes du processus de développement et à la valeur que chaque étape ajoute. Le solaire PV est également unique en ce que la technologie a fait l'objet de réductions de prix considérables, ayant pour résultat que les promoteurs ayant acheté des panneaux seulement 18 mois avant les autres promoteurs se retrouvent avec un projet comparativement coûteux et peu compétitif.

14.3.4 STRUCTURE DE FINANCEMENT DE PROJET

Comme illustré à la Figure 32, dans une structure de financement de projet classique, un ou plusieurs investisseurs en fonds propres injecteront des fonds directement ou par l'intermédiaire du promoteur de projet dans la société de projet (SPV). Les prêteurs, qui seront généralement un consortium de banques, fournissent du crédit, garanti sur les actifs dont dispose la SPV.

Les promoteurs qui envisagent un financement de projet doivent s'intéresser aux points suivants :

- La durée habituelle d'un emprunt pour le financement d'un projet varie de dix à 15 ans ou plus. Pour les projets d'énergie solaire PV, cette durée peut être limitée à la durée de l'AAE ou du TR, avec la possibilité d'introduire des risques de refinancement si le projet a besoin de financement par emprunt au-delà de cette période.
- Les prêteurs pourraient avoir des exigences ou conditions associées à la durée et à la forme de la structure de l'AAE, rendant idéale la finalisation des contrats après discussion des principales modalités avec le prêteur. L'AAE est cependant essentielle à la bancabilité et certains prêteurs pourraient refuser de signer des autorisations ou de procéder à l'évaluation du projet en l'absence d'AAE, auquel cas il est nécessaire de signer un accord direct permettant d'amender ultérieurement l'AAE en y intégrant les exigences du prêteur.
- De plus en plus, un financement à long terme des projets solaires est proposé aux projets répondant à certains critères, mais l'obtention d'un tel financement pourrait mettre plus de temps dans de nombreux marchés émergents.
- Les projets individuels menés par des promoteurs de plus petite envergure pourraient bénéficier d'un financement avec une quotité d'emprunt de 75 pour cent (c'est-à-dire avec un ratio de levier de 75 pour cent), alors que les portefeuilles de projets solaires PV de promoteurs expérimentés pourraient être financés avec un levier pouvant aller jusqu'à 80 pour cent.
- En fonction du partenaire, du marché et des frais de financement de projet, le financement de projet pourrait ne pas être intéressant pour des projets de moins de 10 MW environ. Les promoteurs peuvent envisager de consolider plusieurs centrales solaires PV dans un portefeuille pour obtenir un financement sur un portefeuille plus important. Par exemple, un promoteur pourrait regrouper dix projets solaires PV de 5 MWc et chercher à obtenir un financement pour un portefeuille de 50 MWc.
- Les prêteurs réaliseront un audit préalable du projet avant de parvenir à une clôture financière, et incluront des engagements particuliers qui atténueront le risque lié au service de la dette au cours de la durée de vie du prêt. Les prêteurs incluront également des conditions

suspensives (les exigences devant être satisfaites avant que les fonds ne soient déboursés), comme l'obtention d'un permis ou l'exécution d'un AAE.

- Les investisseurs en fonds propres peuvent se baser sur l'audit préalable du prêteur ou réaliser leur propre audit.

Les promoteurs devraient avoir conscience du fait qu'en raison de la crise financière mondiale et des réformes Bâle III,⁷⁵ des restrictions plus strictes sont imposées sur les réserves bancaires minimales. Les banques pourraient avoir une appétence au risque réduite et pourraient être moins désireuses de proposer des crédits de longue durée.

Dans les nouveaux marchés du solaire PV, les banques locales pourraient ne pas être familiarisées avec les projets solaires PV et moins désireuses de prêter. Les institutions internationales de financement du développement (telles qu'IFC) et les institutions régionales de financement du développement (comme la Banque asiatique de développement et la Banque africaine de développement) peuvent jouer un rôle pour aider à développer la confiance d'une banque locale dans les nouvelles technologies et les modèles économiques en investissant elles-mêmes dans les projets, en offrant des produits de partage des risques et, dans certaines circonstances, en proposant un financement privilégié.

14.4 AUDIT PRÉALABLE

Comme pour tous les investissements, les investisseurs et les prêteurs dans un projet solaire PV doivent comprendre les risques. Ceci est surtout important pour les prêteurs proposant un financement de projet, le remboursement des emprunts dépendant des flux de trésorerie du projet, sans recours ou avec un recours limité au bilan du partenaire. Les prêteurs exigent qu'un audit préalable soit réalisé sur les projets avant d'accepter de clôturer le financement et de financer le prêt.

Le processus d'audit préalable peut exiger un effort considérable de la part du promoteur pour qu'il satisfasse aux exigences des prêteurs commerciaux. Les promoteurs devraient prévoir d'entamer le processus financier plusieurs mois avant la date à laquelle il est prévu que le

Encadré 13 : Le financement de l'énergie solaire par IFC

IFC est la plus grande institution internationale de développement se concentrant sur le secteur privé, apportant sa notation de crédit AAA à 108 bureaux dans le monde entier. En mai 2015, IFC a réalisé plus de 350 investissements dans l'énergie dans plus de 65 pays, et est souvent au premier plan des marchés qui s'ouvrent à la participation privée.

La majeure partie du portefeuille de production d'électricité actuel d'IFC concerne les énergies renouvelables (76 pour cent à l'exercice budgétaire 2014, et les énergies renouvelables comptent régulièrement pour les deux-tiers du portefeuille d'IFC), dont plus de 500 millions d'USD dans les projets d'énergie solaire. IFC a investi dans plus de 55 projets d'énergie solaire, produisant plus de 1 397 MW, les principales transactions ayant été effectuées en Thaïlande, aux Philippines, en Inde, en Chine, en Jordanie, au Mexique, en Afrique du Sud, au Honduras et au Chili.

IFC propose un éventail de solutions de financement, y compris par l'emprunt et sur fonds propres au niveau du projet ou de l'entreprise. IFC peut proposer de longues échéances adaptées pour répondre aux besoins du projet, des calendriers d'amortissement flexibles, des taux d'intérêt fixes ou flottants, et prêter dans de nombreuses devises locales. IFC propose également son assistance dans la mobilisation de sources de financement supplémentaires par syndicats, ainsi que par capitaux propres de tiers gérés par la division Asset Management Corporation (AMC) d'IFC.

IFC travaille avec de nouveaux promoteurs expérimentés et de haut niveau faisant preuve d'engagement à la réussite des projets par leur contribution en fonds propres au projet.

⁷⁵ Banque des règlements internationaux, « Cadre réglementaire international du secteur bancaire (Bâle III) », 2011 & 2013, <http://www.bis.org/bcbs/basel3.htm> (consulté en juin 2014).

financement soit nécessaire (souvent six mois, dans le cas d'IFC).

Le processus d'audit préalable identifiera les risques et aidera à développer des solutions pour atténuer les risques identifiés, et inclura généralement les domaines suivants :

- **Audit préalable des aspects juridiques** pour évaluer les permis et contrats du projet (IAC et E&M), et notamment la cessibilité et les droits d'intervention.
- **Audit préalable des aspects environnementaux et sociaux** pour évaluer les impacts environnementaux et sociaux et les mesures d'atténuation des risques, ainsi que les consultations avec les parties prenantes pertinentes. Ce point est brièvement abordé à l'Encadré 10, et l'est plus en détail à la Section 8.
- **Audit préalable des aspects techniques** afin d'évaluer la technologie, le profil de la production d'électricité, la conception, les risques de construction, l'intégration et les aspects techniques des permis et contrats (IAC et E&M). L'audit préalable des aspects techniques couvrira les concepts techniques abordés tout au long de ce guide, résumés à la sous-section 14.4.1. Le processus d'audit préalable des aspects techniques peut identifier les risques inacceptables pour le prêteur, auquel cas des changements pourraient devoir être apportés à la conception, aux composantes ou aux contrats afin de rendre le projet « bancable » pour les prêteurs.
- **Audit préalable des aspects financiers/commerciaux** pour évaluer la santé financière de la société de projet. Cela inclura une évaluation de la qualité et de la viabilité commerciale de l'AAE. La Section 14 traite du processus d'analyse et de l'analyse requis pour

obtenir un financement externe. Il est important que les promoteurs disposent de modèles financiers réalistes faisant clairement apparaître les contingences.

L'audit préalable mené à l'étape du financement sur fonds propres peut se fonder sur les informations techniques préliminaires fournies par le promoteur. L'audit préalable destiné aux prêteurs du financement de projet étant réalisé plus tard au cours du processus de développement, celui-ci sera souvent étayé par des informations et conceptions techniques détaillées, et un degré de certitude plus élevé.

Les banques des nouveaux marchés pouvant ne pas être familiarisées avec la technologie solaire PV, les promoteurs devraient être prêts à subir un processus d'audit préalable rigoureux et à prévoir suffisamment de temps pour discuter et traiter des exigences du prêteur. Si le risque est inhérent à tout projet, le promoteur devrait réduire et atténuer ces risques dans la mesure du possible. Ces projets considérés comme associés à un risque faible sont capables d'obtenir un financement par emprunt à un coût inférieur.

Les prêteurs et partenaires en fonds propres veulent souvent influencer le choix de la technologie de l'équipement, de la conception et des modalités des contrats sur la base de ce qu'ils perçoivent comme « bancable ». Ils peuvent exiger d'être consultés sur les décisions clés, telles que le fabricant des panneaux et la sélection des onduleurs. Par conséquent, il est recommandé de discuter avec les partenaires potentiels du financement du projet dès les premiers temps de la phase conceptuelle afin de faciliter la satisfaction des exigences de tous les partenaires et d'éviter les révisions. Cependant, la conduite d'un processus d'audit préalable trop tôt peut entraîner

des dépenses excessives et inutiles si des changements sont requis sur le plan de la technologie, de la conception, ou même du choix du prêteur du projet. Ce coût sera en définitive à la charge du promoteur.

Dédier suffisamment de temps, au cours de la négociation de l'AAE et des accords d'IAC, pour parvenir à des modalités favorables, permettra d'économiser du temps et de l'argent au cours de l'étape du financement en évitant des renégociations chronophages.

14.4.1 AUDIT PRÉALABLE DES ASPECTS TECHNIQUES

Les investisseurs et entités finançant les projets par l'emprunt en particulier exigeront qu'un audit préalable des aspects techniques soit réalisé sur le projet solaire PV afin de comprendre le risque pour l'investissement. Le processus d'audit préalable des aspects techniques peut prendre plusieurs semaines, et nécessitera au minimum des experts techniques exécutant les tâches suivantes :

- Visite du site afin d'évaluer l'adéquation du site pour l'installation d'une centrale électrique solaire PV.
- Évaluation de la ressource solaire et prévision du rendement énergétique avec analyse de l'incertitude.
- Examen de la conception du système afin d'en confirmer la viabilité.
- Examen technologique des modules, onduleurs, transformateurs et supports ou pisteurs, y compris les garanties et la durée de vie prévue.
- Examen des contrats (IAC, E&M et AAE), y compris les procédures d'essais de réception et passifs du contrat d'IAC.
- Examen de la garantie et des positions de garantie dans les contrats.
- Examen de l'accord de raccordement au réseau et des échéances.
- Examen du statut de l'octroi de permis afin de confirmer la conformité aux permis et approbations nécessaires, et l'absence de problèmes environnementaux conséquents.
- Examen des entrées au modèle financier afin de s'assurer du réalisme des projections financières.
- Examen des procédures d'essais de réception.

Le processus d'audit préalable des aspects techniques exige généralement que le partenaire mette les documents du projet dans une salle de données (« data room ») en ligne et se conclue par la remise d'un rapport d'audit préalable des aspects techniques.

14.4.2 STRATÉGIES D'ATTÉNUATION DES RISQUES

Les promoteurs et investisseurs devraient faire tous les efforts possibles pour comprendre et, dans la mesure du possible, atténuer les risques du projet. Les conseils d'experts indépendants seront, dans certains cas, exigés. Le Tableau 20 résume les principaux risques et stratégies d'atténuation des risques correspondantes qu'un promoteur devrait envisager lors de la recherche de financements pour un projet solaire PV.

14.4.3 PRODUITS D'ATTÉNUATION DES RISQUES

La demande d'assurance des projets d'énergie solaire PV est en hausse. Cependant, dans la plupart des pays, l'industrie de l'assurance n'a pas normalisé les produits d'assurance des projets PV ou des composantes associées. Plusieurs assureurs proposent des polices d'assurance destinées aux projets d'énergie solaire PV, mais les modèles de risque des assureurs n'ont pas encore été standardisés. Les données requises pour pouvoir développer des polices d'assurance équitables et détaillées font défaut, les compagnies d'assurance ne disposant souvent que de peu ou pas d'expérience dans les projets solaires PV. En conséquence, les promoteurs devraient faire en sorte d'obtenir des offres d'assurance auprès de différentes entités afin de stimuler des conditions concurrentielles et de dénoncer des conditions susceptibles d'être punitives.

En général, les systèmes solaires PV de grande envergure exigent une assurance responsabilité civile et sur les biens, et de nombreux promoteurs pourraient également choisir de prendre également une couverture contre les risques environnementaux. Les différents types d'assurances à la disposition des promoteurs sont :

- **La responsabilité civile générale** couvre les assurés en cas de décès ou de dommages corporels sur les personnes ou les dommages aux biens appartenant à des tierces parties. La responsabilité civile générale est particulièrement importante pour les installateurs de systèmes solaires, le risque pour le personnel ou la propriété étant le plus élevé au cours de l'installation.

Encadré 14 : Questions environnementales, sociales et de gouvernances associées au financement

Bien que les projets d'énergie solaire PV sont souvent considérés comme positifs sur le plan social de manière inhérente, en raison de leur potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de pollution locale, il reste important de tenir compte de l'éventail complet des impacts que tout projet peut avoir sur l'environnement, la société et la gouvernance. En outre, les prêteurs exigent souvent le respect de normes sociales et environnementales, telles que les Principes de l'Equateur (PE)^a avant d'accepter de financer un projet (voir la Section 8 pour des informations plus détaillées sur les exigences des PE).

Les institutions internationales de financement du développement telles qu'IFC disposent de leurs propres normes sociales et environnementales (les Critères de performance d'IFC informent directement les Principes de l'Equateur). Les organes gouvernementaux peuvent chercher à atténuer l'impact négatif des développements au moyen d'exigences de permis. Les promoteurs doivent faire tout leur possible afin de suivre les meilleures pratiques pour atténuer les risques environnementaux et sociaux, même lorsque le droit national ne l'exige pas ou ne les applique pas.

a Les Principes de l'Equateur (PE) sont un ensemble de principes environnementaux et sociaux adoptés par les Établissements financiers qui appliquent les Principes de l'Equateur (EPFI). Ces principes sont des critères devant être respectés par les projets recherchant un financement auprès de ces institutions. Les PE s'assurent que les projets bénéficiant d'un financement sont développés de manière socialement responsable et reflètent les bonnes pratiques en matière de gestion environnementale. L'ensemble des principes peut être consulté à la page suivante : <http://www.equator-principles.com>

