



BANCABILITÉ DE PROJETS SOLAIRES EN ALGÉRIE

GUIDE D'ÉTUDE



Commandé et publié par :

Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sièges sociaux :

Bonn et Eschborn, Allemagne

Project : Partenariats énergétiques bilatéraux dans les pays en développement et émergents

Contact : Partenariat Énergétique Algéro-Allemand

20 B rue Med Khoudi, El Biar, Alger, Algérie

Ryma Bouakaz / Frank Renken

E-mail : ryma.bouakaz@giz.de / frank.renken@giz.de

Tél. : +213 23 05 12 37/38

site : www.energypartnership-algeria.org / www.giz.de

Publication :

Octobre 2021

Mise en page par :

ATCT Agency

Conception :

Edelman GmbH, Berlin

Crédit photo :

Couverture © GIZ Algérie

Page9_Fouad Bestandji

Auteurs:

Máté HEISZ

Myriam FOURNIER KACIMI

Antoine POUSSARD

La GIZ est responsable du contenu de cette publication.

Pour le compte du

Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi)

BANCABILITÉ DE PROJETS SOLAIRES EN ALGÉRIE

GUIDE D'ÉTUDE

Table des matières

Executive Summary	6
1 Préambule – Rappel du contexte de la mission	8
1.1 Présentation de l'élaboration du guide d'étude de la bancabilité de projets solaires en Algérie	8
2 Introduction	10
2.1 Introduction au contexte Algérien	10
2.2 Acteurs clés des projets d'énergies renouvelables et de leur financement en Algérie	12
2.2.1 Secteur Énergétique	12
2.2.2 Aperçu du secteur Financier	15
3 Bancabilité des projets de centrales solaires raccordées au réseau	16
3.1.1 Définition de bancabilité d'un projet	16
3.1.2 Caractéristiques des projets solaires	16
3.1.3 Le financement bancaire des projets solaires	18
3.2 Introduction au cadre contractuel de financement de projets	18
3.2.1 Introduction au concept de SPV	18
3.2.2 Liste des principaux contrats et autorisations	19
3.3 Considérations générales sur la notion de risque et processus de Due Diligence	19
3.3.1 Processus de Due Diligence	19
3.3.2 Représentation simultanée de l'environnement du projet et des risques	19
4 Processus de développement et concepts de bancabilité	24
4.1 Les éléments techniques de bancabilité : L'étude de faisabilité	24
4.1.1 Élaboration d'un plan détaillé du site	24
4.1.2 Estimation du potentiel solaire du site et du rendement énergétique de la centrale	24
4.1.3 Élaboration du plan de conception technique du système	25
4.1.4 Rédaction des études sur l'impact environnemental et social des projets	26
4.1.5 Évaluation des facteurs de risques (stabilité du marché, mauvaise estimation des rendements, stabilité des incitations financières, vandalisme...).....	28
4.2 Les éléments administratifs : Permis et licences	28
5 Les principaux éléments contractuels.	30
5.1 Le contrat d'achat d'électricité PPA : Power Purchase Agreement	30
5.1.1 Introduction au concept de contrat d'achat d'électricité	30
5.1.2 Les différents modèles de structures tarifaire d'un PPA	30
5.1.3 Les différents types de PPA en fonction de l'offtaker	31
5.1.4 Les différents modes d'attribution des PPA	31
5.1.5 Les éléments clés du contrat PPA	33
5.1.6 Le contrat PPA et le risque de contrepartie	35
5.1.7 Focus sur le risque de crédit et la solvabilité de l'offtaker	36
5.1.8 Dispositifs et garanties pour réduire le risque de contrepartie	37
5.1.9 Autres points d'attention dans un contrat PPA	37
5.2 Le contrat de construction EPC : Engineering, Procurement & Construction.....	39
5.2.1 Les éléments clés d'un contrat EPC	39
5.2.2 Risques liés au contrat EPC et à la phase de construction	40
5.2.3 Mise en service de la centrale.....	41
5.2.4 Transfert de la centrale par le constructeur au promoteur	43
5.2.5 Les garanties du constructeur après la mise en service et le transfert définitif de la centrale	43

5.2.6	Les différentes structures du contrat EPC	44
5.3	Le contrat d'exploitation O&M : Operations & Maintenance	45
5.3.1	Éléments clés du contrat O&M	45
5.3.2	Garanties du contrat O&M	46
5.3.3	Critères de sélection d'un contractant O&M.....	47
5.4	Contrat d'assurance	48
5.4.1	Environnement assurantiel des projets solaires	48
5.4.2	Les polices d'assurance applicables aux projets solaires	48
5.4.3	Les polices d'assurance en fonction des différentes phases du projet	49
5.4.4	Critères de sélection d'un assureur	50
6	Les standards d'évaluation des projets de centrales solaires	51
6.1	Stratégie d'investisseurs et exposition au risque projet	51
6.2	Critères généraux définissant la bancabilité d'un projet solaire	51
6.2.1	Les critères économiques et financiers	51
6.2.2	Les critères techniques	52
6.2.3	Les critères politico-juridiques et contractuels	52
6.3	Analyse des structures des financement	52
6.3.1	Introduction au gearing et au concept de séniorité	52
6.3.2	Les différents types de financement des fonds propres du projet	53
6.3.3	Les différents types de financement de la dette	53
6.3.4	Exemples de projets utility scale à l'international et en Algérie	54
6.3.5	Produits distribués par les banques algériennes	56
6.4	Analyse de Cash-Flow.....	57
6.4.1	Coûts et paiements de la SPV	57
6.4.2	Les indicateurs clés de la performance financière.....	57
6.4.3	Le DSCR en Project Finance	57
6.5	Analyse de rentabilité	58
6.6	Sources d'erreurs et de confusion dans la prise de décision	59
7	Conclusion	61
8	Bibliographie	63

Executive Summary

Leader dans la production de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié, l'Algérie s'est fixé des objectifs ambitieux dans le développement des énergies renouvelables dans le but de préserver ses ressources fossiles et répondre aux défis du changement climatique.

Pour assurer la transition énergétique du pays, le gouvernement algérien a établi une feuille de route qui prévoit d'investir dans les différentes technologies renouvelables (solaire, éolien, biomasse, géothermie et l'hydroélectricité) pour d'atteindre 15 GW de capacité installée d'ici 2035. Bien qu'établie, cette feuille de route a été maintes fois modifiée du fait des changements fréquents de stratégies entraînant des difficultés pour attirer des investisseurs.

En effet, les différents programmes lancés par le gouvernement jusqu'à présent, ont connu des succès mitigés qui ont fortement freiné le déploiement des énergies renouvelables en Algérie. Ainsi, malgré de grosses ambitions, depuis la mise en place des différents programmes de promotions des énergies renouvelables, le pays n'a développé que 344 MW de solaire et 10 MW d'éolien, ce qui est important par rapport à d'autres acteurs dans la région mais peu compte tenu de son potentiel et de son ambition programmée. A ce jour, il n'existe donc pas à proprement parler de marché des énergies renouvelables en Algérie mais plutôt d'une activité.

Dans ce contexte, et dans le cadre de la coopération algéro-allemande, le Ministère fédéral allemand des Affaires Économiques et de l'Énergie (BMWi) a chargé la GIZ d'épauler le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM) et le Ministère de la Transition énergétique et des Énergies renouvelables (MTEER) pour comprendre les raisons de ces échecs et développer un cadre légal qui répond aux attentes et craintes des différents acteurs des énergies renouvelables. Les parties se sont concentrées ici sur le développement de l'énergie solaire.

Pour remplir sa mission, la GIZ a fait appel au consortium composé de SolarPower Europe,

Finergreen et Sungy (« Le consortium ») afin d'élaborer un rapport expliquant les raisons du non-succès des précédents programmes portés par le gouvernement algérien, et présentant des recommandations sur les futures étapes à suivre pour développer et financer les énergies renouvelables. Et ce, en prenant notamment appui sur les meilleures pratiques internationales.

Finergreen est un cabinet de conseil spécialisé dans le développement et financement des énergies renouvelables, Sungy est un bureau d'études, développeur de projets

Le consortium a mené des interviews auprès des acteurs clés du secteur des renouvelables en Algérie et dans la région (développeurs, investisseurs, bailleurs de fonds, consultants, avocats) pour avoir un retour sur leur expérience et leur vision quant à l'évolution du marché algérien. En regroupant les différents témoignages, le consortium a pu identifier les principaux points bloquants et esquisser une feuille route à suivre pour faire des ambitions algériennes dans le solaire une réalité.

Le premier constat dressé à partir des différents interviews et analyses menés avec les acteurs du secteur est le manque de bancabilité des projets et du cadre réglementaire proposé. Ce point a rapidement été identifié et sera le principal objet du rapport, à savoir : qu'est-ce qu'un projet solaire bancable et comment constituer un cadre réglementaire garantissant la bancabilité des projets solaires en Algérie. Après plusieurs mois de travail, le consortium a identifié les problématiques suivantes :

- Une conception des appels d'offres et des PPAs inadaptée et non conforme aux standards internationaux ne permettant pas d'attirer des investisseurs : absence de garantie, d'indexation du PPA ou d'informations fiables, local content trop contraignant ;
- Une réglementation encore trop lourde et trop complexe ajoutée à une exécution lente des lois nouvellement votées faisant peser un risque juridique important sur les porteurs de projet ;

- Une disponibilité des financements faible pour les financements internationaux et une absence de produits bancaires adaptés (e.g. financement de projet)

A partir des constats effectués ci-dessus, et en tenant compte des échanges obtenus avec les différents acteurs du secteur, nous pouvons dresser les recommandations préliminaires suivantes :

- Travailler en collaboration avec les institutions internationales dans l'élaboration des appels d'offres pour obtenir un PPA et une liasse documentaire bancable capable de satisfaire les exigences des investisseurs et du gouvernement ;
- Simplifier, clarifier et assouplir la réglementation relative aux projets d'énergies renouvelables et

aux investissements étrangers ;

- Améliorer la disponibilité des financements internationaux et faciliter la mise en place du financement de projets, en permettant notamment aux institutions internationales d'offrir les produits (e.g. garantie) qui ont permis de développer des projets bancables dans d'autres géographies (e.g. Ouzbékistan).

Enfin, l'Algérie est à la croisée des chemins dans le développement de son secteur énergétique. Elle possède des atouts incontestables pour faire de ses ambitions une réalité : ensoleillement élevé, volonté politique forte, capacité d'emprunt importante. Mais il semblerait que les pouvoirs politiques n'aient, pendant trop longtemps, pas permis l'émergence d'un cadre légal stable et favorable aux investisseurs internationaux pour réaliser les objectifs fixés.



1 Préambule – Rappel du contexte de la mission

1.1 Présentation de l'élaboration du guide d'étude de la bancabilité de projets solaires en Algérie

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux problématiques d'approvisionnement durable en énergie et de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile, ainsi qu'aux défis environnementaux. Face à une situation énergétique marquée par une forte dépendance aux énergies fossiles, l'État algérien envisage des solutions écologiques en investissant massivement dans les énergies renouvelables pour diversifier son mix énergétique.