Tableau 20 : Matrice des risques des projets solaires PV		
Risque	Description	Mesures d'atténuation
Risque de taux d'intérêt	Si l'emprunt est fourni à un taux variable plutôt qu'à un taux fixe, les intérêts à payer peuvent augmenter si le taux augmente.	<ul style="list-style-type: none"> Financer les projets avec des prêts à taux d'intérêt fixes à long terme, par opposition à des prêts à taux d'intérêt variables. Obtenir un échange de taux d'intérêt ; les institutions de financement du développement, telles qu'IFC, offrent des swaps même dans les marchés où un marché de swap commercial robuste n'existe pas encore.
Risque de change	L'emprunt peut être libellé dans une devise différente de celle des flux de trésorerie générés par le projet solaire PV. Cela peut créer des gains ou des pertes pour le promoteur et les propriétaires du projet.	<ul style="list-style-type: none"> Utiliser les opérations de couverture pour réduire l'exposition (cela implique cependant un coût). Transférer le risque par le biais de contrats, d'obligations et d'assurances. Obtenir un financement en monnaie locale dans la mesure du possible si l'AAE ou les recettes du projet seront en monnaie locale. Voir l'Encadré 15.
Structure d'emprunt	Si le projet ne se réalisait pas comme prévu, le projet pourrait ne pas être en mesure de rembourser l'emprunt.	<ul style="list-style-type: none"> Structurer le remboursement de l'emprunt pour maintenir une liquidité adéquate. Créer un compte de contingences en cas de problèmes de flux de trésorerie à court terme. Limiter le levier (ratio endettement/fonds propres). Rechercher un financement avec une échéance appropriée pour éviter les risques de refinancement.
Qualité de l'Accord d'achat	La fiabilité des paiements versés dépend des modalités de l'Accord d'achat d'énergie.	<ul style="list-style-type: none"> Utiliser l'AAE avec une durée excédant la durée de l'emprunt. Réduire l'exposition au risque du marché de l'électricité. Pour les transactions transfrontalières, s'assurer qu'un juriste local et un avocat international ont révisé le contrat afin de garantir son caractère exécutoire.
Risque de crédit pour les contreparties	Dans de nombreux marchés émergents, il n'y a qu'un ou qu'un petit nombre de preneurs d'électricité, et cette entité pourrait ne pas disposer d'un bilan ou d'antécédents de crédit robustes.	<ul style="list-style-type: none"> Procéder à une évaluation approfondie de la solvabilité du preneur. Considérer les options pour vendre de l'électricité à d'autres preneurs en cas de défaut. Chercher à obtenir une garantie auprès du gouvernement ou d'une institution multilatérale ; voir l'Encadré 15, « Produits d'atténuation du risque du Groupe de la Banque mondiale ». Un compte de réserve peut devoir être mis en place.
Technologie	Risque que le système (notamment les modules, les onduleurs et les transformateurs) ne fonctionne pas comme prévu, ou que la performance se dégrade plus rapidement que prévu.	<ul style="list-style-type: none"> Sélectionner soigneusement la technologie et procéder à l'audit préalable des aspects techniques (voir Encadré 7 sur « Leçons apprises en matière de construction »). S'assurer de contracter une assurance sur les contrats, l'entretien, les garanties et les tiers, comme décrit dans l'Encadré 1, « Risques associés au Module ».
Ressource solaire	La variation de la ressource solaire par rapport aux prévisions des modèles financiers précédant la construction.	<ul style="list-style-type: none"> Faire appel aux services d'un consultant technique afin de s'assurer que des données de haute qualité sur la ressource sont utilisées et couvrent une période suffisamment longue. Procéder à une analyse de l'incertitude (estimation de la ressource P₉₀) tel que discuté en Section 5.
Rendement énergétique réduit	L'échec à produire le rendement énergétique planifié (et par conséquent le flux de trésorerie) pour respecter les exigences de la dette.	<ul style="list-style-type: none"> Assurer la réalisation d'un audit préalable des aspects techniques, y compris l'analyse de la confiance dans le rendement énergétique. Choisir une technologie associée à une performance fiable et connue. Inclure des pénalités relatives à la maintenance et à la performance ainsi qu'aux garanties dans les contrats d'E&M. Réduire l'exposition aux pertes de recettes en raison d'une limitation du réseau en traitant de cette question de manière proactive dans l'AAE.
Augmentation des prix	L'exposition aux changements dans les prix des composantes.	<ul style="list-style-type: none"> Utiliser des contrats d'IAC à prix fixe. Inclure un fonds de contingences pour la construction et l'exploitation.
Retard	Les entrepreneurs et fournisseurs tiers retardent l'exploitation commerciale, y compris les retards associés au raccordement au réseau. Les retards affecteront les flux de trésorerie du projet et pourraient affecter l'admissibilité du projet aux incitations tarifaires.	<ul style="list-style-type: none"> Utiliser un contrat d'IAC détaillé. Définir contractuellement les dommages-intérêts liquidés. Réduire le prix payé à l'entrepreneur en cas de retards dépassant les dates de clôture des demandes de subventions. Faire appel à des entrepreneurs expérimentés. Programmer du temps supplémentaire pour les retards. Procéder à une recherche des procédures de raccordement au réseau, des procédures d'importation/droits de l'équipement et autres réglementations locales sur chaque marché afin de s'assurer que des échéances appropriées sont intégrées au calendrier de l'IAC.

(Suite)

Tableau 20 : Matrice des risques des projets solaires PV (Suite)		
Risque	Description	Mesures d'atténuation
Permis de construire	Risque que la construction n'ait pas été réalisée conformément aux permis.	<ul style="list-style-type: none"> Dialoguer de façon précoce avec l'organe pertinent chargé d'octroyer les permis. Réaliser un audit préalable des aspects techniques complet.
Raccordement au réseau	Risque que le raccordement au réseau de distribution ou de transmission n'ait pas été réalisé ou ne soit pas approuvé par l'autorité pertinente avant la date d'exploitation commerciale prévue.	<ul style="list-style-type: none"> Se familiariser et suivre les spécifications et procédures conceptuelles requises. Soumettre les demandes de raccordement au réseau dès le début de la phase de développement. Définir les échéances de raccordement au réseau dans les contrats. Procéder à une recherche approfondie sur les procédures de raccordement au réseau afin de s'assurer que des échéances appropriées sont intégrées au calendrier de l'IAC.
Admissibilité aux incitations	Les tarifs spéciaux, crédits d'impôt/vacances fiscales et autres incitations relatives au développement de l'énergie renouvelable peuvent être associés à des dates de clôture et à des critères d'éligibilité strictes.	<ul style="list-style-type: none"> S'assurer de la familiarité avec l'environnement réglementaire. Insérer des clauses dans les contrats d'IAC afin de garantir l'éligibilité en fonction du calendrier.
Changement de politique	Changement dans la politique du gouvernement quant à l'énergie solaire, y compris les réductions de subventions rétroactives ou nouvelles taxes ayant un impact important sur les recettes du projet.	<ul style="list-style-type: none"> Choisir des pays politiquement stables disposant de cadres réglementaires robustes et des preuves d'un appui de longue date aux projets solaires PV. Se méfier de la dépendance excessive au système d'incitations.
Exploitation et maintenance	Une mauvaise exploitation et maintenance (E&M) peut donner lieu à des centrales caractérisées par une mauvaise performance, avec un impact important sur les recettes du projet.	<ul style="list-style-type: none"> Inclure des essais de performance dans le contrat d'E&M, avec dommages-intérêts liquidés. Cela est décrit de manière plus détaillée à la Section 11 et à l'Annexe 3. Faire appel à des entrepreneurs expérimentés. Rechercher des conseils auprès de conseillers techniques lors de la négociation de la portée du contrat. Prendre en considération les incitations basées sur la performance dans le contrat d'E&M. S'assurer que la performance de la centrale est contrôlée. S'assurer de la disponibilité des pièces de rechange. Inclure des comptes de réserve pour réparations et/ou des garanties composantes étendues.

- Les assurances de biens protègent contre les risques non couverts par la garantie ou permet d'étendre la durée de la couverture. Les assurances de biens incluent souvent les risques de vol et de catastrophes, et couvrent généralement les composantes des systèmes PV au-delà des modalités de la garantie du fabricant. Par exemple, si un module PV tombe en panne du fait de facteurs couverts par la garantie, le fabricant est responsable de le remplacer, et non l'assureur. Cependant, si le module tombe en panne pour une raison non couverte par la garantie, ou si la panne se produit alors que la période de garantie est arrivée à expiration, l'assureur doit offrir une compensation pour le remplacement du module PV.

- L'assurance du risque environnementale fournit une couverture contre les dommages environnementaux, et indemnise les propriétaires de systèmes solaires PV contre le risque de dommage environnemental infligé par leur développement ou les dommages préexistants sur le site du développement.
- L'assurance des pertes d'exploitation fournit une couverture contre le risque d'interruption de l'activité, et est souvent requise pour protéger le flux de trésorerie du projet solaire PV. Cette police d'assurance peut souvent être une exigence du processus de financement.

Bien que les coûts d'assurance des projets d'énergie solaire PV puissent être relativement élevés, il est probable que les tarifs baissent à mesure que les assureurs se familiarisent avec les projets d'énergie solaire PV et à mesure que la puissance installée augmente. Une étude de 2010 réalisée par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) américain, en référence aux systèmes solaires PV installés aux EU, indique ce qui suit :

« Les primes d'assurance constituent environ 25 pour cent des dépenses opérationnelles annuelles du système PV. Les primes d'assurance annuelles varient généralement entre 0,25 pour cent et 0,5 pour cent du coût total d'installation d'un projet, en fonction de la position géographique de l'installation. Les promoteurs de PV indiquent que les frais d'assurance constituent entre 5 pour cent et 10 pour cent du coût total de l'énergie produite par leur installation, une somme considérable pour une technologie à forte intensité de capital sans pièces mobiles ».

Les avantages qu'apporte l'assurance doivent être pondérés par rapport au prix ; pour les petits projets, certains promoteurs peuvent accepter de prendre en charge certains risques. Pour les projets de plus grande envergure, les prêteurs peuvent exiger une assurance comme moyen de réduire le risque qu'ils endossent en le transférant sur le prestataire d'assurance. Certains types d'assurances peuvent également être requis dans le cadre du processus national d'octroi de permis. Cependant, l'assurance n'est jamais un substitut à une conception, des équipements ou des contrats de qualité. Des produits d'atténuation des risques peuvent être nécessaires pour augmenter la confiance des prêteurs, mais le produit ou la combinaison de produits appropriée dépendra entièrement des détails du projet spécifique et du contexte. L'Encadré 15 décrit les produits d'atténuation des risques offerts par trois institutions du Groupe de la Banque mondiale.

Encadré 15 : World Bank Group Risk Mitigation Products

IFC Risk Management Tools

The International Finance Corporation (IFC) provides **financing in nearly 60 local currencies**, at both fixed and variable rates, which allows a company with local currency revenues (such as tariff payments under a PPA) to obtain long-term financing denominated in that currency, reducing foreign exchange risks. IFC also provides **interest rate and currency swaps** and **credit enhancement structures** that enable clients to borrow in local currency from other sources. IFC is one of the few multilateral development banks prepared to extend long-maturity risk management products to clients in emerging markets. More information can be found at http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/Topics_Ext_Content/IFC_External_Corporate_Site/Structured+Finance.

World Bank Guarantees

World Bank Guarantees are risk mitigation instruments intended to diversify the financing options of the governments and government-owned entities through credit enhancement. They protect the beneficiaries against the risk of default by sovereign or sub-sovereign governments with respect to their obligations arising from contracts, law, or regulations. There is a wide range of risks that could be covered by World Bank Guarantees, such as off-take/payment risk, regulatory risk, change in law, political force majeure (including war, revolution, and expropriation), transferability & convertibility of foreign exchange, etc. The World Bank Guarantee can be issued in foreign or local currency.

World Bank Guarantees are only given for projects that are strongly supported by the government, which is embodied in a counter-guarantee from the government to the World Bank. They are anchored on the strong day-to-day relationship of the World Bank with the government, through policy dialogue, loans, grants, technical assistance, etc., which enables the World Bank to pre-empt an event that could result in the materialization of a risk. In the event that a claim is made under a guarantee, the World Bank does not require an arbitral award or any other formal decision from a court of law as a condition to pay. Guarantees are paid promptly upon recognition by the parties that amounts are owed and are undisputed. More information on the World Bank's Private Risk Guarantee group can be found at <http://web.worldbank.org/external/default/main?menuPK=64143540&pagePK=64143532&piPK=64143559&theSitePK=3985219>.

Political Risk Insurance with MIGA

The Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) provides political risk insurance to private sector investors on a commercial basis through insurance products, with the exception of the Non Honoring of Sovereign Financial Obligations (NHSFO), which operates as a guarantee. These risks include **currency inconvertibility and transfer restriction, expropriation, war, terrorism, civil disturbance, breach of contract, and non-honoring of financial obligations**. MIGA's objective is to compensate investors in the event of a loss. The baseline relationship is between MIGA and the private investor, with no government involvement. The government is required to provide a no-objection clause for MIGA participation but does not provide specific support to MIGA or the project. Claims under MIGA insurance, including NHSFO, are paid once the claimant has obtained the respective award from a judicial court or an arbitration tribunal, which usually takes several months or years depending on the jurisdiction. More information on MIGA can be found at <http://www.miga.org/investmentguarantees/index.cfm>.

14.5 RE-FINANCING

Once a project is operational, particularly after one or two years, the project risks, including construction, technology, energy yield, and performance risk are significantly reduced and there is an opportunity to refinance a project by seeking debt at a lower interest rate.

Less risk means that banks will often accept less return from their loan, so it may be possible to negotiate better debt terms, either from the original lender or another lender. A rather new development in the area of solar PV projects is the use of securitization, a process that enables a developer to exit the investment, which is described in Box 16.

Encadré 16 : Refinancement, titrisation du solaire et la montée du yieldco

Depuis 2013, on a observé un développement rapide de la **titrisation** des actifs solaires et autres actifs de production d'électricité. La **titrisation** est le processus consistant à mettre en commun plusieurs projets et à regrouper le portefeuille sous forme d'actif négociable (un titre). Cela peut se présenter sous la forme d'obligation garantie par le projet ou « yieldco ». Un yieldco est une entité cotée en bourse conçue pour détenir des actifs générateurs de fonds, généralement avec des dividendes attendus stables. Si la titrisation est courante pour d'autres actifs, tels que les hypothèques et le financement de véhicules, et pour les infrastructures dans des pays comme l'Australie et le Canada, il s'agit d'un outil relativement nouveau pour les projets d'énergie solaire.

Les projets solaires sont bien adaptés à la titrisation du fait de leurs recettes à long terme prévisibles sécurisées par un AAE, et ont atténué nombre d'incertitudes et de risques de projets par le biais de leur structure de financement de projet. Ces flux de trésorerie stables et associés à un risque faible représentent ce que recherchent les investisseurs institutionnels tels que les gestionnaires de fonds de pension.

Une fois qu'un projet est opérationnel, les promoteurs souhaitent souvent quitter le projet afin de pouvoir se concentrer sur le déploiement de leur capital et la création de valeur avec de nouveaux projets. La titrisation permet aux promoteurs de créer leur propre entité pour détenir des projets afin de pouvoir vendre le projet à l'entité titrisée et récupérer leur investissement. Si cela est également possible en vendant à un autre acheteur, en créant leur propre pool d'actifs sécurisés, les promoteurs peuvent conserver davantage de valeur. La titrisation est également intéressante pour de grands pools de projets de plus petite envergure, car ceci peut réduire les frais de transaction associés à la vente de ces projets de manière individuelle.

Si ces sociétés relativement sophistiquées sont toujours aux premiers stades de leur développement sur les marchés développés, elles peuvent également devenir pertinentes sur les marchés émergents. Par exemple, la filiale Terraform de SunEdison a annoncé le lancement d'un second yieldco axé sur les marchés émergents dans le courant de l'année 2015.

Liste de vérification des étapes de la sécurisation du financement de projet

La liste ci-dessous dresse les étapes basiques que les promoteurs et propriétaires doivent suivre s'ils recherchent un financement de projet pour les projets d'énergie solaire PV.

- Rechercher des financements sur fonds propres (si nécessaire).
- Développer le projet jusqu'au point où il est prêt pour un financement par l'emprunt.
- Préparer les documents d'audit préalable.
- Atténuer les risques pour réduire les taux d'intérêt de l'emprunt.
- Travailler avec les investisseurs et prêteurs pour parvenir à une conclusion financière.

La viabilité commerciale d'un projet solaire PV est déterminée par une analyse financière tenant compte des coûts attendus, y compris les exigences en matière d'investissement et les coûts d'E&M, ainsi que des recettes.



15.1 APERÇU DES COÛTS ET DES RECETTES D'UN PROJET D'ÉNERGIE SOLAIRE PV

Le financement de projet n'est possible que lorsqu'une centrale PV est capable de générer suffisamment de recettes pour assurer le service de la dette et le total des coûts d'E&M, et de produire un rendement raisonnable pour les capitaux investis. La décision de passer au développement d'un projet solaire PV repose sur la viabilité commerciale du projet, déterminée par une analyse financière. Cette analyse tient compte des coûts attendus, et notamment des exigences en matière d'investissement et de coûts d'E&M, ainsi que des recettes. Les principales entrées sont les exigences en matière d'investissement et les hypothèses relatives à la performance future de la centrale solaire PV. En tant que telle, celles-ci devraient être fondées sur des données vérifiables et recueillies de manière objective, est étayées par une expérience concrète et des connaissances locales.

La liste de vérification fournie à la fin de cette section fixe les exigences élémentaires de modélisation financière destinées aux promoteurs de projets d'énergie solaire PV.

Les sous-sections suivantes fournissent des informations sur les entrées clés et les résultats tirés de l'analyse financière propre au solaire PV, et notamment le détail des coûts et recettes de projets classiques.

15.2 DÉPENSES EN CAPITAL ET DÉPENSES OPÉRATIONNELLES DE PROJETS D'ÉNERGIE SOLAIRE PV

Les dépenses en capital et les coûts en E&M sont spécifiques à chaque site et devraient être évalués dans le cadre des études de pré faisabilité et de faisabilité. Dans un premier temps, ces coûts sont déterminés à titre d'hypothèses fondées sur des données concrètes, et ne seront finalisés qu'à la signature du contrat d'IAC. Néanmoins, il s'agit d'entrées essentielles du modèle financier. À des fins d'illustration, des estimations indicatives des coûts de projets d'énergie solaire PV (dépenses en capital et dépenses opérationnelles) sont fournies dans cette section.