Les installations de production électrique ont une capacité considérable de plus de 21.4 GW, mais fonctionnent cependant à hauteur de 98% à l'énergie fossile. De plus, 60 % des recettes du budget de l'Etat et 95 % des recettes d'exportation se fondent sur la vente des hydrocarbures signifiant une dépendance économique considérable.

Pour y remédier, le gouvernement a mis en place un programme de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique en 2011 qui a été actualisé en 2015. La réalisation du programme a pour objectif d'atteindre, à l'horizon 2035, une part de renouvelable de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité et 37 % de la capacité installée. Une vingtaine de centrales électriques solaires photovoltaïques d'une capacité installée de 344 MW ont été mises en service entre 2015 et 2018. Un groupement de Sonatrach dispose (avec Eni) d'une centrale de 10 MW en autoconsommation sur le site BRN, et SKTM met actuellement en service deux centrales en hybridation de près de 12 MW sur les 50 MW attribués en 2019 . Pour les 50 MW qui ont été attribués dans le cadre d'un AO, au consortium condor et Elsewedy cable, il semble ne pas avoir trouvé de financements à ce stade.

Dans le cadre des politiques du Gouvernement en termes de développement des énergies renouvelables, le Ministère de la Transition

Energétique et des Energies Renouvelables (MTEER) a été chargé de promouvoir le développement massif de centrales d'énergie renouvelable, à travers une procédure d'appel d'offres règlementée, qui met en concurrence tous les acteurs économiques concernés, désirant investir dans le créneau de la production d'électricité renouvelable et ce, en vue d'obtenir le meilleur coût du KWh.

Dans ce cadre, le MTEER a été chargé de la mise en oeuvre d'un programme national de développement des énergies renouvelables de 15 GW à l'horizon 2035, à raison d'une moyenne de 1 GW/an. Ce programme, adopté par le Gouvernement en mai 2021, peut être ajusté en fonction des résultats des travaux de prospection du nouveau modèle énergétique, en cours de finalisation au niveau du MTEER.

Le Partenariat Énergétique Algéro-Allemand est la plateforme centrale de dialogue au service de la coopération algéro-allemande dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Créé en mars 2015 par le Ministère fédéral Allemand des Affaires Économiques et de l'Énergie (ci-dessous : BMWi) et le Ministère de l'Énergie de la République Algérienne Démocratique et Populaire (ci-dessous : Ministère de l'Énergie ou MdE), il promeut les échanges bilatéraux sur les thématiques actuelles, sur un niveau politique et technique.

Suite à l'avènement du MTEER et le transfert des activités liées aux énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, du MdE au MTEER, les activités de ce partenariat énergétique algéro-allemand sont maintenant domiciliés au niveau du MTEER.

Deux groupes de travail traitent des questions de politique énergétique ainsi que des aspects techniques, socioéconomiques et environnementaux relatifs aux deux axes thématiques principaux qui sont les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Les groupes de travail oeuvrent sous la direction

technique des ministères allemands et algériens de la transition énergétique et des énergies renouvelables, avec une participation des acteurs économiques et du domaine de la recherche et du développement. Le Partenariat Énergétique vise ainsi à mettre les expériences de la transition énergétique de l'Allemagne au service des partenaires algériens, afin de soutenir l'Algérie dans sa stratégie nationale de développement des énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique.

La GIZ a été mandatée par le BMWi afin d'apporter un soutien au développement des thématiques de collaboration ainsi qu'un support organisationnel et logistique à l'implémentation des activités d'échange politique, économique et de conseil technique. Dans ce cadre, la GIZ apporte un appui technique au Ministère de la transition énergétique et des énergies renouvelables de la République Algérienne Démocratique et Populaire dans le domaine des énergies renouvelables.

Afin de soutenir le MTEER dans sa mission pour renforcer la contribution des énergies renouvelables dans le réseau électrique Algérien, la GIZ doit fournir une assistance technique pour le développement d'un guide d'études de potentiel solaire bancable, qui servira à soutenir les investisseurs à développer des projets solaires photovoltaïques bancables pour le marché Algérien.

Dans ce contexte, l'objectif de ce guide est l'élaboration d'un document qui détaille les différents facteurs influant sur la bancabilité et la rentabilité de l'investissement dans la génération de l'électricité à partir des centrales solaires photovoltaïques en Algérie. Ce guide illustre toutes les contraintes et conditions juridiques, économiques et techniques à prendre en considération pour l'élaboration des projets solaires bancables et adaptés au marché algérien afin de fournir aux investisseurs potentiels des informations et outils pratiques (graphiques, checklists etc.) pour assurer la bancabilité de leurs offres.



2 Introduction

2.1 Introduction au contexte Algérien

L'Algérie est un pays d'Afrique du Nord comptant 45,02 millions d'habitants. C'est la 4ème puissance économique africaine. Son économie se caractérise par une forte dépendance aux exportations

d'hydrocarbures qui correspondent à plus de 90 % du PIB. Le pays est très riche en pétrole et en gaz, il constitue la 10ème réserve mondiale de gaz et la 2ème africaine après le Nigéria. Le graphique ci-dessous donne un aperçu des principales caractéristiques de l'Algérie.



45.02 m
Habitants
(2021)



2,382 k
km²



\$ 3,36 k
PIB par habitant
(2021)



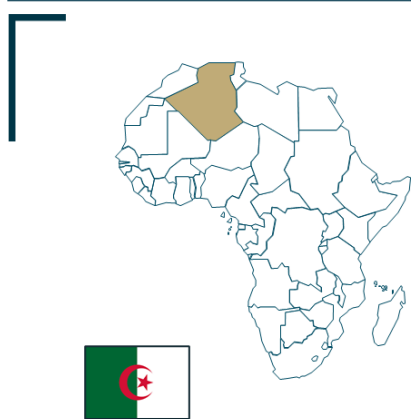
2.9%
Croissance du
PIB (2021)



63.3%
Dette publique brute -
% PIB (2021)



4.9%
Inflation
(2021)



CAPITALE: Alger
MONNAIE: Dinar algérien (DZD)

FORCES

- Importantes réserves de pétrole et de gaz ; potentiel important en matière d'exploitation du gaz de schiste
- Potentiel dans les domaines de l'agriculture, des énergies renouvelables et du tourisme
- Position géographique favorable, à proximité du marché européen

FAIBLESSES

- Forte dépendance aux recettes d'hydrocarbures
- Taux de chômage des jeunes élevé, faibles opportunités pour les diplômés
- Poids excessif du secteur public
- Crise politique et sociale déclenchée en 2019
- Mauvais état des infrastructures
- Lourdeurs bureaucratiques, corruption, faiblesses du secteur financier et environnement des affaires incertain

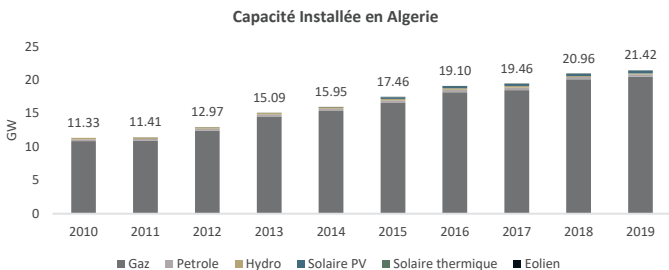
NOTATIONS

- BUSINESS**
 - **COFACE (2021):** C
 - **Doing Business (2020):** 157th / 190
- POLITICS**
 - **COFACE (2021):** D
 - **Indice Ibrahim de la gouvernance africaine (IIAG) (2020):** 15th / 54

Source : COFACE, Banque Mondiale, FMI, Analyse Finergreen

En ce qui concerne le secteur électrique, l'Algérie possède un parc de production d'une puissance installée de 21,4 GW. Ce parc se caractérise par la prédominance des énergies fossiles qui représentent plus de 90% du mix énergétique.

Cependant, malgré une augmentation constante de sa capacité installée ces dernières années, l'Algérie ne parvient pas à exporter sa production. En effet, les nouvelles unités de production sont accaparées par la forte augmentation de la demande domestique.



Source : BNEF

Les réserves abondantes de ressources énergétiques ont permis à l'Algérie de garantir l'accès à l'électricité à plus de 99% de sa population.

Pour diminuer sa dépendance vis-à-vis des hydrocarbures et compte tenu de son potentiel important en énergie solaire, le pays a lancé un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables. L'objectif de ce programme est d'installer une capacité cumulée de 15 GW à l'horizon 2035, à raison d'une moyenne de 1 GW/an. Ces capacités peuvent être ajustées en fonction des résultats des travaux de prospection du nouveau modèle énergétique, en

cours de finalisation au niveau du MTEER.

L'Algérie possède des atouts indiscutables pour atteindre ses objectifs de déploiement d'énergies renouvelables. Tout d'abord, le pays dispose d'un gisement solaire exceptionnel, c'est l'un des plus importants au monde. A titre indicatif, la durée d'insolation annuelle atteint 3 900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. Par ailleurs, l'Algérie, qui est le plus grand pays d'Afrique, possède de grands espaces inhabités qui garantissent une disponibilité foncière élevée propice au développement de centrales solaires.

À ce jour, le pays possède un parc photovoltaïque d'une puissance de 344 MW et un parc éolien 10 MW. Ainsi, afin de répondre aux objectifs du programme énergétique, plusieurs appels d'offres ont été lancés ces dernières années. Un appel d'offres de 150 MW a été publié par la CREG en 2018. Celui-ci s'est avéré infructueux, puisque seulement 50 MW ont été attribués, et ces derniers ne sont toujours pas en service. Cet appel d'offres est en cours de révision et devrait être relancé prochainement pour une puissance résiduelle de 100 MW.

À court terme, l'objectif de publication d'appel d'offres par le Ministère de la Transition Énergétique et des Energies Renouvelables a été fixé à 1 GW.

D'autres appels d'offres ont été lancés par des entreprises publiques, dont un de 10 MW par Sonatrach, et un de 50 MW en hybridation de centrales diesel publié par SKTM (filiale de Sonelgaz). Ce dernier a été attribué en 5 lots qui sont actuellement en phase de financement / construction.

Pour atteindre ses objectifs ambitieux, le gouvernement algérien a mis en place un package législatif et réglementaire encadrant la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Dans ce package, nous pouvons citer les lois et dispositifs suivants :

- **Loi n° 02-01 du 5 février 2002** : Loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, qui contient les articles suivants :

- **Art. 09** : Promouvoir l'utilisation et l'intégration des énergies renouvelables dans le développement

des moyens de production d'électricité national ;

- **Art. 26** : L'ouverture du marché de l'électricité renouvelable et l'encouragement des énergies renouvelables à travers la procédure d'appel d'offres ;

- **Art. 95 et 98** : La rémunération des producteurs d'électricité renouvelables à travers les coûts de diversification.