15.2.1 DÉPENSES EN CAPITAL

La figure 31 montre les valeurs historiques et prévues des coûts en capital d'un projet d'énergie solaire PV (à l'exclusion des

Figure 31 : Coûts d'investissement prévisionnels moyens d'un parc solaire PV commercial, 2010-2020 (à partir de données de 2014)



Source: BNEF, SgurrEnergy, données recueillies auprès de promoteurs de projets et d'installateurs. N'inclus pas les commissions des promoteurs, taxes, frais juridiques, commissions de financement d'entreprise.

droits et taxes) pour une durée de dix ans à partir de 2010. Une réduction significative du prix du module a été observée entre 2010 et 2012. Comme l'illustre la figure 31, de nouvelles réductions de prix peuvent être attendues au fil des ans. Cependant, le promoteur devrait également tenir compte du fait que le taux de diminution du coût est impossible à prédire de manière exacte.

Les données historiques auxquelles la figure 31 fait référence sont tirées de marchés de l'énergie PV solaire de la plus grande envergure et les plus développés (essentiellement l'Europe, l'Amérique du Nord, et l'Asie). Par conséquent, les prévisions relatives à l'estimation des dépenses en capital sont utiles dans d'autres marchés essentiellement à des fins de comparaison.

Le tableau 21 illustre la variabilité des dépenses en capital et des dépenses opérationnelles sur la base des coûts de projets réels observés en 2013 et 2014. La fourchette étendue des dépenses en capital s'explique à l'extrémité basse par l'intégration de données issues de projets utilisant des centrales solaires PV chinoises domestiques à faibles coûts. Les valeurs observées à l'extrémité haute reflètent les coûts d'installations les plus élevés

dans le marché du Solaire PV américain. Les variations dans les coûts de dépenses en capital sont également la conséquence de différences au niveau des coûts de main-d'œuvre, des taxes locales, des règlements sur le contenu local, et du niveau de subventions ou d'autres incitations pré-opérationnelles proposées aux promoteurs de projets dans le cadre d'un contexte politique/réglementaire spécifique.

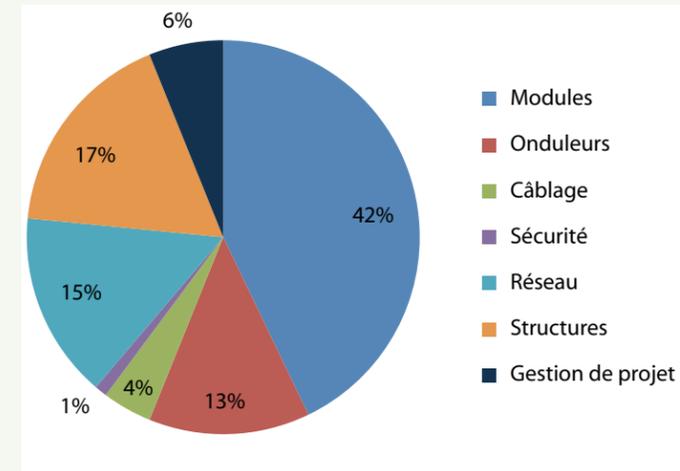
Dans les pays où la technologie Solaire PV n'a été introduite que récemment, les prix peuvent varier dans une large mesure en conséquence des premiers temps du processus de développement de la chaîne d'approvisionnement sur un marché donné. Cependant, la plus grande transparence dans la fixation des prix et la concurrence plus importante dans toute la chaîne logistique mondiale, depuis les matériaux bruts comme le polysilicium, jusqu'aux onduleurs et aux équipements auxiliaires, a permis aux promoteurs de faire des hypothèses informées sur les coûts en capital avant de recruter un entrepreneur IAC. Il s'agit là d'un système avantageux pour le promoteur, car davantage d'hypothèses précises sur les éléments de coûts seront reflétées dans la

Tableau 21 : Variations dans les coûts en capital et les dépenses opérationnelles liées au Solaire PV en 2013/2014

Valeur \$/MW	Min	Moyenne	Max	Pourcentage de variation
Dépenses en capital	1,5 million d'USD	1,6 million d'USD	2,2 millions d'USD	47 pour cent
Dépenses opérationnelles	2 200 USD	4 200 USD	7 500 USD	241 pour cent

Source: SgurrEnergy 2014

Figure 32 : Répartition moyenne des coûts pour un projet de centrale solaire PV au sol



Source: Les données sont essentiellement tirées des marchés mûrs d'Europe et d'Amérique du Nord, 2014.

précision perçue des résultats du modèle financier du point de vue d'un investisseur.

Le détail des coûts d'un projet Solaire PV classique est présenté à la Figure 32, qui se base sur une centrale de grande ampleur et montée au sol (à l'exclusion des pisteurs). Les coûts d'installation moyens dans les marchés émergents sont globalement similaires, notamment les coûts des modules PV, des onduleurs et des câbles. Des écarts par rapport à la moyenne peuvent survenir du fait des taxes locales, des règles de contenu local et des coûts de main-d'œuvre variables pour la construction et la gestion de projet.

Dans l'exemple ci-dessus, 55 pour cent des coûts en capital des projets Solaires PV sont associés aux modules et onduleurs et, à l'exclusion des taxes locales et règles de contenu, ces dépenses en capital semblent les plus cohérentes au fil du temps pour la majorité des projets.

Il est largement reconnu que les économies d'échelle permettent des tarifs plus bas de modules, d'onduleurs et des équipements auxiliaires, comme les structures de cadre et de support. On a également pu observer une réduction moins conséquente, mais néanmoins significative dans les coûts accessoires, tels que les coûts de construction et de financement du développement de nouveaux projets, du fait qu'un plus grand nombre de prestataires de services locaux ont développé leurs offres. Ces réductions de coûts ont été observées pour la première fois sur les marchés

plus développés, mais il est possible qu'elles soient représentatives des tendances à court terme des marchés émergents.

Les opportunités de développement des projets Solaires PV ayant augmenté, le nombre d'installateurs qualifiés a augmenté proportionnellement. Comparé au processus d'IAC utilisé pour d'autres formes de production d'électricité, le solaire est relativement simple et les entreprises de construction locales ont pu rapidement développer leurs capacités. Ceci a résulté sur la compétitivité des prix des activités d'IAC et des durées de construction et de mise en service plus courtes. À mesure que les promoteurs de projets Solaires PV se développent en taille et en nombre, leurs processus gagnent également en efficacité et sont capables de réduire les frais de transaction, et notamment les coûts associés au développement de l'activité.

Le coût du financement a également chuté sur les marchés Solaires PV plus établis car ceux-ci se sont développés et se sont révélés être des sources fiables de flux de trésorerie. Le coût de financement d'un promoteur est devenu un facteur de réussite distinctif essentiel, le marché du solaire PV devenant de plus en plus compétitif.

Le total des dépenses en capital inclut également le coût du terrain et de l'infrastructure de soutien, comme les routes et le système de drainage, ainsi que les coûts de démarrage de la société du projet. L'ampleur des variations

de coûts dépend dans une large mesure de la localisation du projet (reflétant les coûts dans le pays d'accueil), de la conception du projet (comme le type de câbles électriques) et de la technologie utilisée (c.à.d. l'utilisation d'un système de poursuite, ou la sélection de modules monocristallins ou polycristallins). La technologie solaire PV est notamment source de variations significatives dans les coûts des composantes du système. Un projet utilisant une technologie solaire PV cristalline nécessite une superficie moindre par kWc de puissance installée que celle des modules à couches minces. En conséquence, les coûts de la structure de fixation et des câbles CC sont inférieurs (les autres éléments de coût ne devraient pas changer de manière significative). Les frais associés au raccordement au réseau sont un autre élément des dépenses en capital et peuvent varier dans une large mesure : ces coûts devraient faire l'objet d'un examen à un stade précoce de l'étape de faisabilité.

Le Tableau 22 présente la ventilation classique des coûts pour une centrale électrique solaire PV montée au sol et de grande envergure en Europe au moment de la rédaction de ce document à la fin de l'année 2014. Le total des coûts pour une centrale solaire PV européenne avoisine 1,7

million d'USD par MW. Cependant, les coûts européens ne sont qu'un indicateur partiel des coûts sur d'autres marchés, et les coûts de projet doivent être ajustés pour tenir compte des droits et des taxes locaux et des frais de logistique/transport.⁷⁶

Il est conseillé aux promoteurs d'obtenir un catalogue des prix des modules et onduleurs auprès de plusieurs fournisseurs et d'équilibrer la sécurité procurée par des tarifs fixes et les dates de livraison avec la possibilité de réductions de prix et d'améliorations de la technologie à l'avenir. En outre, au cours des dernières années, la surabondance de l'offre de modules et la réorganisation de l'industrie a entraîné une incohérence dans la qualité des modules et des préoccupations quant à la valeur des garanties des fabricants. Bien que l'industrie se soit aujourd'hui stabilisée, la recherche de modules auprès d'un fabricant réputé disposant d'une expérience éprouvée reste essentielle.

⁷⁶ Bloomberg New Energy Finance est une source de données sur les coûts dans les marchés émergents : <http://www.newenergyfinance.com>.

Élément de coûts	Coût (\$/MwC)	Détails
Terrain	8 300	Il est supposé qu'environ 8000 m ² /MwC sont nécessaires. Cette estimation variera en fonction de la technologie choisie et du coût des terrains.
Modules PV	720 000	Les modules cristallins ont un prix global départ-usine moyen compris entre 550 et 930 \$/MW ^a et cela peut varier en fonction de la qualité perçue du fournisseur. Un prix de module moyen de 720 000 USD/MwC a été estimé sur la base de données recueillies auprès de tierces parties. Les modules à couches minces comme le Tellure de Cadmium sont disponibles à une réduction comprise entre 8 pour cent et 10 pour cent de ce prix. Cependant, cet avantage économique est souvent perdu en raison des exigences accrues du coût des terrains et des équipements auxiliaires.
Structure de fixation	306 000	Il s'agit du coût estimé pour la structure de fixation, indépendamment du type de technologie.
Unité de climatisation onduleurs	220 000	Il s'agit du coût de l'unité de climatisation/onduleurs, y compris les commandes et instruments nécessaires.
Raccordement au réseau	255 000	Ce coût inclut la fourniture, la pose et la mise en service de tous les câbles, transformateurs et infrastructures d'évacuation jusqu'au point de raccordement au réseau. Il s'agit d'un coût hautement variable en fonction de la distance au point de raccordement.
Dépenses préliminaires et dépenses opérationnelles	11 000	Ce coût inclut les services relatifs à la conception, à la gestion de projet, à l'assurance et aux intérêts au cours de la construction, entre autres. Bien que celui-ci pourrait varier en fonction de la dimension du projet, le coût estimé correspond à un site de grande ampleur générique.
Travaux de génie civil et généraux	120 000	Ce coût inclut le développement des infrastructures générales, la demande de permis et d'approbations, et la préparation des rapports de projet par MW.
Commission du promoteur ^b	100 000	Il s'agit d'un chiffre moyen pour l'UE et dépendant des conditions du marché.
TOTAL	1 740 300	

^a PV insights, 2014, www.pvinsights.com (consulté en juin 2014).

^b Sources de données recueillies par SgurrEnergy dans l'UE vers 2013.

Source : Données sources : SgurrEnergy, recueillies auprès de promoteurs de projet et d'installateurs, ainsi que de PV Insights and Photon Consulting.

Des réductions de coûts supplémentaires sont attendues à l'avenir dans la technologie solaire PV, et pourtant, il est conseillé aux promoteurs de projets de se montrer prudents lorsqu'ils font des prévisions. Ces baisses de prix sont associées à de meilleures techniques de production, une innovation dans l'efficacité des cellules et des réductions de coûts au niveau des équipements auxiliaires. Cependant, une volatilité des prix à court terme est susceptible d'être observée.

En suivant les coûts actuels et envisagés pour les composantes majeures, les promoteurs seront mieux informés lors de l'élaboration de leur modèle financier. Le modèle devrait inclure une analyse de sensibilité afin de prendre notamment en compte la courbe des coûts prévisionnels de l'équipement solaire PV. Cela aidera le promoteur à évaluer l'impact potentiel des retards encourus par le projet par rapport à la possibilité d'un changement du coût des équipements. Cependant, il est important de garder à l'esprit qu'il est impossible de prévoir de manière précise l'ampleur ou le moment auquel ces prix changeront.

15.2.2 FRAIS D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE (DÉPENSES OPÉRATIONNELLES)

Les frais d'Exploitation et de maintenance (E&M) associés aux projets Solaires PV sont considérablement inférieurs à ceux associés aux autres énergies renouvelables et aux technologies conventionnelles en raison de la simplicité de leur ingénierie et de la maintenance relativement mineure qui est requise. Les frais d'E&M moyens sur le marché européen développé avoisinent à l'heure actuelle les 4 200 USD/MW par an.⁷⁷ Ce chiffre variera en fonction du coût de la main-d'œuvre locale, mais est nettement inférieur, à la fois en nombre absolu et en nombre relatif, à d'autres types de projets énergétiques.

Les frais d'E&M dépendent également d'autres facteurs, tels que l'emplacement du projet et l'environnement dans lequel il se situe. Par exemple, un site localisé dans un environnement poussiéreux souffrira probablement davantage de salissures et les modules devront être nettoyés plus fréquemment. Étant donné que les salaires sont généralement moins élevés dans la plupart des marchés émergents, les frais d'E&M devraient être relativement semblables ou inférieurs à la norme européenne. Cependant, les marchés en développement qui

⁷⁷ Données des promoteurs recueillies par SgurrEnergy et devis des prestataires présents sur le marché aux environs de 2013.

n'en sont qu'à leurs débuts pourraient ne pas disposer au départ de la structure/chaîne logistique de l'industrie et des économies d'échelles permettant de bénéficier pleinement de frais moins élevés. Par exemple, un coût globalement inférieur associé au pays peut être contrebalancé par la nécessité de faire intervenir des experts techniques d'un autre pays en cas de problème majeur et en l'absence d'experts locaux. Il pourrait être nécessaire de prévoir des fonds pour un tel imprévu.

Outre la main-d'œuvre, les dépenses opérationnelles incluent l'assurance tous risques, les frais administratifs, les honoraires professionnels et l'emplacement du terrain. Les frais d'assurance varient dans une large mesure sur les nouveaux marchés, et ces assurances ne seront dans certains cas pas disponibles à titre de produit standard.

L'importante variation des dépenses opérationnelles entre les marchés (illustrée dans le Tableau 21) reflète les différents niveaux de pénétration du marché (et par conséquent la guerre des prix), des coûts attribuables à l'absence d'infrastructures, aux frais de transport jusqu'au site, aux subventions, aux frais de location du terrain et aux frais de main-d'œuvre.

15.3 RECETTES D'UN PROJET SOLAIRE PV

L'électricité produite par un projet solaire PV est convertie en recettes en la revendant à un preneur. Le montant des recettes sera fonction de la quantité d'énergie produite et fournie et du prix par unité d'énergie. Il est par conséquent essentiel à la fiabilité des résultats produits par le modèle financier et à l'obtention d'un financement extérieur de disposer d'un indicateur fiable de ces deux entrées.

15.3.1 RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE ANNUEL

Plusieurs facteurs affectent le rendement énergétique annuel d'un projet solaire PV, comme expliqué de manière détaillée dans la Section 5 (Planification du rendement énergétique).

Le rendement énergétique annuel est l'élément moteur des recettes dans le modèle de flux de trésorerie et le compte de résultats. En tant que tel, il est indispensable de disposer de prévisions précises du rendement énergétique. Le rendement énergétique annuel doit être calculé par un consultant en énergie solaire adéquatement qualifié, expérimenté et indépendant, capable de fournir une analyse du rendement énergétique « de niveau bancaire ».

Le niveau de confiance de la prévision du rendement (ou son incertitude) est également important, le rendement énergétique annuel affectant directement les recettes annuelles et, par conséquent, la viabilité du projet. Un calcul P90 est généralement requis. Cependant, les projets à échelle commerciale qui intègrent une évaluation professionnelle et indépendante du rendement énergétique, produite et/ou vérifiée par un consultant expérimenté disposant de résultats éprouvés en matière de production de données « de niveau bancaire », sont parfois bancables avec un intervalle de confiance de P75. Comme nous l'avons déjà mentionné, une analyse de sensibilité supplémentaire pourrait être conseillée pour les marchés où les données sont moins nombreuses et disposant de moins d'antécédents de projets de ce type.

15.3.2 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

Le principal flux de recettes de la plupart des centrales électriques solaires est le prix (tarif) payé pour chaque kWh d'électricité produite. Comme nous l'avons précisé dans la Section 12, il existe parfois d'autres sources de recettes, comme les crédits d'énergie renouvelable, les crédits d'impôt et autres incitations financières à la disposition des promoteurs. La stabilité et la viabilité de ces incitations devraient être soigneusement évaluées.

À l'heure actuelle, la plupart des centrales électriques solaires à échelle commerciale vendent leur électricité à un preneur (dans la plupart des cas, une compagnie

d'électricité) par le biais d'un AAE à long terme. Dans nombre d'économies émergentes, la compagnie d'électricité est une entreprise publique. On rencontre également de plus en plus d'opportunités de vendre de l'électricité à de grands preneurs privés, comme des groupes industriels. La solvabilité du preneur devrait être soigneusement évaluée, notamment quand le prix de l'électricité dans l'AAE est supérieur au tarif de vente au détail moyen sur le marché de l'électricité respectif. Le risque de crédit du preneur et les éventuels moyens d'atténuation de ces risques sont traités dans le Tableau 20 et à la Section 12.

15.4 MODÉLISATION FINANCIÈRE

Un modèle financier est requis pour évaluer la viabilité du projet. Un tel modèle est exigé par les institutions financières et constitue un volet essentiel de la préparation du projet en vue de son financement.

Le Tableau 23 dresse la liste des principales entrées du modèle financier d'un projet solaire PV dépendant à la fois des fonds propres et de l'emprunt. Chaque entrée décrite ci-dessous devrait être étayée par des preuves solides et vérifiées indépendamment.

Le modèle financier estime les paramètres clés nécessaires pour décider s'il convient ou non de poursuivre le projet. Ces paramètres incluent (entre autres) : le taux de rendement économique et financier, le retour sur

investissement (TRI sur fonds propres), la période de remboursement, etc. Le modèle doit en outre prouver que le projet est capable d'honorer la dette.

15.4.1 ANALYSE FINANCIÈRE DU PROJET SOLAIRE PV – MODÈLE DU PRÊTEUR

Les prêteurs s'intéressent principalement à la capacité du projet à répondre aux exigences de remboursement du crédit. Le modèle financier qu'un promoteur ou ses agents prépare pour les prêteurs doit répondre à cette préoccupation et devrait inclure les mesures suivantes :

- Le flux de trésorerie disponible pour le service de la dette (CFADS) est calculé en déduisant les dépenses opérationnelles, l'ajustement du fonds de roulement, l'intérêt et les impôts sur les bénéfices. Il n'inclut pas les éléments non monétaires tels que la dépréciation ou l'argent déjà engagé ailleurs. Le CFADS est utilisé à titre d'indicateur du volume d'argent que le projet produira, et par conséquent du montant de la dette pouvant être confortablement honoré.
- Le ratio de couverture du service de la dette (DSCR) est une simple mesure de la capacité d'un projet à rembourser les intérêts et le capital au cours de la durée de la dette. Pour le calculer, il suffit de prendre le CFADS et de le diviser par le montant du service de la dette attendu au cours d'une période donnée.
- Le ratio de couverture de la durée du prêt (LLCR) fournit une autre mesure de la qualité du crédit du projet, en se penchant sur la capacité du projet à rembourser sur la durée de vie totale du projet. Il est calculé en divisant la valeur actuelle nette (VAN) du CFADS sur la durée de vie du projet par le montant restant de la dette due.
- Le compte de réserve pour réparations (CRR) est un montant destiné à couvrir les imprévus opérationnels, comme les remplacements d'onduleurs.
- Le compte de réserve du service de la dette (DSRA) est un fonds, souvent équivalent à six mois de service de la dette, destiné à couvrir les éventuelles insuffisances pour rembourser la dette. S'il est utilisé, il est alors régulièrement renfloué.

La mesure la plus importante à analyser est le DSCR. Le DSCR moyen représente la capacité de service de la dette du projet au cours de la durée de l'emprunt. Un DSCR élevé indique une capacité plus élevée du projet à honorer la dette, alors que le DSCR minimum représente la capacité de remboursement minimum du projet au cours de la durée de l'emprunt. Le modèle du prêteur devrait inclure l'analyse du DSCR minimum et moyen dans un éventail de scénarios, y compris des durées distinctes dans le développement du projet. Une valeur de DSCR minimum inférieure à 1,0 indique que le projet ne peut honorer la dette pendant au moins un an.

15.4.2 ANALYSE DE SENSIBILITÉ

L'analyse de sensibilité implique de changer les entrées du modèle financier (comme le tarif de l'électricité, le coût en capital et le rendement énergétique) afin d'analyser comment le flux de trésorerie du projet est affecté. Les prêteurs réaliseront des analyses de sensibilité autour de ces variables clés afin de déterminer si le projet sera à même d'honorer la dette en cas de mauvaise année, par exemple si le rendement énergétique est inférieur au rendement attendu, ou si les dépenses opérationnelles sont supérieures aux dépenses attendues. L'analyse de sensibilité permet aux prêteurs et investisseurs de mieux comprendre les effets des changements dans les entrées, tels que les tarifs de l'électricité, sur la rentabilité et la bancabilité du projet. Elle aide les prêteurs et les investisseurs à comprendre les principaux risques associés au projet.

Les variables généralement observées au cours de l'analyse de sensibilité sont les suivantes :

- Dépenses en capital, notamment dans les panneaux et les onduleurs.
- Dépenses opérationnelles (moins critiques pour les projets d'énergie solaire PV).
- Production d'électricité annuelle.
- Taux d'intérêt.

Tableau 23 : Principales entrées dans le modèle financier

Entrées	Commentaires
Taille du projet (MW)	Basée sur l'étude de faisabilité/technique reflétant les contraintes associées à la capacité du réseau et au terrain, outre la capacité du projet de référence en matière de prédiction du rendement énergétique (par ex. les MW).
Rendement énergétique/facteur de capacité	Calculé pour refléter l'efficacité du module, la dégradation au cours du cycle de vie, les pertes de l'onduleur, la salissure des modules et le potentiel de pertes associées à l'ombrage.
Tarif et autres flux de recettes	Le prix de l'électricité dans l'AAE ainsi que les autres incitations sont nécessaires pour déterminer les recettes du projet.
Dépenses en capital	Les frais ponctuels associés à la construction et à la mise en œuvre du projet, généralement basés sur un contrat IAC.
Dépenses opérationnelles	Normalement, un aperçu des coûts sur 25 ans, basé sur les accords contractuels initiaux (c.à.d. E&M, location de terrains/bail et frais généraux) sujets à ajustements pour tenir compte de l'inflation et d'autres variables.
Service de la dette et frais de remboursement	Cela implique le remboursement de l'intérêt et du capital de la dette au cours d'une période prédéterminée définie avec le prêteur (la durée de la dette équivaut généralement à la durée contractuelle de l'AAE).
Frais d'accès au réseau	Éventuels frais d'accès au réseau, le cas échéant.
Impôts	Paiement des taxes imposées par l'État et la collectivité locale.

15.4.3 RÉFÉRENCES FINANCIÈRES ET TAUX DE RENDEMENT MINIMUM POUR L'INVESTISSEMENT

La structure de financement du projet inclut généralement la dette et les fonds propres, comme décrit dans la Section 14 (Le financement de projets Solaires PV).

Les projets d'énergie solaire PV sont généralement composés d'une combinaison de dette et de fonds propres, associés aux modalités générales suivantes :

- Structure de financement—fonds propres 30 pour cent (ou plus), avec un élément de créance correspondant de 70 pour cent ou moins.
- TRI généré par les fonds propres supérieur à 10 pour cent, et notamment dans les marchés à plus haut risque.
- Période de remboursement de la dette comprise entre 8 et 18 ans.
- Ratio de couverture du service de la dette (DSCR) au moins égal à 1,3, ou à 1,5 pour les projets commerciaux.

15.4.4 RÉALISER UNE ANALYSE FINANCIÈRE

Le résultat d'une analyse financière détermine non seulement la structure de financement du projet, mais aussi le niveau de dette maximum supportable de la société de projet. La réalisation d'une modélisation financière exige un ensemble de compétences spécialisées. Pour développer un modèle financier, un promoteur aura besoin des services d'un analyste financier disposant d'une excellente connaissance des tableaux Excel ou, sinon, d'une personne disposant d'expérience dans le développement de modèles sous un ou plusieurs autres logiciels sophistiqués conçus à cette fin.

Et pourtant, la capacité à élaborer les aspects mécaniques (comme les fonctions/calculs) du modèle financier n'est pas, en elle-même, la seule exigence clé, ou même pas forcément l'exigence clé la plus importante.

Il est essentiel que le promoteur comprenne l'important d'entrées fiables dans le modèle financier, ainsi que l'importance des principaux produits du modèle du point de vue d'un investisseur. Le promoteur devrait disposer d'une compréhension claire du degré probable de variation pour différentes entrées, ainsi que la ou les causes de variation. En outre, une bonne maîtrise des termes utilisés par les investisseurs pour décrire les principaux résultats découlant du modèle financier sera nécessaire pour permettre au promoteur d'entamer des négociations informées sur le financement du projet.

Liste de vérification des exigences/procédures de modélisation financière

La liste de vérification ci-dessous est destinée aux promoteurs, et présente les exigences et procédures de modélisation financière élémentaires qu'attendent généralement les investisseurs dans les projets solaires PV.

- Vérifier indépendamment les principales hypothèses du modèle financier, notamment les coûts d'IAC et d'E&M, le rendement énergétique, le tarif d'achat et les modalités du financement.
- Préparer un modèle financier couvrant l'intégralité du cycle de vie du projet.
- Inclure le résultat d'un test de résistance et une analyse de scénario pour le service de la dette destinée aux prêteurs et investisseurs en fonds propres potentiels.
- Présenter clairement l'analyse du flux de trésorerie et les indicateurs pertinents, tels que le calcul des mesures suivantes : TRI, DSCR, CFADS, LLCR, MRA, etc.
- Proposer une analyse de sensibilité des entrées clés sur les dépenses en capital et opérationnelles, et les coûts de financement.

Erreurs de construction fréquentes

Les images suivantes sont tirées de centrales électriques solaires PV commerciales au sol construites au Royaume-Uni, en Inde et en Afrique du Sud. Elles illustrent une série d'erreurs et de problèmes de construction fréquents susceptibles de survenir dans différentes conditions environnementales au cours de l'exploitation. Ces images sont destinées à illustrer des sujets abordés dans ce guide et à informer les lecteurs pour leur permettre d'éviter ces erreurs.



Photographies d'erreurs de construction fréquentes

N°	Image	Commentaire
1		Des pyranomètres sales produisent des mesures d'ensoleillement conservatrices pouvant conduire à une surestimation des mesures du coefficient de performance. Les pyranomètres doivent être bien entretenus, leur étalonnage doit être contrôlé et ils doivent être positionnés là où ils ne recevront aucune ombre d'obstacles situés à proximité.
2		Des modules sales résulteront en une moindre performance et peuvent entraîner la croissance de végétation inattendue, et par conséquent une perte due à l'ombrage.
3		De fortes précipitations, et notamment les moussons, peuvent limiter l'accès des véhicules et retarder la construction. Une bonne planification évitera de procéder à la construction au cours des périodes de fortes pluies ou intégrera des mesures d'atténuation comme l'étanchéité des routes d'accès avant que la construction ne débute.
4		Une mauvaise gestion des déchets peut entraîner des dommages environnementaux et représenter un risque pour la santé et la sécurité.

(suite)

Photographies d'erreurs de construction fréquentes

N°	Image	Commentaire
5		Une conception préalable à la construction et un audit préalable inadéquats peuvent résulter sur un affaissement des structures de support et des modules mal positionnés.
6		Une conception préalable à la construction et un audit préalable inadéquats peuvent conduire à la nécessité de modifications conceptuelles rectificatives après la construction, comme sur les structures de support représentées sur cette photo.
7		Des clôtures de sécurité temporaires inadéquates peuvent permettre au bétail d'accéder au site, avec des risques de dommages associés.
8		Des fondations mal conçues et des boulons d'ancrage inadéquats peuvent résulter en des structures de montage qui ne sont pas adéquatement fixées/sécurisées, et qui se révèlent par conséquent instables dans des conditions de lourdes charges.
9		De fortes pluies peuvent provoquer une érosion sur le chantier quand le risque d'inondations a été mal évalué/atténué.

(suite)

Photographies d'erreurs de construction fréquentes

N°	Image	Commentaire
10		De fortes salissures dans des conditions arides doivent être prises en considération dans la stratégie d'E&M. L'ombrage des modules occasionné par les rangées adjacentes peut être évité au cours de l'étape conceptuelle.
11		Mauvaise gestion des câbles CC. Les câbles CC devraient être soigneusement disposés et maintenus en position avec des serre-câbles, en respectant le rayon de courbure des câbles.
12		Tous les presse-étoupes en plastique intégrés aux coffrets de regroupement principaux devraient être correctement fixés afin d'éviter tout glissement.
13		Tous les conduits en plastique devraient être bouchés avec un matériau adéquat, par exemple de la mousse expansible, afin de réduire le risque d'infiltration d'eau et d'invasion de rongeurs.
14		Les câbles devraient être protégés contre les bords métalliques coupants en utilisant un rembourrage adéquat.

(suite)

Photographies d'erreurs de construction fréquentes

N°	Image	Commentaire
15	 Une photographie montrant un coffret de regroupement de câbles électriques. Les câbles noirs sont entrés dans le coffret sans être protégés par des presse-étoupes, ce qui les rend vulnérables aux dommages mécaniques et à l'usure de l'isolation.	Des presse-étoupes devraient être utilisés pour tous les câbles entrant dans les coffrets de regroupement, afin d'éviter que les câbles ne bougent et d'éviter des endommagements à l'isolation des câbles.
16	 Une photographie prise à l'intérieur d'un trou d'homme, montrant une zone inondée. De la mousse blanche d'étanchéité est visible, mais elle ne semble pas avoir été correctement appliquée ou durcie, permettant à l'eau de pénétrer.	Les problèmes de drainage devraient être résolus tôt au cours de la phase de construction. Ici, on peut voir de l'eau gicler à travers le produit d'étanchéité en mousse dans le trou d'homme inondé.
17	 Une photographie de panneaux solaires installés sur un toit. Des mauvaises herbes et d'autres plantes poussent devant les modules, ce qui peut créer de l'ombre et réduire l'efficacité des panneaux.	L'aménagement du site, le réensemencement et le contrôle de la végétation sont nécessaires pour éviter que la végétation porte son ombre sur les modules et réduise la performance.

Termes principaux de l'Accord Contrats/AC

Cette Annexe fournit un résumé des principales modalités techniques devant faire l'objet de discussions entre un entrepreneur IAC potentiel (l'« Entrepreneur ») et un propriétaire potentiel (le « Propriétaire ») d'une centrale électrique solaire photovoltaïque (PV) marchande au sol. La liste des termes suivante sera utilisée pour guider les discussions entre le Propriétaire et l'Entrepreneur. Dans cette fiche des modalités, [x] indique une valeur devant être déterminée par le biais d'un accord entre l'Entrepreneur et le Propriétaire ; dans certains cas, une valeur indicative [comme 10 pour cent] est fournie à la place de [x]. Une fois tous les détails convenus, les juristes utiliseront généralement la fiche des modalités pour rédiger le contrat complet.

Il est supposé que tout l'équipement de la centrale sera obtenu par l'entrepreneur IAC et que le contrat IAC a été fourni séparément avec le document « Exigences de l'Employeur » qui spécifie les exigences techniques minimum quant à la construction de la centrale, ainsi que les spécifications techniques relatives aux modules, onduleurs, transformateurs, câbles, travaux de génie civil et procédures de sécurité, de contrôle de la qualité, de surveillance et de sécurité.