- **Loi n° 04-09 du 14 août 2004** : Loi sur la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable ayant pour objectif de fixer les modalités de promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

- **Lois de finance complémentaire du 4 Juin 2020** (complété par le Décret exécutif n° 21-145 du 17 avril 2021 fixant la liste des activités revêtant un caractère stratégique) : Cette loi abroge la règle du 51/49 pour l'actionnariat des entreprises opérant dans les secteurs non stratégiques.

En termes d'encouragement de la production de l'électricité à partir de sources renouvelables :

- **Décret exécutif n° 13-218 du 18 juin 2013** : Mise en place d'un mécanisme de compensation pour le distributeur

- **Décret exécutif n° 17-98 du 26 février 2017** : Mise en place d'une procédure d'appel d'offres, qui prévoit deux méthodes : appel d'offres à investisseurs et enchères ;

- **Décret exécutif n° 15-69 du 11 février 2015** : Mise en place d'un mécanisme de certification qui vise à attester que l'énergie a pour origine une source d'énergie renouvelable ou un système de cogénération. Ce décret, qui a été modifié et complété depuis sa publication, définit les modalités de certification de l'origine de l'énergie renouvelable et d'usage de ces certificats. Il a pour objet la vérification de leur conformité aux caractéristiques établies dans ce certificat de garantie d'origine de l'énergie renouvelable et aux autres exigences de ce décret.

Bien que le pays dispose de l'une des ressources d'ensoleillement les plus importantes du monde (irradiation exceptionnelle), les énergies

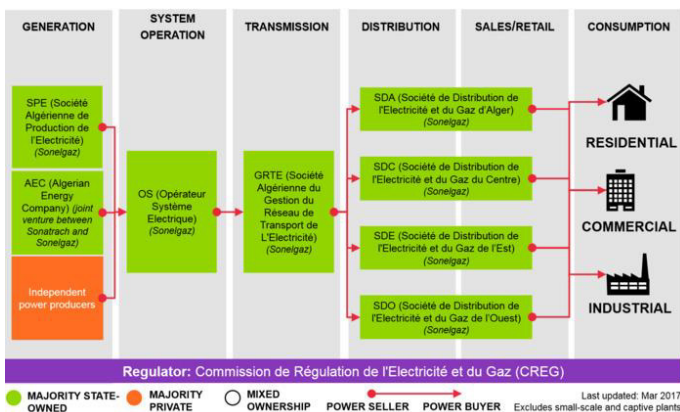
renouvelables restent un secteur à développer et le programme de déploiement de ces énergies, régulièrement révisé, tarde à être déployé.

2.2 Acteurs clés des projets d'énergies renouvelables et de leur financement en Algérie

2.2.1 Secteur Énergétique

Nous présentons ici le fonctionnement du secteur de l'électricité et des énergies renouvelables en Algérie, ainsi que ses acteurs.

Acteurs et métiers de l'électricité en Algérie : Les métiers de l'électricité inclut la production d'électricité, son injection dans le réseau, son transport, sa distribution et sa vente aux consommateurs finaux. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des acteurs actifs sur les différents métiers du secteur de l'électricité en Algérie.



Les sociétés de distribution SDA, SDE, SDC et SDO, indiquées dans le tableau ci-dessous ont été depuis regroupées sous l'entité SADEG, société de distribution de l'électricité et du gaz.

Source : BNEF

Acteurs publics : Le secteur public est au cœur du développement des énergies renouvelables en Algérie. Ce sont majoritairement des acteurs publics qui sont à l'initiative des projets d'énergies renouvelables dans le pays. Les entités présentées ci-dessous constituent les principaux acteurs publics.

• **Ministère de l'Énergie et des Mines :** Les attributions du ministre de l'énergie et des mines sont fixées par le décret exécutif n° 21-239 du 31 mai 2021. Ces attributions portent sur :

- La production, le transport, la commercialisation et la distribution d'énergie électrique ;
- La production d'électricité d'origine renouvelable

pour les besoins propres du secteur, dans le cadre de la stratégie nationale de développement des énergies renouvelables

- Le développement des énergies nouvelles ;
- La contribution à la réduction de la consommation énergétique du secteur de l'énergie et des mines, conformément à la stratégie nationale en la matière.

• **Ministère de la transition énergétique et des énergies renouvelables :** Le décret exécutif n°20-322 du 22 novembre 2020 fixe les attributions du ministre de la transition énergétique et des énergies renouvelables, qui s'exercent notamment dans les principaux domaines suivants :

- Assurer la mise en oeuvre des politiques et stratégies nationales dans les domaines de la transition énergétique et des énergies renouvelables et définir les moyens juridiques, humains, financiers et matériels nécessaires ;
- Développer et promouvoir les énergies renouvelables ;
- Concevoir et mettre en oeuvre, en relation avec les secteurs concernés, des stratégies et des plans d'action pour la transition énergétique ;
- Développer, en concertation avec les secteurs concernés, le modèle énergétique national ;
- Développer les instruments de planification des activités relatives à la transition énergétique.

• **Sonegaz :** SONELGAZ est depuis la loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, une société holding de sociétés anonymes qui exerce, par l'intermédiaire de ses filiales, des activités de production, de transport et de distribution d'électricité et de gaz. Sonegaz est détenue à 100% par l'Etat (qui restera majoritaire selon la loi mentionnée ci-dessus).

• **L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE) :** C'est un établissement public à caractère industriel et commercial créé par décret présidentiel en 1985, placé sous la tutelle du Ministère de la Transition Énergétique et des Énergies Renouvelables. Elle a pour mission principale la mise en oeuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, et ce à travers la promotion de l'efficacité énergétique ;

• **La Commission de Régulation de l'Électricité et**

du Gaz (CREG) : Cette commission a été créée par la loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. C'est un organisme indépendant et autonome, chargé de trois missions principales :

- Réalisation et contrôle du service public ;
- Conseil auprès des pouvoirs publics en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et celui du gaz ;
- Surveillance et contrôle du respect des lois et règlements relatifs au marché intérieur de l'électricité et du gaz.

• **Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) :** Ce centre de recherche, créé le 22 mars 1988, est issu de la restructuration du Haut-Commissariat à la Recherche. Sous tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, le CDER est un Établissement Public à caractère Scientifique et Technologique (EPST) chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre les programmes de recherche et de développements, scientifiques et technologiques, des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et de la biomasse ;

• **Le Centre de Recherche en Technologie des Semi-conducteurs pour l'Énergétique (CRTSE) :** Entité de recherche et développement sous tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique. Il a été créé par le décret exécutif N°12-316 du 21 Août 2012, dans le prolongement de l'Unité de Développement de la Technologie du Silicium, du Centre de Développement des Technologies Avancées (CDTA) ;

• **Le Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG) :** La CREDEG a été créée le 1er janvier 2005 en société par actions (SPA), c'est une filiale du groupe Sonelgaz. Il a pour principale vocation la recherche appliquée, le développement technologique et l'expertise des équipements industriels en phase d'exploitation et de fabrication dans le domaine des métiers de base des sociétés du Groupe Sonelgaz ;

• **Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM spa) :** SKTM a été créée en 2013 par le groupe Sonelgaz. La principale mission de SKTM est l'exploitation des réseaux d'énergie électrique isolés du sud (production d'électricité

en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national. En particulier, elle est chargée du développement des infrastructures électriques du parc de production des Réseaux Isolés du Grand Sud (RIGS), de l'engineering, de la maintenance et de la gestion des centrales électriques relevant de son champ de compétence. Elle est également chargée de la commercialisation de l'énergie produite pour les filiales de distribution notamment après le déploiement des énergies renouvelables sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN) ;

• **New Energy Algeria (NEAL) :** La société NEAL a été créée le 28 juillet 2002 pour prendre en charge le développement des énergies nouvelles et renouvelables, elle est en dissolution depuis 2012. C'était une Société par actions détenue par Sonelgaz, Sonatrach et SIM (Le groupe Semoulerie Industrielle de la Mitidja), respectivement à hauteur de 45 %, 45 % et 10 %. Ses missions comportaient un large éventail d'actions dans sa sphère d'activité dont la promotion et le développement des énergies nouvelles et renouvelables, ainsi que la réalisation de projets liés aux énergies renouvelables ;

• **Sonatrach :** Sonatrach, acronyme de Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures, est une entreprise publique algérienne spécialisée dans l'industrie gazière et pétrolière. Elle a été créée le 31 décembre 1963, et est considérée comme étant la clé de voute de l'économie algérienne. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Sonatrach se développe également dans les activités de pétrochimie, de production d'électricité, d'énergies renouvelables, de dessalement d'eau de mer et d'exploitation minière. L'entreprise opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde, notamment en Afrique (Mali, Tunisie, Niger, Libye, Egypte, Mauritanie), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande-Bretagne, France) et en Amérique (Pérou, Etats-Unis). C'est aujourd'hui le premier groupe d'hydrocarbures en Afrique.

• **SHAEMS :** Cette société a été créée en 2021, sous l'égide du MTEER, pour jouer le rôle d'interface et de garant vis-à-vis des investisseurs, notamment, par :

- L'acquisition des terrains destinés aux projets d'énergies renouvelables ;
- La recherche des meilleurs mécanismes de financement (bancabilité) ;
- La coordination entre les différents acteurs concernés par les projets renouvelables (Administration centrale, collectivité Locale, opérateurs de réseaux, régulateur, Banque, Douanes, etc.) ;
- L'élaboration du cahier des charges, le lancement des appels d'offres à investisseurs ;
- Le traitement des offres des soumissionnaires jusqu'à l'attribution définitive, la construction et l'O&M ;
- La promotion de l'intégration industrielle nationale ;
- L'encouragement du partenariat public/privé.

• **Sharikat Kahraba El Djazaïr (SKE)** : SKE est une société qui a été créée en joint-venture entre Sonelgaz et Sonatrach en 2021, par la fusion/absorption des sociétés filiales SKD (Sharikat Kahraba Koudiet Eddraouch), SKT (Sharikat Kahraba Terga), SKB (Sharikat Kahraba Barouaghia) et SKS (Sharikat Kahraba Skikda). Cette fusion vise à mutualiser les ressources et à donner les moyens à la nouvelle société d'investir des territoires énergétiques verts et créateurs de richesse.

• **École Nationale Supérieure des Énergies Renouvelables, Environnement et Développement Durable** : Cette école a été créée par le décret exécutif n° 20-152 du 8 juin 2020. Elle est placée sous la tutelle du MESRS, et a pour mission d'assurer la formation supérieure, la recherche scientifique et le développement technologique dans les domaines et les filières des énergies renouvelables, environnement et développement durable, notamment, le génie électrique et les réseaux intelligents, la métrologie, les énergies nouvelles et renouvelables, l'environnement, la santé publique et l'économie verte.

• **Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ)** : Le CEREFÉ est un établissement public, créé auprès du Premier Ministre. Il contribue au développement national et sectoriel des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

En tant qu'organe indépendant, le CEREFÉ est

chargé de l'évaluation de la politique nationale de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, les outils mobilisés pour sa mise en oeuvre ainsi que leurs retombées.