Termes principaux d'un contrat IAC	
Sujet	Nature de l'accord
Nom du projet	
Capacité	
Propriétaire	
Entrepreneur	
Type de contrat	Contrat d'Ingénierie, achat et construction clés en main pour la mise en œuvre d'une centrale électrique solaire photovoltaïque (PV) d'une durée de vie conceptuelle de [25] ans.
Prix contractuel	Le prix contractuel s'élève à [XX].
Travaux à effectuer	<ul style="list-style-type: none"> • La fourniture de tout le matériel de la centrale (y compris les structures de support et modules PV). • La préparation du site, les travaux de terrassement et de génie civil, y compris le drainage. • Le montage et l'installation. • Les infrastructures de raccordement au réseau. • L'équipement (y compris l'équipement de construction). • La main-d'œuvre et la réalisation de tous les travaux et services. • La conception, l'ingénierie, la construction, la mise en œuvre, le démarrage et les essais conformément aux normes de l'industrie. • L'achat et la construction des clôtures, des dispositifs de sécurité et du système de surveillance. • La construction de tous les équipements auxiliaires. • L'enlèvement des débris. • La résolution des défauts.
Responsabilités du propriétaire	<p>Le propriétaire sera responsable de ce qui suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • S'assurer que l'Entrepreneur dispose d'un droit d'accès au site. • Obtenir tous les permis et consentements requis pour l'exploitation de la centrale (et notamment les permis d'aménagement du site et de raccordement au réseau). <p>Le Propriétaire devrait fournir à l'Entrepreneur toutes les informations existantes sur le site, pour examen. L'Entrepreneur sera chargé d'interpréter ces données et des études supplémentaires requises sur le site.</p> <p>Le Propriétaire versera le prix contractuel à l'Entrepreneur conformément au Calendrier de Paiement.</p>
Responsabilités de l'Entrepreneur	<p>L'Entrepreneur examinera tous les permis et autorisations pertinents obtenus par le Propriétaire et déclarera qu'ils sont recevables.</p> <p>Les travaux seront conformes aux exigences des spécifications techniques décrites dans le document Exigences du Propriétaire.</p> <p>Les travaux seront conformes à toutes les lois, tous les consentements et permis applicables (y compris les lois régionales et locales).</p> <p>Tous les matériaux, équipements et composants de la centrale seront neufs.</p> <p>Les Travaux seront réalisés de sorte à assurer la sécurité et la santé des travailleurs.</p> <p>Les travaux/installations atteindront les exigences de performance et les niveaux de Performance garantis.</p> <p>L'Entrepreneur sera chargé de ce qui suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Toutes les activités nécessaires à l'exécution de la centrale PV. • La conformité avec toutes les lois applicables. • La conception et les spécifications techniques. • Le contrôle de la qualité des modules PV, s'assurer qu'ils sont installés conformément au manuel d'installation du module. • La protection de tous les équipements et matériaux, notamment le transport et le stockage. • L'ingénierie, la conception technique, les dessins et les manuels. <p>L'Entrepreneur est chargé d'obtenir et de maintenir :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La validité des consentements et permis requis pour exécuter les travaux. • La validité des permis d'exportation/importation des matériaux, de la centrale et de l'équipement jusqu'au site, et leur déchargement. • La main-d'œuvre nécessaire au montage et à l'installation de tout l'équipement, des accessoires et des matériaux fournis.

(suite)

Termes principaux d'un contrat IAC (suite)	
Sujet	Nature de l'accord
Normes de qualité	L'Entrepreneur fournira un document détaillé sur les Normes de qualité décrivant les critères de réception de la centrale. Ceci devra être examiné et approuvé par le Propriétaire et inclura une description des procédures d'essais de réception en usine et des procédures d'essais de réception sur site pour les principales composantes de la centrale, y compris les transformateurs et onduleurs.
Calendrier du projet	L'Entrepreneur fournira un calendrier de construction sous forme de diagramme de Gantt. L'Entrepreneur fournira une mise à jour hebdomadaire du rapport de progression au cours de la construction.
Sous-traitance	L'Entrepreneur reste pleinement responsable de tous les travaux réalisés par les sous-traitants. L'Entrepreneur confirme également que le travail de ses sous-traitants respecte les spécifications mentionnées dans le Contrat IAC et se conforme à la loi.
Mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> • L'Entrepreneur garantit sa capacité à achever la centrale, les infrastructures électriques et les infrastructures de raccordement conformément au calendrier du projet. • Des dommages-intérêts liquidés s'appliqueront si les dates d'exécution planifiées ne sont pas respectées. • L'Entrepreneur sera chargé du stockage et du rejet des matériaux dangereux et de la rectification de toute pollution provoquée par le fonctionnement de la centrale. • L'Entrepreneur fournira les pièces de rechange et consommables. • L'Entrepreneur fournira les outils nécessaires à la mise en service et aux essais et s'organisera de sorte que la mise en service et les essais soient réalisés en présence du représentant du Propriétaire.
Conditions du site	<ul style="list-style-type: none"> • Le Propriétaire fournira à l'Entrepreneur toutes les informations décrivant les caractéristiques physiques du site. • L'Entrepreneur réalisera des études supplémentaires sur le site en fonction des besoins. • L'Entrepreneur endosse la pleine responsabilité et assume les risques associés à des études supplémentaires sur le site, et s'assure qu'il a étudié et inspecté à sa complète satisfaction les études géotechniques, géomorphologiques et hydrogéologiques et a consulté les conditions et caractéristiques environnementales du site. • L'Entrepreneur déclarera dans le contrat d'IAC que le site convient pour l'exécution des travaux, mais ne sera pas tenu pour responsable des coûts découlant de la découverte : a) de déchets toxiques préexistants ; b) d'artefacts artistiques, historiques ou archéologiques ; c) de conduites souterraines ; ou d) de munitions, quand ceux-ci n'avaient pas été identifiés dans les informations fournies par le Propriétaire.
Date d'achèvement	La Date d'achèvement (date de signature du Certificat de réception provisoire) sera atteinte dans les [x] mois suivant la date de notification du Contrat IAC.

(suite)

Termes principaux d'un contrat IAC (suite)	
Sujet	Nature de l'accord
Réception	<p>Essais de réception</p> <p>L'Entrepreneur réalisera : a) les essais requis en vertu du droit en vigueur ; b) les essais de mise en service conformément à la norme CEI 62446 ; c) les essais de performance.</p> <p>Les essais de performance seront réalisés afin de déterminer si la centrale : a) a respecté les exigences relatives à l'exécution ; b) est conforme aux normes de qualité ; c) est conforme aux spécifications techniques ; et d) pour vérifier que la performance garantie a été atteinte. Le processus d'essai sera clairement décrit.</p> <p>Un échantillon test des modules sera réalisé sur la centrale et envoyé à un institut d'essai indépendant afin de procéder à un essai instantané.</p> <p>Réception provisoire</p> <p>Le Propriétaire remettra un Certificat de réception provisoire une fois que toutes les exigences d'achèvement auront été satisfaites et les essais menés à bien. Une liste des éléments manquants sera préparée. Pour pouvoir valider la réception provisoire, la valeur des éléments en souffrance doit être inférieure à 1 pour cent du Prix contractuel. Les éléments figurant sur la liste seront rectifiés dans les [x] mois suivant la signature du Certificat de réception provisoire. La signature du Certificat de réception provisoire marquera le commencement de la Période de garantie de la performance.</p> <p>Réception intermédiaire</p> <p>Les parties conviendront des exigences relatives à la Réception intermédiaire. Il s'agira de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un test du coefficient de performance, en moyenne sur une année d'exploitation à compter de la réception provisoire, en prenant en compte un taux de dégradation convenu. <p>Réception définitive</p> <p>Les parties conviendront des exigences relatives à la réception définitive. Il s'agira de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un test du coefficient d'efficacité, en moyenne sur deux années d'exploitation à compter de la réception provisoire, en prenant en compte un taux de dégradation annuel convenu. <p>Le Propriétaire fournira un Certificat de réception définitif quand toutes les exigences d'exécution auront été respectées.</p>
Transfert de titre	<p>La propriété de la centrale, des matériaux, de l'équipement et des garanties sera transférée de l'Entrepreneur au Propriétaire lors de la réception provisoire. L'Entrepreneur sera responsable des matériaux et autres éléments livrés par le Propriétaire ou par des tierces parties jusqu'à la réception provisoire.</p>
Périodes de garantie	<p>La Période de garantie de la performance sera de deux ans, à compter de la signature du Certificat de réception provisoire.</p> <p>L'Entrepreneur transférera directement toutes les garanties des fournisseurs et sous-fournisseurs au Propriétaire. Il s'agira de :</p> <p>Garantie de performance de la puissance des modules : [25] ans [90 % jusqu'à l'année 10, 80 % jusqu'à l'année 25, ou garantie de la puissance linéaire conformément aux spécifications du fabricant].</p> <p>Garantie de l'onduleur : [5] ans.</p> <p>Garantie de la structure de support : [10] ans.</p> <p>La période de garantie contre les défauts sera de [2] ans à compter de l'émission du Certificat de réception provisoire. Au cours de cette période, l'Entrepreneur rectifiera tous les défauts et omissions à ses propres frais.</p> <p>La période sera prolongée d'une [1] année supplémentaire pour toute défaillance rectifiée au cours de la période initiale.</p>
Garantie de la performance	<p>Un Coefficient de performance garantie minimum de [81] % sera atteint à la réception provisoire. Le Coefficient de performance (CP) sera mesuré au compteur de production sur une période de [15] jours avant l'émission du Certificat de réception provisoire. La mesure du CP sera compensée par la température et l'ensoleillement mesurés en utilisant des pyranomètres thermiques standards secondaires. Un temps d'essai minimum de [x] % sera enregistré à un ensoleillement mesuré supérieur à [x]W/m².</p> <p>Un Coefficient de performance garantie minimum de [80] % sera atteint au cours de la Période de garantie de la performance. Des dommages-intérêts liquidés seront versés par l'Entrepreneur en cas de CP insuffisant, selon les formules convenues.</p>

(suite)

Termes principaux d'un contrat IAC (suite)															
Sujet	Nature de l'accord														
Calendrier de paiement	<p>Un calendrier des étapes sera défini dans le contrat. Le Propriétaire transférera un pourcentage du Prix contractuel à l'Entrepreneur au fil de l'achèvement des différentes étapes :</p> <p>Avance [10] %</p> <table border="0"> <tr> <td>Travaux de génie civil exécutés</td> <td>[10] %</td> </tr> <tr> <td>Système de fixation installé</td> <td>[10] %</td> </tr> <tr> <td>Modules et onduleurs livrés</td> <td>[40] %</td> </tr> <tr> <td>Onduleurs et modules installés</td> <td>[10] %</td> </tr> <tr> <td>Raccordement au réseau exécuté</td> <td>[5] %</td> </tr> <tr> <td>Réception mécanique</td> <td>[5] %</td> </tr> <tr> <td>Réception provisoire</td> <td>[10] %</td> </tr> </table>	Travaux de génie civil exécutés	[10] %	Système de fixation installé	[10] %	Modules et onduleurs livrés	[40] %	Onduleurs et modules installés	[10] %	Raccordement au réseau exécuté	[5] %	Réception mécanique	[5] %	Réception provisoire	[10] %
Travaux de génie civil exécutés	[10] %														
Système de fixation installé	[10] %														
Modules et onduleurs livrés	[40] %														
Onduleurs et modules installés	[10] %														
Raccordement au réseau exécuté	[5] %														
Réception mécanique	[5] %														
Réception provisoire	[10] %														
Garantie de bonne exécution	<p>À la signature du contrat, l'Entrepreneur fournira une garantie de bonne exécution (garantie bancaire) d'une valeur de [10] % du prix contractuel. L'objectif est de garantir les fonds du Propriétaire dans le cas où : a) des dommages-intérêts liquidés pour retard doivent être versés ; b) le Coefficient de performance garanti n'est pas atteint à la réception provisoire ; c) l'Entrepreneur n'a pas respecté ses obligations en vertu du contrat.</p> <p>La garantie de bonne exécution sera renvoyée à l'Entrepreneur à la signature du Certificat de réception provisoire.</p>														
Aval	<p>À la signature du Certificat de réception provisoire, l'Entrepreneur fournira un aval (garantie bancaire) d'une valeur de [5] % du prix contractuel.</p> <p>L'aval garantira les fonds du Propriétaire en cas de dommages-intérêts liquidés à verser ou si l'Entrepreneur ne respecte pas ses obligations au cours de la Période de garantie contre les défauts. L'aval sera retourné à l'Entrepreneur à la signature du Certificat de réception définitif.</p>														
Dommages-intérêts liquidés	<p>Dommages-intérêts liquidés pour retard : Des dommages-intérêts liquidés pour retard de [0,25] % du prix contractuel du contrat IAC seront versés pour chaque semaine de retard au-delà de la date d'exécution convenue, jusqu'à un seuil maximum de [10] %.</p> <p>Dommages-intérêts liquidés pour défaut de performance : Un ajustement du prix sera appliqué si l'Entrepreneur ne parvient pas à atteindre le Coefficient de performance garanti au cours des essais de réception et ne remédie pas à ces résultats insuffisants. Les dommages-intérêts liquidés seront fixés à [1,5] % du prix contractuel pour chaque [1] % de défaillance du CP sous le Coefficient de performance garanti. Le seuil applicable aux dommages-intérêts liquidés pour défaut de performance correspondra à [10] % du prix contractuel.</p>														
Seuil de pénalité maximum	<p>Le cumul des responsabilités maximum de l'Entrepreneur pour les dommages-intérêts liquidés pour retard et pour défaut de performance s'élèvera à [20] % du prix contractuel.</p>														
Assurance	<p>L'Entrepreneur souscrira aux polices d'assurance suivantes : a) assurance tous risques construction ; b) assurance transport maritime ; c) assurance responsabilité civile ; d) toutes autres assurances obligatoires conformément au droit en vigueur.</p>														
Résiliation	<p>Le Propriétaire sera autorisé à résilier le contrat si :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les dommages-intérêts liquidés pour défaut de performance dus par l'Entrepreneur excèdent le seuil maximum convenu. • Les dommages-intérêts liquidés pour retard dus par l'Entrepreneur du fait du retard de livraison de la centrale excèdent le seuil maximum convenu. • En cas de refus justifié d'émission des Certificats de réception provisoire ou définitif. 														

Termes principaux du Contrat d'E&M

Cette Annexe fournit un résumé des principales modalités devant faire l'objet de discussions entre l'Entrepreneur de l'Exploitation et maintenance (E&M) potentiel (l'« Entrepreneur ») et le propriétaire potentiel (le « Propriétaire ») d'une centrale électrique solaire photovoltaïque (PV) marchande au sol. Une fois tous les détails convenus, les juristes utiliseront généralement la fiche des modalités pour rédiger le contrat complet.



Termes principaux d'un contrat E&M

Sujet	Nature de l'accord
Nom du projet	
Capacité	
Propriétaire	
Entrepreneur	
Rémunération	Le Propriétaire versera à l'Entrepreneur une rémunération fixe de [x] par MWh de puissance installée pour chaque année d'exploitation. Cette rémunération sera augmentée à un taux annuel devant être convenu par chacune des parties.
Date de commencement	L'Entrepreneur exécutera les services à compter de la date d'émission du Certificat de prise en charge de la centrale conformément aux modalités du contrat d'IAC.
Étendue des services	<p>La réalisation de toute la maintenance préventive et corrective requise pour s'assurer que la centrale atteigne le niveau de disponibilité garanti et/ou le Coefficient de performance garanti au cours de chaque année d'exploitation de la durée du Contrat.</p> <p>L'Entrepreneur surveillera constamment la performance de la centrale au cours de la durée du Contrat afin d'identifier toute opération anormale et de mettre en œuvre les actions de maintenance appropriées.</p> <p>Maintenance préventive :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'examen régulier des composantes de la centrale solaire PV afin d'en évaluer la capacité opérationnelle et la performance au cours de la durée du contrat, et l'exécution des tâches destinées à éviter que des erreurs se produisent à l'avenir, la perturbation ou la réduction de la performance, notamment par le remplacement des pièces consommables, ou la maintenance des composantes individuelles de la centrale solaire PV. • Sans exception, assurer l'entretien de la centrale et de ses composantes conformément aux directives du fabricant (de sorte que les modalités de la garantie de tiers soient toujours valides), du manuel d'E&M et des exigences de l'opérateur du réseau. L'Entrepreneur communiquera celles-ci au Propriétaire conformément à un calendrier de maintenance préventive figurant sous forme d'annexe intégrée au Manuel d'E&M de la centrale. • La maintenance préventive sera coordonnée et programmée afin de minimiser l'impact sur l'exploitation et la performance de la centrale. <p>Maintenance corrective :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sera réalisée afin de garantir l'atteinte du Niveau de disponibilité garanti et/ou le Coefficient de performance garanti. • En cas de détection d'une panne ou défaut de fonctionnement affectant les opérations de la centrale, l'Entrepreneur entamera rapidement les actions de maintenance corrective requises afin de ramener la centrale à son état de fonctionnement dans des conditions de service normales, conformément aux délais de réponse convenus.
Surveillance	<p>L'Entrepreneur surveillera l'exploitation de la centrale entre [xx] heures et [xx] tous les jours, en s'assurant de sa disponibilité opérationnelle et de sa capacité de production. La surveillance sera effectuée à l'aide d'un logiciel de surveillance sur le site et des systèmes indiqués dans le Contrat IAC.</p> <p>L'Entrepreneur s'assurera que les messages de perturbation générés par la centrale sont reçus et analysés quotidiennement. L'Entrepreneur procédera notamment à la surveillance au niveau du [coffret de regroupement CC] au minimum. Les mesures permettant de remédier à un message de défaillance en cas de défaillances ne pouvant être rectifiées à distance seront entreprises en fonction du degré de gravité de la défaillance et des délais de réponse convenus.</p>
Comptes rendus	<p>L'Entrepreneur fournira au Propriétaire les rapports suivants, dont le contenu sera détaillé dans le contrat d'E&M :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rapport mensuel à remettre au Propriétaire au plus tard le 7 de chaque mois. • Rapport annuel à remettre au Propriétaire au plus tard 21 jours calendaires suivant la fin d'une année d'exploitation. • Rapports sur les perturbations importantes – si, au cours de la surveillance ou des essais, l'Entrepreneur identifie d'importantes perturbations, dommages ou défauts, l'Entrepreneur en informera immédiatement le Propriétaire, au plus tard dans les 24 heures suivant le moment auquel l'Entrepreneur prend connaissance du défaut, en détaillant le type de dommage, ainsi que le moment et la durée estimés de la réparation. <p>Les rapports relatifs à toute opération de maintenance majeure doivent être remis au Propriétaire dans les 7 jours suivant la fin de ladite opération. Le rapport sur la rectification des défauts ou interruptions de l'exploitation de la centrale sera remis dans les 7 jours.</p>

(suite)

Termes principaux d'un contrat E&M (suite)

Sujet	Nature de l'accord
Entretien des zones extérieures	L'Entrepreneur assurera l'entretien des zones extérieures et le contrôle de la végétation sur la centrale de sorte à ce que la performance de la centrale ne soit pas affectée par l'ombrage. L'entretien des zones extérieures sera réalisé d'une manière et à une fréquence respectant les obligations associées aux permis et au bail et conformément aux recommandations du fabricant.
Sécurité	L'Entrepreneur sera chargé d'assurer la sécurité et la surveillance de la centrale au cours de la durée du contrat. Ces services seront fournis 24 h/24, 365 jours/an.
Gestion des pièces de rechange	<p>Le Propriétaire mettra à la disposition de l'Entrepreneur un inventaire des pièces de rechange destinées à être utilisées dans l'exécution des Services (les pièces de rechange auront préalablement été fournies par l'Entrepreneur IAC).</p> <p>L'Entrepreneur est chargé de fournir tous les autres matériaux, équipements, outils et consommables nécessaires à l'exécution des Services.</p> <p>L'Entrepreneur s'assurera que toutes les Pièces de rechange sont étiquetées et enregistrées dans un journal au moment de leur réception ou de leur retrait du stock. L'Entrepreneur devra, à ses propres frais, remplacer les Pièces de rechange utilisées par de nouvelles pièces d'une qualité et d'une garantie, de même niveau ou de meilleur niveau.</p> <p>Toutes les pièces de rechange restent la propriété exclusive du Propriétaire et seront retournées au Propriétaire à la fin du Contrat.</p> <p>L'Entrepreneur conservera toutes les Pièces de rechange sur le site ou à une distance acceptable pour en permettre le transport rapide jusqu'au Site.</p>
Garantie de disponibilité	<p>L'Entrepreneur garantit que le niveau de Disponibilité de la Centrale sera d'au moins [99] % (Niveau de disponibilité garanti) au cours de chaque année d'exploitation de la Durée du contrat, à compter de la date de Commencement. La disponibilité de la centrale sera calculée au niveau de l'[onduleur] conformément à la méthodologie figurant dans le Contrat d'E&M.</p> <p>La Disponibilité mesurée de la centrale sera comparée au Niveau de disponibilité garanti. Si la Disponibilité mesurée de la centrale passe sous le Niveau de disponibilité garanti, des dommages-intérêts liquidés devront être versés au Propriétaire conformément au Contrat d'E&M.</p>
Garantie du coefficient de performance	<p>L'Entrepreneur garantit que le Coefficient de performance (CP) de la centrale sera au moins [x] % (Coefficient de performance garanti) pour chaque année d'exploitation de la Durée du contrat, à compter de la date de Commencement, en tenant compte d'un taux de dégradation annuel convenu.</p> <p>Aux fins du calcul du CP, la production énergétique de la centrale sera mesurée au compteur et l'ensoleillement du plan du panneau sera mesuré par au moins deux pyranomètres standards secondaires, tous deux conformément au contrat d'E&M.</p> <p>Le CP de la centrale mesuré sera comparé à la valeur du CP garanti. Si le CP mesuré de la centrale passe sous le Coefficient de performance garanti, des dommages-intérêts liquidés devront être versés au Propriétaire conformément au Contrat d'E&M.</p>
Dommages-intérêts liquidés	S'il est établi que la centrale fonctionne à un niveau inférieur au Niveau de disponibilité garanti et/ou au Coefficient de performance garanti au cours de la durée du contrat, l'Entrepreneur devra verser au Propriétaire des dommages-intérêts liquidés par le biais d'une indemnisation. Chacune des parties convient que les dommages-intérêts liquidés seront calculés à un niveau représentant une véritable estimation préliminaire des pertes pouvant être anticipées du fait de l'échec à respecter le niveau de disponibilité garanti et/ou le Coefficient de performance garanti.
Limite de responsabilité	La responsabilité de l'Entrepreneur en vertu du Contrat se limite au Prix contractuel.
Santé et sécurité	L'Entrepreneur sera chargé de la sécurité de tout le personnel de l'Entrepreneur et des Sous-traitants sur le Site. L'Entrepreneur sera chargé d'assurer la sécurité de toutes les activités de maintenance réalisées sur le Site.

Systèmes solaires PV de toiture

Les installations solaires de toiture constituent une part importante du déploiement de la technologie PV et devraient augmenter sensiblement à l'avenir.



A4.1 APERÇU DES SYSTÈMES SOLAIRES PV DE TOITURE

A4.1.1 INTRODUCTION

Les systèmes solaires PV de toiture peuvent varier dans une large mesure par leur taille, allant de systèmes à petite échelle sur les maisons à des installations de multi-mégawatt sur des bâtiments non-domestiques tels que des entrepôts commerciaux, des usines ou des parcs de bureaux. La nature modulaire des modules solaires PV la rend parfaitement adaptée à une utilisation sur les toitures. Pour un promoteur, les avantages des systèmes PV sur toiture peuvent inclure la réduction du coût associés aux terrains, la possibilité de compenser l'électricité consommée sur place et un moindre coût de raccordement en raison de la proximité à un point de raccordement.

Du point de vue de l'intérêt public, la technologie de l'énergie solaire PV de toiture est une source de production distribuée qui est par nature située à proximité de la source de la demande de charge. Elle réduit également la pression sur l'utilisation de la surface au sol, rare, surtout en milieu urbain. À ces avantages sont associés des défis supplémentaires au niveau de la conception, la construction et l'exploitation. Ces complexités supplémentaires sont étudiées dans les sections suivantes.

Bien que ce guide fasse mention des aspects relatifs aux systèmes résidentiels à petite échelle, l'accent est mis sur les systèmes de plus grande envergure sur les toits de structures non domestiques. L'accent de ce guide porte sur le secteur raccordé au réseau et ne traite donc pas des défis supplémentaires associés aux systèmes hors réseau, pour lesquels des systèmes de stockage par batterie ou autres systèmes de stockage d'énergie sont nécessaires.

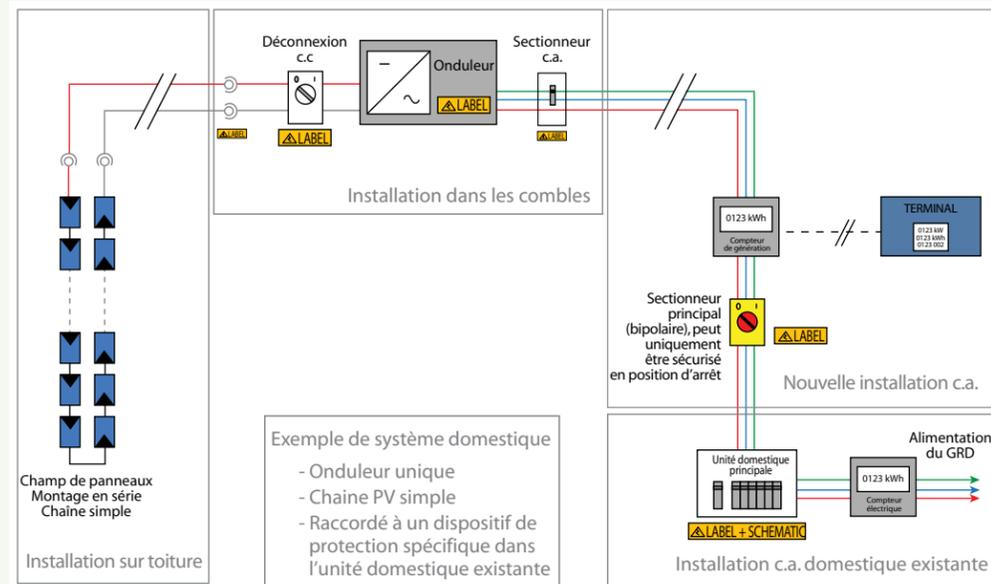
A4.1.2 DIMENSION DES SYSTÈMES

A4.1.2.1 Les petits systèmes résidentiels

Un petit système résidentiel (associé à une petite production) pourrait consister en une chaîne unique de modules PV raccordés à un unique onduleur en chaîne tel qu'illustré à la Figure 33. Le raccordement au réseau pour un système résidentiel peut souvent utiliser l'infrastructure existante (par exemple le boîtier électrique existant) présente dans le bâtiment.

Un certain nombre de considérations conceptuelles sont communes à toutes les applications solaires PV de toiture. Cependant, certains aspects sont simplifiés pour les petites

Figure 33 : Schéma d'un système PV de petite échelle



installations de toiture. Par exemple, la conception électrique des petits systèmes est moins complexe que celle des grands systèmes, les petits systèmes pouvant souvent être reliés en monophasé à basse tension (LV). Cela signifie que la nécessité d'une certaine complexité conceptuelle au niveau du transformateur et des appareils de connexion est réduite, voire évitée.

La structure du projet peut être simple, car les systèmes résidentiels à petite échelle sont souvent financés par les propriétaires d'immeubles qui souhaitent compenser leur consommation d'électricité ou exporter de l'électricité dans le réseau afin de bénéficier de mesures incitatives, les programmes de TR. Dans certains marchés, des contrats de location avec participation de tiers ou des structures de prêts offerts par des entreprises fournissant des systèmes solaires ou des banques aident les propriétaires résidentiels à surmonter le coût initial élevé d'un système.

Dans un certain nombre de marchés mondiaux, la conception et l'installation de systèmes résidentiels peuvent malheureusement attirer des entrepreneurs inexpérimentés, il y a donc eu des cas d'installations mal conçues, inefficaces ou dangereuses. Il est important que les systèmes résidentiels soient conçus selon les normes locales et internationales (comme la CEI 62548: 2013-Exigences de conception pour les groupes photovoltaïques (PV) et soient installés par des professionnels expérimentés. Dans un certain nombre de

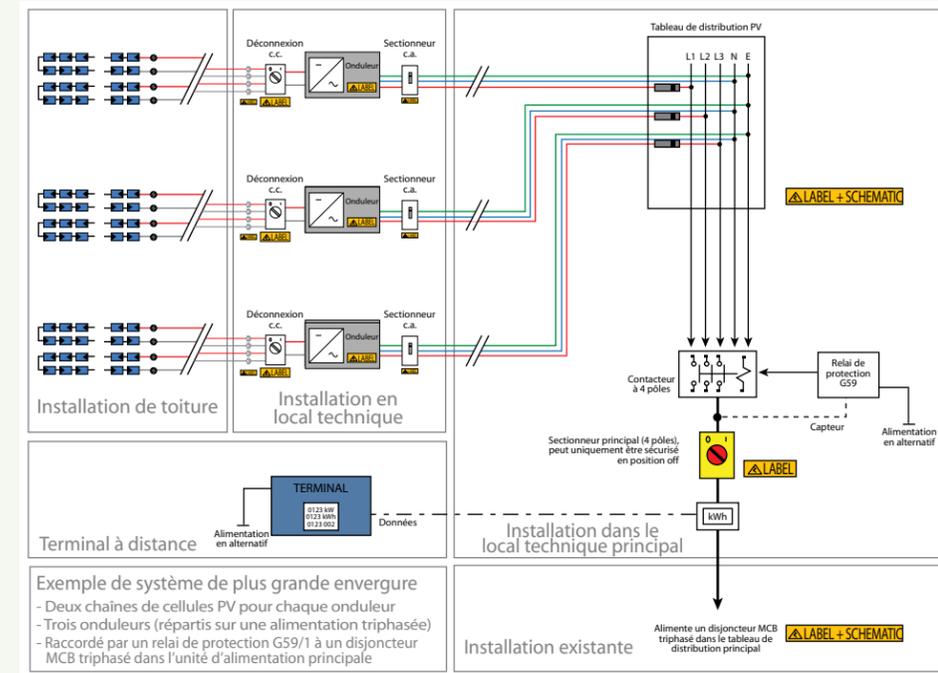
marchés, les incitations exigent qu'un entrepreneur soit certifié, ce qui contribue à promouvoir la qualité et la sécurité de la conception et de l'installation PV.

A4.1.2.2 Systèmes non domestiques de moyenne et grande échelle

Les systèmes PV de toiture non domestiques peuvent varier de par leur échelle, et peuvent aller de quelques dizaines de kW à de plusieurs mégawatts. Un système non domestique de moyenne à grande échelle intègre généralement plusieurs chaînes de modules PV, combinés en de nombreux onduleurs en chaîne, comme illustré dans la Figure 34.

Si les systèmes PV au sol de grande envergure peuvent utiliser des systèmes d'onduleurs centraux, cela n'est pas courant pour les panneaux de toiture. Les onduleurs en chaîne sont plutôt favorisés afin de minimiser les longueurs de câbles CC entre la toiture et l'onduleur, et ainsi minimiser les pertes de câble CC. En comparaison avec un petit système résidentiel, le raccordement au réseau pour un système non-domestique est susceptible de nécessiter des infrastructures supplémentaires, comme des boîtes de triage, un ou plusieurs transformateurs et une protection électrique plus importante. Le processus de raccordement au réseau est susceptible d'être plus long et détaillé. Les progrès récents dans la technologie des onduleurs ont introduit la possibilité d'utiliser la technologie micro-

Figure 34 : Schéma d'un système PV de toiture non-domestique



onduleurs, qui permet de transformer le courant continu en courant alternatif au niveau du module, et d'éviter ainsi la nécessité d'onduleurs centraux. Les autres avantages sont les commandes au niveau du module qui permettent d'apporter instantanément des ajustements à une chaîne si un module était affecté par des débris ou d'autres facteurs de réduction de la performance.

A4.1.3 TYPES DE SYSTÈMES

Les systèmes solaires PV de toiture se divisent généralement en deux catégories : le PV appliqué aux bâtiments (PVAB) et le PV intégré aux bâtiments PV (PVIB). La figure 35 illustre la différence entre un système PVAB et PVIB.

Le PVAB s'applique pour un bâtiment existant, et le PVIB peut être utilisé dans de nouveaux bâtiments intégrant un système d'énergie solaire PV dans le cadre de sa conception.

Les systèmes PVIB peuvent faire usage d'un certain nombre de types de modules PV souples et d'options de montage, y compris :

- Toiture PV flexible.
- Le PV utilisé pour créer la façade d'un bâtiment.

- Le PV utilisé pour créer des auvents pour les bâtiments (donc bénéficiant également la conception solaire passive).
- Des lanterneaux en verre/verre PV intégrés.
- Tuiles ou ardoises PV, qui peuvent être utilisés comme matériaux de couverture de substitution.

Les espaces de stationnement /espaces de stationnement recouverts de panneau PV sont un moyen populaire d'intégrer des panneaux PV dans une structure fonctionnelle et peuvent être utilisés en combinaison avec des stations de chargement des voitures électriques, bien que ce cas ne soit pas couvert en détail ici.

Le PVIB peut être un bon moyen d'obtenir les résultats esthétiques désirés sur les façades de bâtiments. Certains modules PV disponibles à la vente dans le commerce permettent même des cellules PV de couleurs personnalisées (comme le violet, jaune ou vert). Cependant, les applications PVIB sont plus coûteuses que le PV appliqué et se traduisent par un rendement énergétique sacrifié en raison d'une efficacité réduite du module ou d'une inclinaison/orientation compromise. Le PVAB est plus simple et plus facile à installer que le PVIB. Un plus grand nombre d'espaces de bâtiment sont

Figure 35 : Systèmes PVAB (à gauche) et PVIB (à droite)



Source: SMA Solar Technology AG

disponibles pour un potentiel de PVAB, car le PVIB est principalement applicable aux bâtiments neufs. C'est pourquoi la plupart des systèmes installés dans le monde sont des systèmes PVIB.