Acteurs privés :

Des commissions et des initiatives les regroupent comme celles de la CAPC, le club energia, le cluster de l'énergie solaire qui regroupent des acteurs industriels qui assemblent des panneaux photovoltaïques, produisent des câbles, des bureaux d'études et des installateurs. L'Algerian Solar association en cours d'immatriculation se distingue par son envergure régionale et internationale ainsi que par ses missions de normalisation et de professionnalisation de la filière. Shams academy est aussi une entité qui regroupe des jeunes étudiants et des entreprises du secteur.

Avec des commandes publiques émises par les ministères tels que celui de l'intérieur pour les collectivités locales, celui de l'agriculture pour l'électrification des zones rurales, de nombreux acteurs ont vu le jour pour répondre à ces marchés.

Au total, l'Algérie possède une capacité de production de panneaux photovoltaïque annuelle de 450 MW. Cette production se résume à l'assemblage de kits importés de l'étranger, principalement d'Asie, selon le dispositif CKD régi par l'article 37 de la Loi de finances 2019.

D'autres acteurs industriels actifs dans le pays, sont également impliqués dans la production d'accessoires et équipements utilisés dans les installations solaires tels que les structures métalliques avec une capacité de 25 400 tonnes/an (toutes sections confondues), ainsi que les cellules moyenne tension (MT) avec 5 000 unités/an.

Quant aux services, il y a lieu de noter la présence de quelques entreprises d'installation pouvant assurer la fourniture et la pose de systèmes photovoltaïque de faibles puissances pour la génération d'électricité, et le pompage solaire.

Enfin, concernant le volet développement, certains bureaux d'études sont également actifs dans le pays, en proposant divers services dans le domaine tels que l'étude de faisabilité de projets

solaires, la supervision, le conseil, l'assistance technique, l'exploitation, la maintenance, les audits, les expertises et l'ingénierie (modèle EPC).

Production de panneaux solaires en Algérie :

Fabrication de panneaux PV	ALPV	AURES SOLAIRE	CONDOR ELECTRONICS	ENIE ELECTRONICS	Total
Capacités de production annuelle (MWc)	12	30	130	18	190
Capacités produites (MWc)		18,9	15		33,9
Lieu de production	Tlemcen	Ain Yagout, Batna	Bordj Bou Arréridj	Sidi Bel Abbes	

Source : CEREFÉ

2.2.2 Aperçu du secteur Financier

Le secteur financier algérien est composé du Ministère des Finances, du régulateur bancaire, de la banque centrale, de la bourse d'Alger, de la commission des opérations de bourse et de l'association des banques et établissements financiers.

Il existe des normes en matière de contrôle des changes et des règles prudentielles qui sont régies par les règlements de la Banque d'Algérie. Le marché interbancaire est peu volumineux. Les octrois de crédit sont donc limités aux ressources disponibles dans le bilan des banques. Le taux de bancarisation est inférieur à 20% et les banques ne captent que 40% de l'épargne et des dépôts disponibles.

Secteur Bancaire : Le secteur bancaire algérien est structurellement concentré autour de six banques publiques, qui représentent 90% des parts de marché, et douze banques privées, filiales de grandes banques internationales. Par ailleurs, la dette de financement de projets à long terme peut être difficile à engager pour les banques commerciales. À fin 2017, le secteur financier algérien est composé de 29 institutions réparties comme suit :

- Six (6) banques publiques dont la caisse d'épargne ;
- Quatorze (14) banques privées à capitaux étrangers dont une à capitaux mixtes ;
- Trois (3) établissements financiers dont deux publics ;
- Cinq (5) sociétés de leasing dont trois (3) publiques ;
- Une (1) mutuelle d'assurance agricole agréée pour effectuer des opérations de banque qui a opté, à fin 2009, pour le statut d'établissement financier.

Avec un réseau de 1 145 agences réparties sur tout le territoire national, les banques publiques de-

meurent prédominantes en Algérie, même si le réseau d'agences des banques privées s'est densifié au cours des dernières années passant de 152 agences en 2006 à 364 en 2017. Les banques privées représentent maintenant un quart du réseau des agences bancaires. Cependant, elles sont majoritairement concentrées au nord du pays alors que les banques publiques couvrent l'ensemble du territoire.

Du fait de leur implication dans le financement des projets des entreprises publiques, les banques publiques sont aussi prédominantes dans l'octroi de crédits, elles possèdent une part de marché de 86,8 %. Elles assurent la totalité du financement direct du secteur économique public et leur part dans le financement du secteur privé demeure importante, assurant 74,5% des besoins en 2017.

En l'absence de marchés financiers développés, les crédits directs assurent la quasi-totalité du financement de l'économie à hauteur de 98,2%. Ils assurent la totalité du financement du secteur privé et 96,3 % de celui du secteur public (95,9% en 2016).

La structure de l'encours des crédits distribués par les banques à fin 2017 confirme le niveau élevé des crédits à moyen et long-terme, notamment celui des crédits à long-terme liés aux financements des infrastructures dans les secteurs de l'énergie et de l'eau.

Ces crédits ont atteint une part relative de 74,1% (75,8% à fin 2016) du total de crédits distribués (nets de rachats) contre une part de 25,9% pour les crédits à court terme (24,2 % à fin 2016). À fin 2017, les crédits à moyen et long termes distribués par les banques publiques représentent 79,4% du total de leurs crédits contre 80,7% à fin 2016 et 81,9% en 2015. Pour les banques privées, cette part, qui avait atteint un niveau appréciable à fin 2009 (52%), a reculé progressivement suite au ralentissement de la distribution des crédits aux ménages pour atteindre 39,2% en 2017 contre 41% à fin 2016 et 38,6% à fin 2015. »

Cependant, les banques de développement souhaitent encourager les investissements verts et accélérer la transition énergétique. Il n'y a pas, à notre connaissance, de contrainte légale ou réglementaire à faire du financement de projet. Des signaux positifs sont à souligner, tels que la création d'un ministère dédié à la transition énergétique et aux énergies renouvelables.

3 Bancabilité des projets de centrales solaires raccordées au réseau

3.1.1 Définition de bancabilité d'un projet

La bancabilité d'un projet est sa capacité à attirer des financements (dette ou fonds propres) en fonction de ses caractéristiques techniques, financières et contractuelles.

Il s'agit de déterminer si les revenus du projet imputés de ses coûts permettront de dégager une marge suffisante pour répondre aux exigences des prêteurs et des investisseurs. Ces exigences seront d'autant plus hautes si le projet comporte de nombreux risques avec une probabilité de réalisation élevée et/ou si ces risques sont mal répartis entre les différents acteurs du projet. Pour un investisseur, la rentabilité d'un projet doit être suffisante pour compenser les risques auxquels il est exposé.

Une structure contractuelle adaptée faisant porter les risques sur ceux qui sont les plus compétents pour les gérer permet de rassurer les investisseurs (en fonds propres et dette). C'est l'analyse du projet dans son ensemble et de son environnement qui permettra d'évaluer sa bancabilité, il s'agit donc d'étudier le package contractuel (PPA, EPC et O&M), le cadre légal, les caractéristiques techniques, la rationalité et la rentabilité associée (TRI, VAN, etc.).

3.1.2 Caractéristiques des projets solaires

Les projets solaires présentent certaines caractéristiques propres qui impactent leur bancabilité :

- **Investissement initial élevé** : Ces projets nécessitent d'importantes dépenses d'investissement (ou CAPEX, de l'anglais Capital Expenditure), mais ont des dépenses d'exploitation assez faible (ou OPEX, de l'anglais Operational Expenditures) ;

- **Revenus récurrents faibles** : Les projets sont, souvent, attribués via des appels d'offres et bénéficient de prix de vente d'électricité assez faibles mais sécurisés sur le long terme via un contrat d'achat d'électricité (CAE ou PPA, de l'anglais Power Purchase Agreement) ;

- **Contrats long terme** : Les projets solaires sont soutenus par des contrats long termes (e.g. PPA, contrat d'O&M) permettant d'amortir les importants CAPEX du projet sur une période plus longue et donc d'offrir des prix de vente d'électricité plus compétitifs ;

- **Intervention des pouvoirs publics et privés pour les grandes opérations nationales** : Les projets demandent d'importants investissements et nécessitent donc souvent une implication du secteur privé pour les financer. Ils revêtent aussi un critère stratégique assez fort pour les États et les entreprises étatiques du secteur énergétiques (e.g. gestionnaire réseau) qui sont aussi impliqués dans ces projets ne serait-ce que sur les aspects administratifs (e.g. obtention de permis) ;

- **Nombre d'interlocuteurs élevé** : Il y a donc de nombreux interlocuteurs dans ces projets (e.g. acheteur d'énergie, contractants EPC et O&M, assureurs, investisseurs privés), ce qui rend les projets et leur structure contractuelle complexes.

- **Question cruciale d'accès au foncier** : Une centrale solaire possède une empreinte au sol importante. Construire une centrale solaire nécessite donc de chercher des terrains offrant de grandes superficies. Cela peut s'avérer compliqué, il faut donc s'assurer de l'accessibilité du terrain pour la construction et l'exploitation de la centrale.

3.1.3 Le financement bancaire des projets solaires

Du fait de l'investissement initial élevé, les projets solaires sont, le plus souvent, financés en partie avec de la dette. Ainsi, compte tenu des spécificités projets solaires, une alternative au financement classique (ou corporate finance en anglais) est souvent utilisée pour financer leur construction. Il s'agit du financement de projets (ou project finance en anglais), dont les différences avec le financement corporate sont détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Project Finance	Corporate Finance
Type de capital	Fini La dette et les fonds propres ont une durée inférieure ou égale à la durée de vie du projet.	Permanent Les fonds propres ont un horizon infini.
Structure financière	Structure sur-mesure La structuration de la dette est adaptée au projet et à ses caractéristiques. Le financement est sans recours, il est attribué à une structure ad-hoc dans un cadre défini qui protège les investisseurs en cas de défaut du projet. Les prêteurs n'ont que les actifs du projet comme garantie.	Structure générique Par type de financement, outil de production, développement, trésorerie, le financement est attribué à l'entreprise qui porte le projet Le financement n'est pas sans recours, les prêteurs ont la possibilité de se protéger avec les autres actifs des porteurs du projet.
Coûts de transaction	Coût relativement plus élevé Le prêt étant sans recours, il requiert des analyses plus approfondies et plus longues nécessitant l'avis d'experts et une documentation plus conséquente. Par conséquent, les coûts de transaction sont plus élevés que pour un financement classique.	Coût de financement moins élevé L'étude et l'analyse des risques du financement est standardisé par des données historiques et des prévisions établies selon les performances passées.
Taille du financement	Importante Le financement nécessite une taille importante pour compenser les coûts de transaction élevée.	Flexible
Méthode d'évaluation de la capacité d'endettement	Flux de trésorerie générés par le projet et valeur des actifs La capacité d'endettement est déterminée à partir des flux de trésorerie générés par le projet, ainsi que par la valeur des actifs du projet, et la qualité des contrats.	Capacité de l'entreprise dans son ensemble La capacité d'endettement est déterminée à partir de la qualité des actifs au bilan et la capacité à générer des flux de trésorerie.
Coût du capital	Relativement plus élevé	Relativement plus bas
Avantages	L'entreprise peut déconsolider le montant de l'investissement de son bilan L'entreprise fait porter le risque à une société projet Permet de financer des projets très intensifs en capitaux (cas des énergies renouvelables)	Mise en place du financement rapide Coûts de transaction faible
Inconvénients	La durée de mise en place du financement est relativement longue Les coûts de transaction sont relativement plus élevés	Investissement sur le bilan Risque du projet porté par l'entreprise Dette long terme moins courante

une dette de type Project Finance, la responsabilité des investisseurs est donc limitée à leurs apports dans le projet. De plus, le financement de projet permet de tirer un montant de dette plus élevée puisque celle-ci est dimensionnée sur les revenus du projet.