A4.2 RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE

Un certain nombre de considérations s'appliquent au rendement énergétique des systèmes solaires PV de toiture. Ceux-ci incluent :

- Les inclinaisons et l'orientation (azimut) non optimales (azimut).⁷⁸
- Le potentiel d'augmentation des pertes de température du module.
- Une plus grande complexité près des éléments d'ombrage.
- Potentiel d'accumulation de couverture neigeuse/fientes d'oiseaux/poussière.

La possibilité qu'une installation de toiture soit plus difficile d'accès qu'une centrale au sol doit être prise en considération dans la prédiction du rendement énergétique par rapport au nettoyage (pertes provoquées par les salissures) et la disponibilité de l'installation (temps de maintenance pour les réparations). La sécurité du personnel lors de l'accès au toit devrait également être prise en considération.

⁷⁸ L'azimut est la position du soleil par rapport au nord, au sud, à l'est et à l'ouest. Les définitions peuvent varier, mais 0° représente le sud géographique, -90° représente l'est, 180° représente au nord, et 90° représente l'ouest.

A4.2.1 INCLINAISON ET AZIMUT DU SYSTÈME

Les contraintes associées à la charge de vent et à la dimension du toit peuvent limiter l'angle d'inclinaison pouvant être utilisé. Les angles d'inclinaison sont donc souvent plus faibles pour les systèmes de toiture. Alors que certaines conceptions de systèmes peuvent viser des angles d'inclinaison plus élevés pour augmenter le rendement, une meilleure utilisation de l'espace de toit disponible est possible avec des angles d'inclinaison inférieurs. En effet, il est possible de réduire l'espacement entre les rangées de modules pour un angle d'inclinaison plus faible sans nuire à l'ombrage d'une rangée sur l'autre.

Pour les pays proches de l'équateur, comme l'Indonésie, un angle d'inclinaison faible coïncide avec le rendement énergétique annuel optimal.⁷⁹ Cependant, avec l'augmentation de la distance de l'équateur, des angles d'inclinaison faibles peuvent réduire le rendement spécifique global du système.

Les toits eux-mêmes sont souvent orientés selon un azimut et des angles d'inclinaison non optimum. La réduction de l'irradiation annuelle totale peut être calculée site par site..

A4.2.1.1 Pertes de température du module

Par rapport à un système au sol, l'intégration d'un système d'énergie solaire PV sur une toiture peut augmenter la

⁷⁹ Des angles d'inclinaison inférieurs à 10° ne sont pas recommandés, le ruissellement de l'eau de pluie ayant un effet de nettoyage moins efficace conduisant à une augmentation des pertes provoquées par les salissures.

température des modules PV, en raison d'une réduction du refroidissement par le vent et de l'absorption de la chaleur émise par la toiture et autres surfaces de construction. L'éventail des corrections des pertes de température sur les centrales solaires PV pourrait aller d'une perte de 14 pour cent à un gain de 2 pour cent, en fonction du climat, il s'agit donc d'une considération importante. Le rendement du module PV diminue à mesure que la température augmente. Cet effet est plus prononcé avec le silicium cristallin par rapport aux technologies à couches minces. Un coefficient de température classique des modules de silicium est de l'ordre de -0,43 pour cent de perte d'énergie par degré Celsius au-dessus de la température du module 25 ° C. La figure 36 montre la relation entre l'efficacité du module aux conditions normales d'essai (STC)⁸⁰ et la température d'un module en silicium polycristallin standard.

Pour s'assurer que les systèmes de toiture n'atteignent pas des températures excessives, l'espacement convenable entre les modules PV de toiture doit être pris en compte dans les spécifications de conception afin de permettre la ventilation.

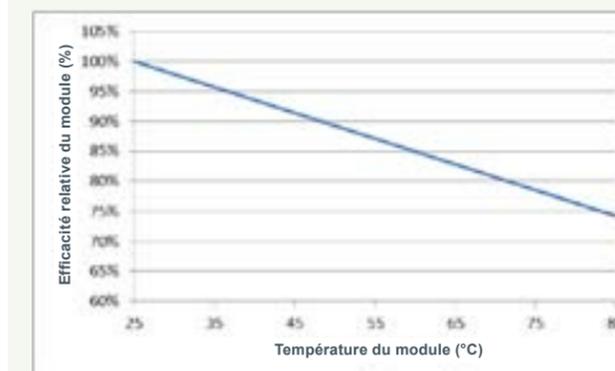
A4.2.1.2 Pertes associées aux ombres portées par des objets proches

Les pertes associées aux ombres portées par des objets proches peuvent être importantes pour les systèmes PV de toiture en raison de la position des bâtiments, des cheminées, des bouches d'aération, des arbres, des combles, des lignes aériennes et autres objets d'ombrage potentiel attenants. Un tel ombrage doit être évité. Si l'ombrage est inévitable, l'utilisation d'onduleurs en chaîne plutôt que d'onduleurs centraux permet de minimiser l'impact de la perte générée par l'ombrage sur la performance globale du système.

Il est important de modéliser précisément l'ombrage avant la construction, en intégrant tous les objets sources d'ombrage de sorte que le rendement énergétique prévu et le rendement financier puissent être évalués avec précision. Les promoteurs doivent effectuer des inspections du toit afin de déterminer les obstacles actuels et recueillir des informations sur les éventuels immeubles de grande hauteur qu'il pourrait être prévu de construire à proximité. En cas d'informations négatives, ces sites doivent se voir accorder une priorité faible pour le développement.

⁸⁰ Conditions normales d'essai : 1 000 W/m², masse d'air 1,5, température du module 25 °C.

Figure 36 : Réduction de l'efficacité des modules selon le coefficient de température moyen



A4.2.1.3 Pertes provoquées par la neige

Pour les prévisions du rendement énergétique solaire PV dans les régions qui connaissent des chutes de neige, il convient de prendre en considération l'effet de la neige sur la performance du système. Pour un système solaire PV de toiture, des objets propres aux toitures tels que les gouttières, événements ou combles adjacents peuvent piéger la neige, qui s'y accumule. En raison du câblage interne des modules solaires PV classiques, il peut être avantageux d'installer les modules dans un profil aménagé lorsque de la neige peut s'accumuler le long du bord inférieur du panneau. Cela permet aux diodes de dérivation de rester efficaces et ainsi de réduire les pertes.

A4.3 CONCEPTION DE L'INSTALLATION

Il existe des risques de conception élevés pour les systèmes PV de toiture en raison de leur impact potentiel sur l'intégrité des toits, le personnel ou le contenu d'un bâtiment. La conception de la centrale doit être conforme aux normes locales et internationales (telles que la norme CEI 62548: 2013, et le Code international du bâtiment). Les sections suivantes s'intéressent aux aspects relatifs à la conception de la centrale particulièrement pertinents pour les systèmes de toiture. Les conceptions électriques doivent tenir compte de la bonne disposition des câbles, de la protection contre la foudre et de la sélection de l'onduleur. Les plans de génie civil doivent sécuriser le système de toiture en toute sécurité et efficacité, tout en tenant compte des exigences de maintenance du générateur PV et de la toiture. L'imperméabilisation est une considération importante de l'installation. Il est important d'éviter les impacts négatifs pour la longévité du toit, ceci qui peut

à son tour avoir des effets négatifs sur les garanties de couverture et de l'assurance. Ce point est discuté dans la sous-section 3.2 de la présente Annexe.

A4.3.1 CONCEPTION ÉLECTRIQUE

Nombre des évaluations de la conception électrique requis pour les systèmes au sol, comme les niveaux de dimensionnement du courant et de la tension et les niveaux de protection de l'isolation, sont applicables aux systèmes de toiture. Cependant, des questions supplémentaires devraient être prises en compte au cours de la phase de conception électrique.

Il est plus difficile de minimiser les chemins de câbles pour les systèmes de toiture à grande échelle, ce qui peut conduire à des pertes de câbles légèrement plus élevées en raison de longueurs de câble ou de l'augmentation du coût des câbles, plus épais. Le positionnement des câbles doit être effectué avec soin à l'aide de colliers de serrage appropriés pour maintenir les câbles en place. Des câbles mal fixés constituent un danger et peuvent souffrir de dommages dans des conditions venteuses. Les câbles peuvent également atteindre des températures plus élevées dans les systèmes de toiture en raison d'une ventilation moindre, ce qui augmente la résistance et, par conséquent, les pertes du câble. Il est recommandé que les câbles respectent ou dépassent les exigences suivantes définies dans la norme CEI 61730-1 :

- Taille : minimum 4 mm² (12 AWG) pour les modules connectés en série.
- Cote de température de -40° C à + 90° C.
- Type PV-wire, USE-2 ou équivalent.

La bonne spécification des fusibles est également très importante pour les systèmes de toiture, tout défaut de dimensionnement d'un fusible pouvant entraîner un risque d'incendie important.

Une protection contre la foudre peut être nécessaire pour les endroits à haut risque d'orages ; les normes CEI 62305 et UL2703 forment la base des exigences de mise à la terre. Les bâtiments peuvent déjà être équipés d'un système de protection contre la foudre, auquel cas l'installation PV devra être intégrée à ce système. Cela peut nécessiter une liaison, la mise en place d'une bande de terre et de parasurtenseurs, sous réserve de la disposition de l'installation.

Comme pour les systèmes au sol, un système de mise à la masse doit être appliqué à un système PV de toiture pour assurer la sécurité et permettre le bon fonctionnement du système. Comme il n'y a pas de connexion directe à la terre par les pieux de fondation, un système de mise à la terre des structures de montage doit être envisagé. Toutes les exigences de mise à la terre de l'installation PV devront être intégrées aux exigences de mise à la terre du bâtiment. La conception des systèmes de mise à la terre doit éviter de rompre l'enveloppe du bâtiment et d'endommager le système d'étanchéité ou l'installation électrique du bâtiment.

Pour les conceptions de systèmes intégrant plusieurs inclinaisons et orientations, il convient de veiller à ce que, dans la conception de l'onduleur, seuls des sous-générateurs orientés à l'identique sont attribués à un seul point de conversion de maximale de l'énergier⁸¹ (ce qui implique généralement l'utilisation d'un seul onduleur en chaîne). Chaque inclinaison et orientation du panneau PV aura ses propres caractéristiques de sortie et doit donc être « suivi » séparément pour maximiser le rendement

Un contrôle de la puissance réactive peut être requis par un opérateur de réseau, avec des facteurs de puissance inductifs à capacitifs à des niveaux en dessous de l'unité. La plupart des onduleurs PV ont la capacité de fournir un soutien à la puissance réactive. Si la puissance réactive est intégrée à la conception du système, alors il est important que le dimensionnement des composants électriques et onduleurs soit effectué de manière appropriée (cotes requises généralement plus élevées pour tous les équipements auxiliaires et onduleurs).

Il convient de prendre en considération les autres ouvrages du bâtiment qui pourraient interagir avec l'installation d'un système PV. Il se peut que les câbles circulant à l'intérieur des bâtiments doivent être installés dans des conduits robustes afin d'assurer la protection mécanique, et marqués comme « solaire » afin d'éviter toute confusion avec d'autres câbles.

Une demande de raccordement au réseau est généralement requise pour le système, même si toute l'énergie générée par l'installation est consommée par le bâtiment lui-même. En particulier, les gestionnaires de réseaux utilisent souvent une demande de raccordement au réseau pour s'assurer que les autres mécanismes anti-îlotage et autres

⁸¹ Un point de conversion optimale de l'énergie est une composante d'un onduleur PV (certains onduleurs de plus grande ampleur peuvent en avoir plus d'un) faisant varier le courant et la tension du panneau PV pour atteindre le point de conversion optimale de l'énergie.

systèmes de sécurité sont appropriés. Les demandes de raccordement au réseau doivent être faites bien avant la date d'installation et veiller à ce que la capacité maximale d'exportation soit supérieure ou égale à la puissance installée proposée de la centrale

A4.3.2 CONCEPTION DES OUVRAGES DE GÉNIE CIVIL

La conception des ouvrages de génie civil d'un système de toiture doit soigneusement examiner un concept de support approprié permettant de fixer les panneaux PV, de minimiser les effets négatifs sur l'imperméabilisation de la toiture, et de résister au soulèvement. En outre, une évaluation minutieuse de la charge ajoutée au toit doit être effectuée.

Au niveau mondial, un certain nombre de systèmes ont échoué en raison de la mauvaise conception et dimensionnement de la structure de support sur les systèmes de toiture. Ces échecs ont tendance à être de grande envergure car les systèmes au sol présentent un risque de danger important pour l'homme.

Il existe trois grandes options pour les fondations nécessaires à la sécurisation d'un système PV sur un toit :

- Fixation à la structure.
- Lestage.
- Combinaison de lestage et de fixation à la structure.

A4.3.2.1 Fondations fixes

Une fondation avec fixation à la structure se compose normalement de pénétrations dans la surface du toit et de connexions au cadre du module.

Les fondations fixes sont intéressantes car elles réduisent la charge morte de la structure et présentent souvent plus de souplesse que les autres solutions. Le principal inconvénient d'un système fixe est que les pénétrations dans la surface d'un toit peuvent interférer avec des matériaux d'étanchéité et provoquer des fuites. Ce problème est moins important pour les toits inclinés, mais la conception de systèmes fixes sur des toits plats, particulièrement intéressante pour une utilisation de l'énergie solaire PV à échelle commerciale, nécessitera des soins particuliers. Les garanties existantes de la toiture doivent également être vérifiées car ces garanties pourraient être invalidées du fait des perforations effectuées. Des dommages provoqués par l'eau pénétrant dans le bâtiment par un toit percé peuvent conduire à la présence de pourriture dans les bâtiments dotés de fondations en bois et à la perte de l'intégrité de la structure.

Plusieurs approches de fixation différentes sont disponibles en fonction du type de toit. Il s'agit par exemple d'entretoises soudées ou vissées en place, de bordures intégrées à la toiture ou de grilles en acier suspendues au-dessus de la surface du toit. Dans le cas de tuiles en céramique ou en ardoise, il n'est pas jugé approprié de percer la tuile dans une perspective d'étanchéité à l'eau, et par conséquent, des clips ou des crochets sur mesure peuvent constituer une solution. Il convient de veiller à ce que les fixations soient faites d'éléments structurels conçus pour accueillir un poids supplémentaire.

A4.3.2.2 Fondations lestées

Une fondation lestée maintient les systèmes solaires PV en place grâce à des matériaux lourds tels que des dalles de béton. Cette approche est relativement simple, mais les besoins en capacité de charge de toit doivent être pris en considération en raison du poids supplémentaire du lestage. En conséquence, l'angle d'inclinaison du système est normalement limité à 20° en raison d'un angle d'inclinaison plus élevé qui augmente la charge de vent et donc le poids du lestage nécessaire.

Les distributions de la pression du vent varient en fonction de positionnement sur la structure du générateur PV. Les panneaux d'angle et de périmètre tendent à être les plus chargés et exigent beaucoup plus de lest que les panneaux intérieurs. Un procédé permettant d'en réduire l'effet consiste à interconnecter les structures de support de sorte à mieux répartir le lestage sur le toit. Le système de fondation doit être conçu de manière adéquate pour être suffisamment rigide pour étaler de telles forces.

Le système de lestage repose sur la friction entre la surface du toit et les panneaux, afin de l'empêcher de glisser. Le niveau de friction peut avoir un impact significatif sur la quantité de lest nécessaire. Il est possible de tester le potentiel de friction d'un toit à l'aide d'outils spécialement conçus et d'optimiser ainsi la conception du lestage.

A4.3.2.3 Évaluation du chargement

Un ingénieur qualifié doit effectuer le calcul des charges de la structure ; ceci doit être fait pour chaque système PV de toiture. L'intégrité de la structure de l'espace de toiture existant doit être évaluée au moyen de l'examen des dessins de conception et d'une inspection visuelle. L'inspection visuelle peut révéler des dommages ou la dégradation des éléments structurels existants.

Les calculs de l'évaluation de la charge devraient prendre les points suivants en considération :

- Évaluation des charges agissant sur le panneau PV et le toit, y compris le vent, la neige et les charges sismiques. La présence du panneau entraînera une charge de vent verticale supplémentaire sur le toit.
- L'évaluation de la structure du toit afin de déterminer sa capacité de charge inutilisée.
- La comparaison de la capacité de la structure du toit avec les nouvelles charges et les charges existantes appliquées.

L'évaluation des charges peut révéler que la structure du toit ne peut accueillir le poids supplémentaire du système d'énergie solaire PV. Dans ce cas, des renforts structurels devraient être incorporés à la conception du système.

Le système solaire PV ne doit pas permettre l'accumulation d'eau en certaines zones du toit car cela provoquerait une charge supplémentaire. L'eau doit être rapidement distribuée dans le système de drainage général du bâtiment.