Focus Algérie : A ce jour, du fait de la perte d'expertise des banques locales en financement de projets, aucuns projets semblent bénéficier de ce type de financement en Algérie.

Développer le financement de projets semble pourtant le pré requis essentiel pour atteindre l'objectif de développer 15 GW d'énergies renouvelables d'ici 15 ans. Cette capacité à installer représente environ 12 milliards d'euros* d'investissement (~0.8€/Wc). Dans le cas d'un financement corporate, cela représente un besoin bilanciel des entreprises privées actuelles (IPP, EPC ou développeurs) de près de 7 milliards d'euros. Le recours au financement de projets devient donc une nécessité absolue pour le développement de l'énergie solaire. A titre de comparaison, l'ensemble des crédits octroyés au secteur privé algérien en 2017 était d'environ 4 568 milliards de dinars (~30 milliards d'euros). Par conséquent, des financements internationaux pourraient être nécessaires afin de financer les ambitions algériennes et ces financements seraient sujets aux critères de bancabilité internationaux pour le financement de projets qui vont être détaillés dans la section 3.2.

Par ailleurs, bien que le financement de projets ne soit pas encore très développé en Algérie, des projets d'usines de dessalement d'un montant supérieur à 500 M de dollars ont été financés par une structure de type financement de projets. Cela a, entre autres, été permis par la caution personnelle fournie par Sonatrach sur les paiements de l'offtaker à la société de projet. Ainsi, ce schéma pourrait être répliqué sur les projets solaires afin de les financer par une dette Project Finance (voir 6.3.4.2)

Pour des investisseurs dans le solaire, le financement de projets s'avère être le plus adapté car celui-ci permet d'isoler le risque d'un projet de leurs autres activités. En d'autres termes, en cas de non remboursement de la dette, les prêteurs ne peuvent pas saisir les actifs des investisseurs autres que celui du projet qu'ils financent. Dans

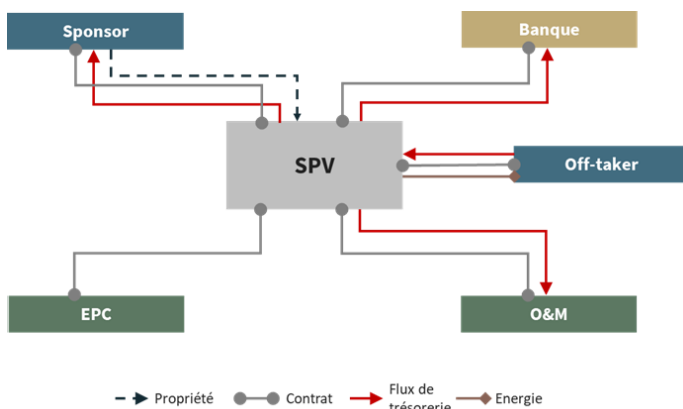
* Ce chiffre est obtenu avec les coûts moyens actuels des projets solaires photovoltaïques en considérant un développement à partir de technologie photovoltaïque uniquement et en négligeant, par exemple, les coûts de renforcement et développement du réseau électrique.

3.2 Introduction au cadre contractuel de financement de projets

3.2.1 Introduction au concept de SPV

La société de projet, ou Special Purpose Vehicle (SPV) en anglais, est la pierre angulaire du financement de projet. La SPV est une société créée par les investisseurs, ou sponsors en anglais, qui a pour seul objet la construction et l'exploitation du projet, on parle alors de société ad-hoc. La SPV permet d'isoler le risque du projet des autres risques supportés par l'entreprise porteuse du projet. C'est donc la SPV qui est signataire des contrats et détentrice des principaux permis et autorisations.

Le schéma ci-dessous représente les flux de trésorerie et liens contractuels entre les différentes parties prenantes du projet et la SPV.



Source : Finergreen

Afin de financer le projet, la SPV reçoit donc deux types de financements :

- Financement en fonds propres (ou equity en anglais) d'un ou plusieurs investisseurs ;
- Financement bancaire sans recours ou à recours limité d'un ou plusieurs prêteurs, garanti par les actifs de la SPV.

Le financement bancaire est accordé sur la base des éléments suivants :

- Des flux de trésorerie provenant exclusivement de l'exploitation (et non de l'exploitation de ses associés justifiant la création d'une structure dédiée) ;
- Des actifs qui vont pouvoir constituer, pour les financeurs, des garanties pour les projets.

La constitution d'une SPV financée par le financement bancaire sans recours présente donc les avantages suivants :

- Liquidité et transférabilité de l'actif : les contrats sont conclus avec la SPV et non avec les sponsors, par conséquent, le transfert du bien peut se faire plus facilement (les prêteurs peuvent, cependant, inclure un droit de regard sur le nouvel acquéreur, ceci est courant avec les DFIs) ;
- Financement sur-mesure : Capacité d'emprunt basée uniquement sur la capacité de la SPV à générer des flux de trésorerie ;
- Protection des sponsors compte tenu des recours limités aux actifs de la société de projet

La constitution d'une entreprise en Algérie, qui plus est de projet, nécessite de nombreuses démarches administratives avant de pouvoir être enregistrée. Bien qu'il y ait eu des efforts de simplification, les démarches sont encore lourdes. Il n'y a pas de guichet unique, et la constitution ainsi que de nombreux actes de gestion sont établis par actes notariés. Ainsi les opérations de haut de bilan telles que les augmentations de capital, les cessions de parts ou d'action, les baux immobiliers de location, l'établissement des statuts ou leur modification sont onéreuses en honoraires et prennent du temps.

Les apports en industrie et en nature sont encore peu mis en pratique et l'acte de gestion est toujours pénalisé.

Les déclarations fiscales et comptables sont mensuelles et sont encore sous format papier.

Des incitations sont prévues pour favoriser et encourager les investissements, mais là encore la lourdeur administrative est à prendre en compte pour la constitution de la demande et l'obtention des décisions d'octroi d'avantages.

3.2.2 Liste des principaux contrats et autorisations

Une SPV pour un projet solaire aura besoin des contrats, permis et autorisations suivants (ou de leur équivalents) :

- Contrat de développement ;
- Statuts de la SPV ;
- Pactes d'associés de la SPV ;

- Titre de propriété du terrain ou bail long terme ;
- Autorisation d'urbanisme - environnement ;
- Contrat EPC ;
- Contrat O&M ;
- Contrat de gestion administrative et d'assistance ;
- Contrat d'achat (PPA) ;
- Contrat de raccordement (le cas échéant) ;
- Contrat de vidéo surveillance - sécurité ;
- Contrat de garanties des modules et onduleurs (extension de garanties) ;
- Assurances ;
- Contrat de crédit ;
- Pack garanties et sûretés.

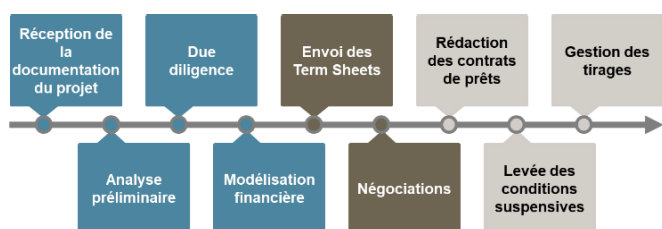
Le cadre juridique s'applique en langue arabe bien que les décisions rendues par de nombreuses institutions sont en langue française.

Même si certains de ces contrats ou autorisations peuvent être regroupés, il est possible de voir qu'un projet solaire est soutenu par un nombre important de documents plus ou moins complexes, comportant et couvrant certains risques. Par conséquent, un audit de ces documents, mais pas que, est nécessaire afin d'estimer la bancabilité d'un projet.

3.3 Considérations générales sur la notion de risque et processus de Due Diligence

3.3.1 Processus de Due Diligence

Le développement d'un projet d'énergie solaire nécessite des procédures d'études et de développement claires. Une fois les contrôles préliminaires de faisabilité effectués, les investisseurs vont procéder à un audit, aussi connu sous le nom de Due Diligence ou DD.



Source : Analyse Finergreen

Cet audit a pour but de confirmer les risques portés par le projet, en particulier sur les aspects les plus techniques (e.g. ingénierie, design, légal, assurance).

Il est souvent nécessaire de faire appel à des

sociétés spécialisées pour établir ces audits :

- Conseil Technique ;
- Conseil Juridique ;
- Conseil Assurance ;
- Conseil Fiscalité.

Le coût de ces consultants est souvent couvert par le sponsor et les consultants sont choisis par le prêteur (dans le cas d'un financement bancaire). Pour une vente de projet, il y a plus de flexibilité en fonction de l'acheteur, du stade d'avancement des projets et de la taille du projet.

En outre, les DFIs et certains prêteurs ont tendance à demander une étude d'impact environnemental et social (ou ESIA de l'anglais Environmental and Social Impact Assessment) qui suivent des standards internationaux. D'autres audits, comme celui du modèle financier peuvent aussi être nécessaires.

Ces différents audits permettent d'identifier les risques existants sur un projet et de voir comment ils ont été adressés. La section suivante présentera les principaux risques d'un projet solaire.

3.3.2 Représentation simultanée de l'environnement du projet et des risques

Le tableau ci-dessous décrit les risques induits par le projet en fonction de leur typologie et de la phase de développement du projet.

Rôle du développeur	Développement du Projet		Supervision	
Phase du projet	Concept de Projet	Financement	Construction	Opérations
Risques techniques	<ul style="list-style-type: none"> • Faisabilité: validation de la ressource et choix de technologie • Conception préliminaire 		<ul style="list-style-type: none"> • S'assurer que le Contractant comprend et installe la technologie correctement • Gestion des coûts, du planning et des risques • Risque de raccordement • Retard EPC 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts des fournitures et pièces de rechange • Défauts/défaillances • Défauts de performance ou disponibilité
Risques juridiques	<ul style="list-style-type: none"> • Permis • Occupation du terrain 	<ul style="list-style-type: none"> • Obtention de CAE/PPA • Détermination de la structure de propriété 	<ul style="list-style-type: none"> • Structure contractuelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque politique • Risque réglementaire
Risques financiers	<ul style="list-style-type: none"> • Coût ne correspond pas à la taille du Projet 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût du capital et des opérations • Obtention de financement 	<ul style="list-style-type: none"> • Escalade des coûts 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque de défaut de l'offtaker

Source : Analyse Finergreen

Il est à noter que les risques présentés dans les parties ci-dessous ne sont pas spécifiques à l'Algérie. Ces risques sont donc communs à plusieurs juridictions.

3.3.2.1 Risques juridiques

Cette catégorie regroupe les risques liés à l'obtention des autorisations et permis, aux changements du cadre législatif (fiscal, réglementaire, etc.) ainsi que ceux liés à la structure contractuelle du projet. La dernière partie ne sera pas couverte ici, mais dans la section 6 traitant exclusivement de ces contrats.

Ces risques peuvent être divisés en deux grandes catégories :

- **Risques actuels** : Ce sont les risques liés à un manque de clarté dans la réglementation en vigueur ou des réglementations comportant un certain nombre de risques ;
- **Risques futurs** : Ils sont liés à l'évolution du cadre juridico-réglementaire ou aux potentielles disputes liées au projet.

Les premiers sont purement liés au pays, à son historique et à sa réglementation actuelle. Les seconds sont souvent applicables à tous les projets, il s'agit des risques de :

- Changements de loi (e.g. nouvelles taxes, fin du dispositif de soutien) ;
- Traitements inéquitables devant la loi (e.g. les entreprises locales et publiques sont avantagées par les tribunaux) ;
- Renégociation des contrats ;
- Suspension des permis, licences et autorisations.

Focus Algérie :

• La loi de finance complémentaire de 2020 stipule que la règle du 49/51, fixant la répartition du capital entre le partenaire étranger et l'investisseur local, ne s'applique plus, sauf à certains secteurs, dont les « activités en amont du secteur de l'énergie et de toute autre activité soumise à la loi sur les hydrocarbures ». Le décret exécutif n° 21-145 du 17 avril 2021 a exclu clairement le secteur des Énergies renouvelables des activités pour lesquelles la règle s'applique.

• L'article 33 de la Loi des Finances Complémentaire 2021 stipule que « Art. 33. — Les dispositions de l'article 49 de la loi n° 20-07 du 4 juin 2020 portant loi de finances complémentaire pour 2020, complété par l'article 139 de la loi de finances pour 2021, sont modifiées et rédigées comme suit :

- « Art. 49. — Demeurent assujetties à une participation d'actionariat national résident à hauteur de 51%, l'activité d'importation de matières premières, produits et marchandises destinés à la revente en l'état et celles revêtant un caractère stratégique, relevant des secteurs définis à l'article 50 de la loi n° 20-07 du 12 Chaoual 1441 correspondant au 4 juin 2020 portant loi de finances complémentaire pour 2020, à l'exclusion des activités d'hydrocarbures et les activités minières ».

• Des doutes subsistent sur la nature juridique d'une centrale solaire (i.e. est-ce un meuble ou un immeuble) faisant peser des doutes sur les coûts liés et le régime applicable.

• L'obtention de certains permis, en particulier ceux liés à la construction (e.g. certificat de conformité), est réputée longue et difficile.

3.3.2.2 Risques politiques et pays

Le risque politique est un type de risque faisant référence à l'ensemble des événements ou décisions d'ordre politique ou administratif, nationales ou internationales pouvant entraîner des pertes économiques, commerciales ou financières pour l'entreprise, importatrices ou exportatrices, ou investissant à l'étranger.

En général, il y a trois grandes catégories de risques politiques :

- **Expropriation et ingérence de l'État** : Lorsqu'un Etat saisi, confisque ou exproprie une entreprise ou son investissement sans recours ;
- **Non-transfert et non-conversion** : Un état restreint ou interdit de sortir les devises du pays ;
- **Violence politique** : Typiquement les guerres, le terrorisme ou les désordres civils endommageant les actifs d'une entreprise et/ou limitant sa capacité à mener ses activités.

Focus Algérie :

• L'Algérie est une République Démocratique avec un pouvoir centralisé fort de type régime présidentiel. Les 58 Wilayas sont administrées par des Walis qui sont nommés par décret Présidentiel. De nombreux hauts fonctionnaires sont également nommés par décret présidentiel.

- En 2019, un soulèvement populaire pacifique, communément appelé Hirak, a demandé et obtenu la démission du Président Bouteflika après son annonce de candidature pour un cinquième mandat. Sa démission a entraîné une crise institutionnelle et l'Armée Nationale Populaire a géré les affaires courantes jusqu'à la mise en place d'élections le 12 décembre 2019. L'Assemblée Populaire Nationale a été dissoute et de nouvelles élections législatives ont eu lieu le 12 juin 2021.

- Une nouvelle Constitution a été approuvée en décembre 2020.

- Les textes réglementaires sont régulièrement révisés, et une fois promulgués sont parfois longs à entrer en vigueur.

3.3.2.3 Risques financiers

Les risques financiers font référence aux risques liés au financement du projet, à la disponibilité de ces dits financements, à l'augmentation de ces coûts et au remboursement des investisseurs.

Le risque de crédit de l'acheteur, ou offtaker en anglais, peut aussi être considéré comme un risque financier. Cependant, nous traiterons de ce dernier risque dans la prochaine sous partie.

Les risques les plus courants concernent les points suivants :

- **Évolution des différents flux** : Coût de maintenance, taux de base du crédit, etc ;
- **Disponibilité des financements** : Financement non réalisable après le lancement d'un projet.

Focus Algérie :

C'est le second point qui va poser question étant donné que le premier ne dépend pas vraiment du pays. A l'heure actuelle, les difficultés et risques rencontrés sont les suivants :

Pour les financements locaux :

- Les banques locales manquent de ressources long terme, cependant il pourrait être envisagé de faire des crédits de 9 ans avec possibilité de refinancement ;
- Les banques ne prêtant quasi uniquement que

sur la base de leurs dépôts (limitation liée à la structure de leur bilan), le marché monétaire est limité en volume, tout comme le marché interbancaire ;

- Cependant, même si les banques locales ne sont pas familières avec le secteur énergie renouvelable, elles ont un fort appétit et peuvent bénéficier de capacity building/formation/etc. ;

- Les produits bancaires proposés ne sont pas adaptés (e.g. difficultés à fournir des garanties de bonne exécution aux EPC pour le programme Hybridation), et les banquiers manquent de capacité technique pour mettre en place ce genre de financement ;

- Malgré cela, il existe des projets financés par une structure de type financement de projets. Nous pouvons citer le projet d'usines de dessalement d'un montant supérieur à 500 M de dollars qui a été permis grâce aux garanties du trésor, impliquant des assurances crédit type Coface. Le financement de projets est donc possible, il s'agit d'une question d'habitude, de connaissance et de culture bancaire.

- Les banques publiques sont dans une situation délicate et présentent de nombreuses créances douteuses accentuées par la crise économique et défaillance d'entreprises suite à l'incarcération de certains actionnaires et dirigeants de banques.

- L'inflation conjuguée à la dévaluation du dinar augmentent le problème de solvabilité et de rentabilité de ces institutions publiques.

Pour les financements internationaux :

- Ils sont possibles en théorie, mais en pratique, ils ne sont pas encore applicables, certains textes devant être promulgués. De ce fait, aucun financement international n'a été autorisé depuis 15 ans.

- Les multilatéraux éprouvent des difficultés pour investir dans le pays ou pour fournir des garanties (réhaussement de crédit crédit enhancement), même si cela s'est arrangé depuis 2015. Par exemple, les institutions multilatérales rencontrent des difficultés à régler les commissions dues sur les sûretés car ceci s'apparente à des services dont le règlement en devises est très régulé. Un

décret l'autorise désormais, mais il ne traite pas les risques de défaut (i.e. que se passe-t-il en cas de liquidation ?)

Pour les remontées des dividendes :

- Il n'y a pas de problème de conversion, cependant le processus est long et très réglementé ;

3.3.2.4 Risque de crédit

Le risque de crédit est l'un des risques les plus importants dans le financement d'un projet solaire. Il représente le risque que l'acheteur (ou offtaker en anglais) soit dans l'incapacité d'honorer ses obligations relatives aux contrats qu'il a signés (e.g. contrat de prêt, PPA etc.). Il peut donc, par exemple, s'agir du non-paiement par l'offtaker de l'électricité produite par la centrale solaire.

Le risque de crédit est déterminé en analysant la solvabilité de l'offtaker. Pour cela, il est d'usage d'analyser ses performances financières historiques, ou, si cela est possible, d'utiliser des notations financières fournies par les agences de notations. Si l'offtaker dispose d'un garant, c'est le risque de crédit du garant qui sera évalué. Nous n'avons ici que partiellement couvert le sujet du risque de crédit, ce point est étudié plus en détails en section 6.1.3.2.

Dans les pays en voie de développement, la norme est d'avoir une garantie souveraine soutenant le PPA et couvrant les paiements afin de compenser le risque crédit de la compagnie nationale d'électricité.

Focus Algérie :

- L'électricité produite devra être injectée sur le réseau conventionnel et être payée par la Société Nationale d'Electricité et de gaz. La Sonelgaz, est néanmoins structurellement déficitaire, est très endettée et a des délais de paiement plutôt longs
- **Sonatrach** : C'est la société nationale d'exploration, de production et de commercialisation des hydrocarbures. Elle est rentable et est souvent pressentie comme pouvant apporter les garanties à l'offtaker national. Sur les précédents projets de désalinisation, Sonatrach s'était portée garante pour l'ADE (Algérienne Des Eaux), ce qui avait permis une structure de type project finance financée par les grandes banques

nationales.

- **Lettre de confort** : il n'est pas aisé que l'Algérie accorde une lettre de confort à un consortium privé, bien que les DFI pourraient jouer ce rôle en structuration financière en contre garantissant des obligations de l'état

3.3.2.5 Risques spécifiques aux projets solaires

Les risques spécifiques aux projets solaires sont multiples. Parmi eux, il y a les risques techniques. La technologie photovoltaïque est désormais mature et présente peu de risques en elle-même, surtout en utilisant des produits dits « Tier 1 » qui sont réputés pour leur fiabilité. Cependant, des risques techniques demeurent et peuvent être classés en trois catégories :

- **Risque de conception** : Principalement lié à une mauvaise estimation du rendement de la centrale ;
- **Risque de construction** : La plupart des risques dans la phase de construction concernent :
 - Un dépassement des coûts ;
 - Des retards dans la mise en exploitation du projet ;
 - Des problèmes dans la qualité d'exécution altérant le bon fonctionnement de la centrale : mauvaise installation des panneaux, dégradation des modules pendant la construction, perte de rendement, choix des équipements, etc. ;
 - Point d'injection réseau et conformité au code du réseau (ou grid code en anglais), disponibilité du réseau.
- **Risque opérationnel** : Pertes liées à un mauvais entretien de la centrale (e.g. végétation, nettoyage des panneaux), à des coupures, des défauts ou pannes non corrigés à temps, à des pertes mal évaluées lors de la phase de design (matériel différent, défauts de modélisation, etc.), à des pertes dues aux réseaux (coupure de communication, coupure du réseau électrique, bridages de la production par le gestionnaire de réseau) et à du vol de matériel ou de la dégradation.