La charge de vent peut provoquer le glissement, l'élévation, et des charges descendantes sur le générateur PV et la structure du toit. L'ampleur de la charge tend à dépendre d'un certain nombre de facteurs spécifiques au site, tels que la distance à la mer, le caractère du terrain environnant et le positionnement des panneaux sur le toit. Un système solaire PV de toiture peut être divisé en trois zones pour des considérations de charge de vent :

1. Zone intérieure.
2. Zone périphérique.
3. Zone angulaire.

Les zones angulaires sont celles qui rencontrent les plus fortes charges de vent, tandis que les zones intérieures sont celles qui rencontrent les plus faibles charges de vent.

En général, il existe des normes nationales ou internationales, telles que le Code international des bâtiments, qui peuvent être utilisées comme base pour le calcul structurel des charges sur les bâtiments. Il s'agit par exemple des Eurocodes en Europe et des codes ASCE aux États-Unis.

Les guides et codes de conception existants peuvent être utilisés pour estimer ces forces, mais comme la charge de vent agissant sur le panneau est spécifique aux panneaux et au système de fixation utilisés, les charges obtenues par ces codes ont tendance à être très simplifiées. Si une optimisation est nécessaire, comme cela est souvent le cas pour les systèmes lestés où le poids du lestage doit

être conservé au minimum, alors des essais en soufflerie tendent à être réalisés et utilisés avec les codes conceptuels des pays pertinents. Un certain nombre de fournisseurs de fondation solaires PV ont déjà entrepris des essais en soufflerie sur leurs produits. Un ingénieur qualifié peut appliquer leurs résultats aux conditions spécifiques du site.

A4.3.2.4 Surveillance et sécurité

Comme dans le cas des grands systèmes au sol, un système de surveillance complet est nécessaire sur les systèmes de toiture. Les systèmes sur bâtiments étant situés à proximité de l'utilisateur final, il existe une opportunité d'éducation et de marketing. Un affichage en temps réel à l'intérieur du bâtiment, qui informe les utilisateurs du bâtiment de la quantité d'électricité produite et d'autres caractéristiques environnementales, peuvent être un bon moyen de promouvoir les compétences écologiques d'une organisation. Les pannes et les temps d'arrêt peuvent également être surveillés sans avoir à inspecter le système de toiture. Des systèmes de suivi à distance existent également, qui permettent à un promoteur disposant de nombreuses installations de toiture de surveiller la production à partir de différents lieux.

En général, la sécurité du système contre le vol des modules et onduleurs est meilleure grâce à la présence de combles, généralement inaccessibles au public. Quand les toits sont accessibles depuis d'autres toits, des mesures de sécurité supplémentaires peuvent être envisagées, telles que des verrous de sécurité.

A4.4 PERMIS, LICENCES ET ACCORDS

Les exigences de planification relatives aux systèmes solaires PV de toiture à grande échelle diffèrent de celles des systèmes au sol. Pour les petits systèmes, souvent, très peu de permis sont requis, hormis peut être le fait que le bâtiment doit être de type résidentiel. Le processus d'approbation est généralement moins onéreux étant donné que le solaire PV n'a aucun impact sur le sol, et donc moins d'impact sur la faune ou la flore. Un système de PVAB peut avoir peu ou pas d'impact visuel. Les impacts associés aux activités de construction et à l'accès au site doivent cependant être évalués, et certaines études environnementales peuvent être nécessaires en fonction de la localisation et des exigences de l'autorité délivrant son consentement. Il peut exister des restrictions au développement dans les quartiers historiques du fait de l'obligation de préserver l'harmonie esthétique, qui devraient être étudiées avant tout développement du projet. De même, les installateurs doivent noter l'impact de l'éblouissement des modules PV sur les entreprises ou des résidences voisines.

Les permis de construire sont susceptibles d'évaluer les plans structurels ainsi que, éventuellement, la conception de la rénovation du toit si un renforcement structurel est nécessaire pour supporter le poids supplémentaire de l'installation PV.

La facilité avec laquelle les consentements peuvent être obtenus variera d'un pays à l'autre et dépendra de la complexité de l'installation projetée. Les objectifs d'énergie renouvelable du gouvernement central peuvent être reproduits jusqu'au niveau local et affecter positivement le processus d'approbation.

A4.5 CONSTRUCTION

Les modules PV sont sous tension dès qu'ils sont exposés à la lumière du jour, et en tant que tels, représentent un danger pour les installateurs. En raison du positionnement de l'installation, une attention particulière devrait être accordée à s'assurer que le personnel accédant au toit pour l'entretenir et y réaliser d'autres activités ne sont pas exposés à des risques d'électrocution. La conception du système devrait limiter les tensions de circuit ouvert et veiller à ce que les pièces sous tension sont convenablement isolées en cas de contact.

Il existe une complexité supplémentaire en raison de la taille et du poids inhabituels des modules lors du travail en hauteur. Par conséquent, une attention particulière doit être accordée lors de l'installation et de la maintenance d'un système d'énergie solaire PV de toiture car les travailleurs pourraient ne pas disposer de l'expérience nécessaire pour travailler en hauteur.

Lors de l'évaluation des risques associés aux travaux en hauteur et de l'élaboration de mesures de contrôle, la hiérarchie suivante doit être respectée :

1. **Éviter:** : le travail en hauteur, sauf s'il est essentiel.
2. **Utiliser les plates-formes existantes :** si une plate-forme existante est construite à cet effet, alors elle doit être utilisée.
3. **Prévenir:** les chutes, en utilisant un équipement de travail qui protège toutes les personnes à risque (par exemple, l'équipement d'accès avec des glissières de sécurité, l'utilisation de plates-formes de travail mobiles élévatrices, l'utilisation d'échafaudages).
4. **Prévenir:** les chutes grâce à un équipement qui protège l'individu (par exemple, harnais avec une protection antichute).

5. **Atténuer:** minimiser la distance ou la conséquence d'une chute en utilisant un équipement de protection personnelle, un dispositif antichute, des filets ou des systèmes de réception en douceur.

Une formation, un enseignement et une supervision doivent être fournis à la population active à chaque étape de la hiérarchie

A4.6 MISE EN SERVICE

Les exigences de mise en service des systèmes PV de toiture sont similaires aux systèmes au sol. Des normes telles que la norme CEI 62446 doivent être utilisées à titre indicatif. Les exigences nationales spécifiques varient selon les pays et les opérateurs de réseaux.

A4.7 EXPLOITATION ET MAINTENANCE

Les systèmes solaires PV de toiture, comme les systèmes PV fixes au sol, exigent peu d'entretien par nature ; ils n'ont pas de pièces mobiles et les modules PV ont une durée de vie de plus de 25 ans. Tous les systèmes PV solaires nécessitent peu d'entretien, consistant en un contrôle régulier des câbles et des composants, le remplacement des modules et des onduleurs défectueux et, dans certains cas, le nettoyage du module.

Un manuel d'E&M détaillé d'installation PV de toiture doit définir la procédure d'exécution des activités de maintenance en hauteur de manière sécurisée. Des considérations opérationnelles existent quant à la toiture. Un problème comme une fuite dans le toit peut être aggravé par la difficulté entraînée par l'intégrité du toit d'un système d'énergie solaire PV en place. Par conséquent, le plan d'exploitation et de maintenance, ainsi que le contrat de location, doivent définir les responsabilités et les procédures relatives à l'entretien de l'espace de toiture et du système PV.

A4.8 ECONOMIE ET STRUCTURE DU PROJET

L'installation de systèmes PV de toiture permet une alimentation directe dans une charge située à proximité (souvent le bâtiment sur lequel le système est lui-même monté) ou l'alimentation du réseau. Ces deux options ont le potentiel de réduire les pertes de transmission et de distribution, utilisant ainsi efficacement l'électricité produite par le système PV de toiture. Du fait de la possibilité d'utiliser l'électricité achetée pour alimenter le bâtiment, le système a la possibilité de rivaliser avec les tarifs d'électricité résidentiels et commerciaux.

A4.8.1 COMPTAGE

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 :

1. **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 net est un système qui a été critiqué aux États-Unis car, même s'il constitue une incitation efficace à la production décentralisée, ce système ignore les avantages accessoires que le système de transmission et de distribution permet. Dans les pays où l'exploitant du réseau n'a pas la possibilité de facturer les bénéfices associés à la transmission, un système de comptage net pourrait ne pas être raisonnable d'un point de vue de politique publique.

2. **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).

FA4.8.2 TARIFS DE RACHAT (TR)

Dans certains marchés, les gouvernements offrent des programmes de TR qui offrent un prix avantageux pour la production solaire. Souvent, les programmes de TR offrent un tarif plus intéressant pour les systèmes de toiture que

pour les systèmes au sol, reconnaissant la complexité supplémentaire ainsi que les coûts opérationnels associés à la conception et à l'installation des systèmes de toiture. Le TR est généralement réglementé par le gouvernement et appliqué par le service ou l'organe gouvernemental chargé de la distribution d'électricité.

A4.8.3 ACCORDS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

Il est possible de signer un AAE avec l'utilisateur du bâtiment, auquel cas le système est généralement conçu pour fournir une quantité inférieure ou égale à la charge du bâtiment. Une autre option est que le propriétaire du bâtiment soit le propriétaire du système et un AAE peut alors être conclu avec le fournisseur d'électricité ou le service de distribution d'électricité, qui ne limite pas la taille du système conceptuel à la charge du bâtiment.

A4.8.4 CONTRATS DE LOCATION

Si un tiers est propriétaire du système PV, un contrat de location doit être conclu avec le propriétaire du toit pour la durée du projet. La durée du projet est dictée par le dossier financier du projet et est généralement définie dans un Accord d'achat d'énergie (généralement 15-25 ans). Il est important que les conditions de location soient bien définies et qu'elles garantissent ce qui suit :

- Toutes les activités de construction peuvent être entreprises.
- L'accès au solaire est maintenu, c'est-à-dire que les activités qui apportent de l'ombre au générateur ne sont pas autorisées pendant la durée du projet.
- Un accès est accordé aux panneaux, onduleurs, à l'équipement de surveillance et à l'équipement auxiliaire électrique.
- Une définition claire est établie quant aux responsabilités et aux impacts sur la membrane de toiture et aux besoins d'entretien de la toiture.
- Une définition claire est formulée pour ce qui se passe une fois le contrat de location arrivé à expiration. Le système peut être mis hors service ou mis en vente pour le propriétaire du bâtiment.

Un recours à des conseillers juridiques et techniques peut être nécessaire pour s'assurer que la conception du système est conforme aux conditions du contrat de location. Les systèmes solaires PV de toiture sont généralement conçus pour une durée de vie de 25 à 30 ans. Le contrat de location doit donc tenir compte des exigences de construction au cours de cette période, y compris la

Encadré 17: Lessons Learned from a 1 MWp Rooftop PV Array, India

As the market penetration of larger rooftop solar PV installations increases, the issues and differences between rooftop PV systems and ground-mount systems become more apparent. The siting, physical integration, interconnection and installation of rooftop PV systems all typically require more detailed field work, analysis, and planning compared to ground-mount systems. Several of the issues may be categorised as follows:

- Siting to maximise generation.
- Roof loading and method of attachment.
- Interconnection.
- Construction requirements.
- Access and safety.

Experience with rooftop arrays in India has yielded solutions to many of these issues.

Siting to Maximize Generation

- Location is often a trade-off as the roofs are not oriented optimally to the solar resource and adjacent structures can shade the array for significant periods of the day. A detailed site visit and measurement of dimensions are required for input into a shading model for the yield analysis. Large periods of shading can significantly alter the economics by reducing yield. Shading models require effort and expertise, but can prevent underperforming installations. Beyond failing to meet profit goals, contractual obligations can come forth where the building owner may not be receiving the output that was warranted in the PPA. An instance was highlighted in a project where shading from a building structure shaded half the array for several months each year. While there was not an easy solution, the energy yield prediction could have identified this.

Roof Loading and Method of Attachment

- The building structure design must be reviewed to ascertain its ability to accept the additional dead weight loads and potential lifting loads of PV arrays during high winds. While there is typically a margin in the roof load capacity, one must consider the individual frames and various sheathing and membrane on which the array will rest. The choice to use a ballasted array versus a mechanically secured frame utilising penetrations avoided concerns of leakage and the need to seek approval for the attachment method from the architect and the roof membrane provider, thereby saving on cost and reducing risk.

Interconnection

- Building power and facility areas are often built with minimal future expansion in mind, and require codes for access and open space. When a PV system must run power conductors via conduit and establish correct disconnects, metering and entrance into the main power panel, the job is often more difficult and requires preplanning and design. While one project had wall space for the correct PV system disconnects, there was no available space on the main panel and a larger panel had to be incorporated.

Construction Requirements

- Rooftop installations require clear and practiced planning for items such as:
 - Any required roof penetrations as the underlying substrate must be known.
 - Conduit runs to the power room and potential to interrupt fire blocks by the conduit installation, and assessing the run to not damage other conduits/services.
 - An outage may be required in the building, and interrupt services.
 - Precautions to protect the roof membrane and related structures.
 - Access for cranes or material lift equipment, including a material storage plan during installation.
- Roof space was tight on one project and this made construction in a small area more difficult. Because the crane was only available for a short period of time, all of the modules were delivered onto the roof space at once. This became problematic as it left very limited room for assembly activities. While there may not have been an alternative, further planning would have been beneficial.

Safety

- Safety is paramount because working at height, working with live modules, and working with high voltages present multiple hazards.
- As with the installation planning, safety is an integral part of any job and the various hazards must be inventoried, reviewed, and discussed with all personal.
- With multiple workers on the roof, various staff were working concurrently on the DC array string wiring. This led to uncontrolled voltage and current rises. Working practices had to be changed to reduce the electric shock risk.

réfection des toitures et l'entretien. Il convient de noter que certaines garanties de modules sont annulées si un système PV est déplacé, tout plan visant à déplacer des modules doit donc être discuté avec le fabricant afin de s'assurer que les conditions de garantie sont remplies

A4.8.5 CONTRATS DE LOCATION ET PRÊTS À DES TIERS

Pour les systèmes résidentiels de plus petite envergure, des TR, des subventions en capital ou, simplement, des factures d'électricité inférieures peuvent constituer la justification économique d'un système. Sur les marchés mondiaux, en particulier aux États-Unis, les programmes de prêts ou de contrats de location à des tiers innovants sont de plus en plus fréquents. Ces programmes peuvent être offerts par les fournisseurs de systèmes solaires PV, des institutions financières ou des services publics comme moyen de surmonter l'obstacle du coût en capital pour les propriétaires qui installent des systèmes PV.

Aux États-Unis, les contrats de location à des tiers sont très fréquents. L'hôte ne paie pas l'électricité produite par l'installation solaire PV, mais s'acquitte du paiement du bail à un fournisseur de système PV. Il peut s'agir d'un paiement régulier, qui augmente chaque année, mais généralement à un taux inférieur à l'augmentation de l'électricité fournie par le réseau. Le propriétaire du système est responsable des coûts et des frais d'entretien et touche le paiement de la location et des incitations fiscales, réalisant des économies globales par rapport à sa situation en l'absence de système d'énergie solaire PV.

Le succès des contrats de location à des tiers est des plus grands lorsque l'hôte économise de l'argent par rapport à ce qu'il paierait s'il recevait une facture d'électricité normale, à savoir, dans les situations où la production de PV est à parité avec le réseau ou a été

portée à parité avec le réseau⁸² par le biais de mesures d'incitation gouvernementales en faveur des énergies renouvelables. Le système repose sur des hôtes devant être des preneurs solvables, et par conséquent, la vérification de la solvabilité est un prérequis prudent de la part du propriétaire lors de la sélection des hôtes appropriés

A4.9 CONCLUSIONS

Les systèmes solaires PV de toiture offrent une option de développement futur intéressante. Si l'utilisation d'un espace de toit présente un certain degré de complexité pour un projet, cela présente aussi des avantages techniques et commerciaux. Pour les promoteurs, les avantages commerciaux sont l'évitement des coûts de la location de terrains, la compensation de l'électricité consommée sur place à une valeur supérieure à la valeur d'exportation, et la possibilité de point de raccordement au réseau sur place.

Les délais liés à l'obtention de l'approbation et les coûts de projet peuvent être réduits en évitant l'impact sur le sol. Des possibilités de formation, de marketing et de création d'entreprise sont également introduites par la mise en place des énergies renouvelables au point d'utilisation, ainsi que la demande locale d'emplois.

Il est primordial que des professionnels qualifiés effectuent le travail de conception, en particulier en ce qui concerne les évaluations structurelles et le rendement énergétique. L'imperméabilisation est une considération conceptuelle et d'installation importante pour les systèmes de toiture. Il est important d'éviter les impacts négatifs sur la longévité du toit et sur les garanties et assurances existantes. Un certain nombre de structures de financement de projets et de systèmes de comptage sont disponibles pour appuyer un dossier d'installation solaire PV sur toiture.

⁸² La parité réseau existe lorsque le coût moyen actualisé de l'électricité est inférieur ou égal au prix du pouvoir d'achat dans le réseau électrique.