Ces risques peuvent être gérés par des contrats EPC ou O&M (voir section 6.2 et 6.3) signés avec des entreprises expérimentées.

En outre, certains risques sont propres à la vente d'électricité sur le réseau, tels que les risques de connexion (i.e. surcoût ou délais des travaux) ou les risques de prix et de volume, souvent couverts

par le PPA, (voir la sous-section sur le risque de crédit). Il se peut, cependant, que l'électricité soit directement vendue sur le marché de gros dans certains pays.

Focus Algérie :

- Compétence locale EPC/O&M : Des EPC qui agissent dans le secteur Oil and Gas sont en mesure de répondre aux exigences PV des constructions de centrales solaires.
- Disponibilité de matériel tier 1 : il est difficile de trouver en quantité et en qualité des équipements tier 1, il faudra donc prévoir des importations auprès de grossistes.
- Connexion au réseau :
 - Peu de points de connexion en Algérie, coût de connexion possiblement élevé + risque d'accessibilité au foncier et de disponibilité, nature du terrain, etc.
 - Documentation et législation n'étant pas très claire sur les contraintes de raccordement/connexion
 - Aucune date limite de connexion pour GRTE sur les projets > 15MW. Recours très difficile et temps de raccordement pouvant être très long.

3.3.2.6 Conclusion des risques

Un projet solaire présente donc de nombreux risques et incertitudes sur des sujets assez variés, qu'ils soient techniques, politiques, juridiques, commerciaux ou bien financiers. Le porteur du projet n'est pas toujours l'entité la plus à même de gérer et supporter ces dits risques.

Ainsi, quand cela est possible, les risques sont transférés aux autres parties prenantes du projet à travers différents contrats. C'est ce qu'on appelle dé-risquer un projet.

Ci-dessous se trouve un tableau comportant des exemples de risques et leur couverture :

	Partie Prenante	Couverture
Administratif / Politique	Autorité publique	PPA : clause contre le changement de loi, garantie de raccordement
	Assureur	Convention de concession Assurance sur les risques politiques
Revenus : prix et volume	Acheteur (Offtaker)	PPA Contrat de leasing Garantie de paiement
Opérationnel	Contractant O&M	Contrat d'O&M
	Assureur	Contrat d'assurance (Operation)
Construction	Contractant EPC	Contrat EPC
	Assureur	Contrat d'assurance (Construction)
Financement	Banques	Contrat de prêt et annexes (e.g. swap)

L'idée est de transférer le risque à la partie la plus compétente pour le gérer, cela peut être illustré par la métaphore de la tente.

- Le financement de projet peut être comparé à une tente avec les piquets tenant la tente représentant les différentes parties prenantes ;
- Ces piquets sont connectés à la tente avec des cordes qui représentent les relations contractuelles entre les parties prenantes ;
- Pour répartir les risques de manière optimale, il est primordial que chaque acteur prenne le risque qu'il peut contrôler ou gérer ;
- Ainsi, la tente est tendue et reste debout.

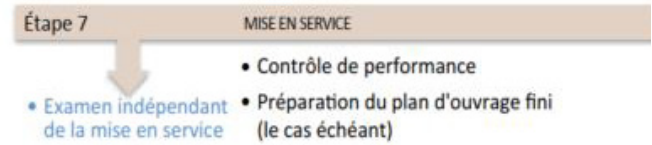
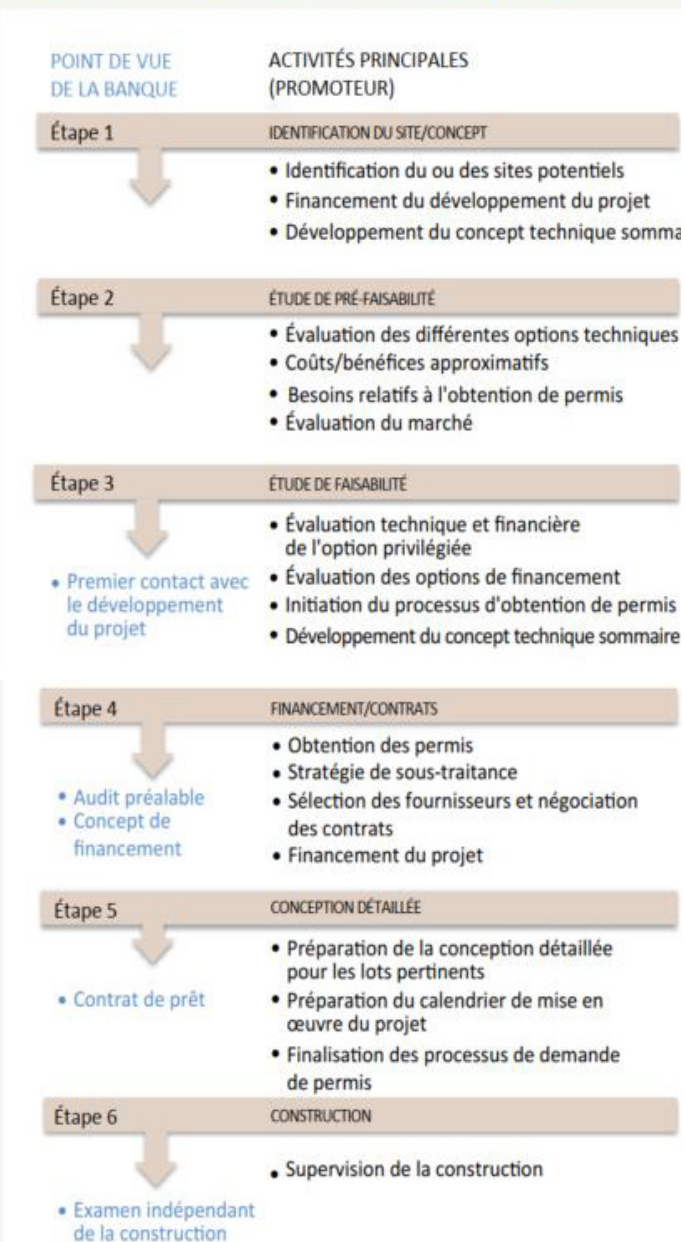


Les relations contractuelles sont donc primordiales pour gérer les risques d'un projet et le rendre bancable. Il est donc indispensable de comprendre ses relations contractuelles et de comprendre comment elles peuvent être mises en application en Algérie afin d'avoir des projets solaires bancables.

4 Processus de développement et concepts de bancabilité

Les contrats et leur signature arrivent généralement à la fin du développement d'un projet. L'élaboration d'un projet bancable commence donc bien avant la négociation de ces contrats, durant la phase de design et d'étude de faisabilité du projet. Nous commencerons par parcourir les éléments techniques déterminants pour assurer la bancabilité d'un projet, puis nous regarderons les éléments administratifs avant de s'attarder sur les différents contrats et leurs implications en termes de bancabilité.

Figure 1 : Etapes du développement de projet



Source : Banque Mondiale

4.1 Les éléments techniques de bancabilité : L'étude de faisabilité

L'étude de faisabilité permet de vérifier qu'un projet est techniquement faisable. C'est un élément clé pour évaluer la bancabilité d'un projet. Pour réaliser cette étude, toutes les données techniques du projet seront analysées et décortiquées dans un document qui permettra d'attester oui ou non de sa faisabilité. Cette partie présente les différents documents et analyses nécessaires à l'élaboration de l'étude de faisabilité.

4.1.1 Élaboration d'un plan détaillé du site

Avant de déterminer la faisabilité d'un projet, il est impératif d'obtenir un plan de site détaillé avec des relevés du site, les courbes topographiques et une représentation des voies d'accès. L'étude de ce plan permet, entre autres, de déterminer si le site peut accueillir la centrale et s'il répond aux exigences relatives à la construction de la centrale. Cela peut, par exemple, concerner l'accessibilité du site pour les engins de chantiers nécessaires à la construction.

4.1.2 Estimation du potentiel solaire du site et du rendement énergétique de la centrale

Une autre étape nécessaire à l'évaluation de la faisabilité d'un projet est de déterminer le potentiel solaire du site et le rendement énergétique de la centrale, c'est-à-dire la quantité d'énergie électrique qu'elle produira à partir de l'énergie solaire qu'elle reçoit. Il s'agit donc d'estimer la production moyenne de la centrale sur sa durée de vie, généralement de 25 à 30 ans. Cette étape est cruciale car c'est sur cette base que seront calculés les revenus du projet.

Une première estimation du rendement peut être faite en appliquant, aux données d'ensoleillement de la région où est située la centrale, un coefficient

de rendement estimé à partir de projets similaires (technologie, géographie, etc.) en exploitation.

Si cette première estimation est satisfaisante pour les développeurs du projet, il leur faudra ensuite calculer le rendement de manière plus précise en tenant compte des caractéristiques propre du projet :

- Conditions d'ensoleillement et températures du site de la centrale ;
- Caractéristiques techniques des composants de la centrale ;
- Modélisation en 3D de l'agencement des composants de la centrale ;
- Calcul des pertes d'ombrage avec simulation du pas de temps.

Toutes ces données pourront être renseignées dans un logiciel spécifique qui modélisera l'impact de la température, du rayonnement, de l'ombrage, et du vent sur le rendement énergétique de la centrale. Cependant, bien que les logiciels soient de plus en plus précis, les prêteurs exigent souvent l'avis d'un expert avant de s'engager dans un projet.

L'estimation du rendement énergétique d'une centrale photovoltaïque avec un logiciel de simulation du pas de temps impliquera les étapes suivantes :

• **Obtention de données environnementales modélisées ou mesurées** : Ces données incluent le rayonnement solaire, la vitesse du vent et la température sur le site. Elles doivent permettre de dégager les conditions environnementales typiques du site et doivent être collectées par des stations météorologiques au sol ou des satellites ;

• **Calcul du rayonnement incident** : Le rayonnement incident prend en compte la dissipation de l'énergie solaire sur la surface de la terre. Le calcul du rayonnement incident doit être réalisé pour un pas de temps donné et doit tenir compte du degré d'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

• **Modélisation de la performance de la centrale** : La modélisation doit être réalisée à partir de différentes conditions météorologiques (ensoleillement, température, etc.). Cela permet d'obtenir une estimation plus précise du rendement énergétique ;

• **Application des pertes** : La quantité d'électricité injectée dans le réseau ne correspond pas exactement à la quantité d'électricité produite,

du fait des pertes induites par le système et de l'énergie utilisée pour faire fonctionner la centrale. Les pertes doivent être déterminées en étudiant les caractéristiques des composants de la centrale (onduleurs, modules, transformateurs, câbles, etc.) et l'aménagement du site ;

• **Application de l'analyse statistique des données** :

Une fois toutes les données nécessaires au calcul du rendement énergétique collectées, il faut évaluer le degré d'incertitude de ces valeurs d'entrée et tâcher d'obtenir des niveaux d'incertitude appropriés dans la prévision finale du rendement énergétique.

4.1.3 Élaboration du plan de conception technique du système

Une autre étape dans l'étude de faisabilité consiste à élaborer un plan de conception technique de la centrale. Il s'agit d'un plan relatif au développement physique du projet qui fournit des informations sur l'agencement de la centrale, les équipements utilisés, les corps de métiers impliqués dans la construction ou les coûts du projet. Ce plan permet d'avoir une vision globale du projet.

Le plan de conception est souvent un prérequis pour obtenir les permis nécessaires à la réalisation du projet. Différentes options (agencement, matériaux utilisés, dimensions des modules, etc.) sont évaluées afin d'obtenir un plan optimisé au maximum. Ce plan contient, généralement, les éléments suivants :

- Les angles d'ombrage et d'inclinaison, l'orientation des panneaux ;
- Le cas échéant, le système de poursuite solaire i.e. tracker solaire ;
- Les exigences relatives à l'exploitation et à la maintenance (e.g. nettoyage des modules) ;
- Les profils de température et de vent du site ;
- Les passes de câble et la minimisation des pertes électriques ;
- Le plan du câblage électrique, du raccordement au réseau et les schémas unifilaires ;
- Les raccordements électriques et le matériel de contrôle ;
- L'analyse détaillée du rendement énergétique tenant compte du plan optimisé.

Le plan de conception comprendra également une évaluation de toutes les options techniques, notamment concernant la sélection des éléments suivants :

• **Module** : La sélection du module est basée sur les résultats de l'étude faisabilité, de la disponibilité du produit et des prix pratiqués sur le marché. Dans les pays où l'industrie solaire n'est pas encore mature, l'importation de modules et autres composants de la centrale peut s'avérer compliqué. Cela peut notamment s'expliquer par des problèmes de douanes ou des négociations difficiles sur les conditions de vente avec des fabricants n'ayant pas de représentant commercial ou de distributeur local.

• **Onduleur** : Généralement, les onduleurs des centrales solaires proviennent de fabricants situés en Europe ou en Amérique du Nord, bien que de nouveaux fabricants chinois et japonais fassent leur apparition. À l'instar des modules, l'importation des onduleurs peut entraîner des retards dans le calendrier du projet.

• **Dispositif de montage** : Le choix des matériaux utilisés pour le dispositif de montage doit se faire en tenant compte des conditions spécifiques de sol du site. Par ailleurs, il peut être choisi d'inclure un système de poursuite, ou tracker, au dispositif de montage qui permet de suivre le soleil et donc d'augmenter la production d'électricité.

4.1.4 Rédaction des études sur l'impact environnemental et social des projets

Il est souvent exigé par les réglementations locales et les organismes prêteurs de réaliser une étude sur l'impact environnemental et (social) du projet. Les modalités et exigences relatives à l'élaboration de cette étude peuvent varier d'un pays à l'autre. Il convient donc de s'assurer que l'étude répond, d'une part, aux exigences du pays d'accueil de la centrale et, d'autre part, à celles des organismes prêteurs. Il est donc vivement recommandé de faire appel à un consultant indépendant qui a l'habitude de réaliser ce genre d'étude pour être sûr que l'étude est conforme aux exigences des autorités et des prêteurs.

Cette étude peut être réalisée en une ou deux étapes en fonction de l'impact du projet jugé lors de la première étape. Ces étapes sont détaillées ci-dessous :

Première étape - Étude environnementale initiale (EEI) : Cette étude est une étude préliminaire qui a pour but de définir la nature et l'ampleur des

impacts environnementaux et l'étendue de l'étude requise. L'étude initiale permettra de donner une première estimation des impacts potentiels du projet et de la sensibilité du site en question. Si les impacts sont jugés significatifs et/ou que le site est dit sensible, il pourra être exigé de réaliser une deuxième étude plus approfondie.

Deuxième étape - Étude d'impact environnementale et sociale complète (EIES) : Le cas échéant, cette deuxième étude se concentrera sur les impacts environnementaux jugés importants, elle permettra donc d'évaluer les effets négatifs de manière plus précise que dans la première étude. Elle déterminera aussi quelles études spécifiques seront nécessaires pour déterminer comment éviter ou réduire ces effets négatifs. Ces études pourront être utilisées tout au long de la phase d'exploitation du projet pour contrôler l'évolution de l'impact du projet.

Critères d'évaluations : Les considérations environnementales clés pour les centrales solaires photovoltaïques sont détaillées ci-dessous :

- Impacts associés à la phase de construction ;
- Utilisation de l'eau ;
- Questions foncières ;
- Impacts visuels et paysagers ;
- Écologie et ressources naturelles ;
- Patrimoine culturel ;
- Transport et accès ;
- Drainage/inondations.

Il convient de noter que la liste des facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. En effet, certaines problématiques environnementales et sociales sont spécifiques à chaque projet.

Pour réaliser l'étude environnemental d'un projet, les normes de performances développées par l'IFC sont souvent utilisées comme référence par les entreprises privés et les institutions financières pour identifier et gérer les risques environnementaux et sociaux. Même si l'IFC les a initialement créées pour sa propre utilisation, elles ont été adoptées par de nombreuses organisations qui en ont fait une composante essentielle de leur gestion des risques environnementaux et sociaux. Ces normes constituent donc aujourd'hui une référence internationale dans la réalisation d'études environnementales et sociales. Dans les pays qui ne sont pas considérés comme des pays à hauts revenus par l'OCDE, elles doivent même

être systématiquement utilisées pour réaliser ces études. Ces normes sont au nombre de huit et concernent les éléments suivants :

- Évaluation et gestion des risques et impacts environnementaux et sociaux ;
- Main-d'oeuvre et conditions de travail ;
- Utilisation efficace des ressources et prévention de la pollution ;
- Hygiène, sécurité et sûreté communautaires ;
- Acquisition des terres et déplacement forcé ;
- Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles ;
- Populations autochtones ;
- 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 son financement bancaire.

Focus Algérie :

Les projets éoliens et solaires supérieurs à 20 MW sont soumis à une étude d'impact sur l'environnement. Une vue détaillée de ces standards est disponible dans les tomes 1 et 2 du « Guide des Etudes d'Impact sur l'Environnement EIE » par la GIZ. Ce guide ne couvre cependant pas le secteur des énergies renouvelables.

Elaboré sur la base de la dimension du projet et de ses incidences potentielles sur l'environnement, le contenu de l'étude ou de la notice d'impact doit comprendre notamment :

- La présentation du promoteur du projet, le nom ou la raison sociale ainsi que, le cas échéant, sa société, son expérience éventuelle dans le domaine du projet envisagé et dans d'autres domaines
- La présentation du bureau d'études accompagnée d'une copie de la décision d'agrément délivrée par le ministre chargé de l'environnement • L'analyse des alternatives et variantes éventuelles des différentes options du projet en expliquant et en fondant les choix retenus aux plans économique, technologique et environnemental
- La délimitation de la zone d'étude en fonction des limites définies par le rayon d'affichage conformément aux dispositions du décret exécutif n° 07-144 du 2 Joumada El Oula 1428 correspondant au 19 mai 2007, susvisé, pour les

installations classées, et sur un rayon ne dépassant pas trois km pour les projets cités en annexes du présent décret

- La description détaillée de l'état initial du site et de son environnement portant notamment sur ses ressources naturelles, sa biodiversité, ainsi que sur les espaces terrestres, maritimes ou hydrauliques et la qualité de l'air susceptibles d'être affectés par le projet accompagné d'un plan de situation à l'échelle de 1/2.500ème et d'un plan de masse à l'échelle de 1/200ème, et sur lequel figure l'affectation des constructions et terrains avoisinant le site du projet ainsi que toutes les servitudes ;

- La description détaillée des différentes phases du projet, notamment la phase de construction, la phase d'exploitation et la phase post-exploitation (démantèlement des installations et remise en état des lieux) ;

- L'estimation des catégories et des quantités de résidus, d'émissions et de nuisances susceptibles d'être générés lors des différentes phases de réalisation et d'exploitation du projet (notamment déchets, chaleur, bruits, radiation, vibrations, odeurs, fumées, etc.) ;

- L'évaluation des impacts prévisibles directs et indirects, à court, moyen et long terme du projet sur l'environnement (air, eau, sol, milieu biologique, santé, etc.) et la méthode utilisée pour l'évaluation des impacts ;

- Les effets cumulatifs pouvant être engendrés au cours des différentes phases du projet ;

- La description des mesures envisagées par le promoteur pour supprimer, réduire et/ou compenser les conséquences dommageables des différentes phases du projet ;

- Un plan de gestion de l'environnement détaillé qui est un programme de suivi des mesures d'atténuation et/ou de compensation mises en oeuvre par le promoteur avec un planning d'exécution de ce plan ;

- Les incidences financières allouées aux mesures préconisées ;

- Tout autre fait, information, document ou étude

soumis par les bureaux d'études pour étayer ou fonder le contenu de l'étude ou de la notice d'impact concernée ;

- L'étude ou la notice d'impact doit être obligatoirement accompagnée par un rapport descriptif du projet, établi par le bureau d'études et mis à la disposition du public durant la période de l'enquête publique.

(Décret exécutif n° 2007-145 du 2 Joumada El Oula 1428 correspondant au 19 mai 2007 déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement et Décret exécutif n° 18-255 du 29 Moharram 1440 correspondant au 9 octobre 2018 modifiant et complétant le décret exécutif n° 07-145 du 2 Joumada El Oula 1428 correspondant au 19 mai 2007 déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement)

4.1.5 Évaluation des facteurs de risques (stabilité du marché, mauvaise estimation des rendements, stabilité des incitations financières, vandalisme...)

Avant même de considérer l'étude de faisabilité, le projet doit impérativement réunir certaines conditions pour qu'il soit considéré comme potentiellement bancable. Ces conditions sont les suivantes :

- Signature d'un contrat PPA permettant d'assurer la vente de la production sur une certaine durée ;
- Obtention d'une garantie financière de l'offtaker.

4.2 Les éléments administratifs : Permis et licences

Les éléments administratifs relatifs au développement d'un projet varient en fonction des pays et des caractéristiques du projet (e.g. taille, segment, régime). Cette partie consiste à présenter les documents administratifs et autorisations nécessaires pour réaliser un projet solaire et communs à plusieurs législations.

Permis de construire : Un permis de construire peut-être exigé et devra être demandé auprès des autorités locales compétentes. Le dossier à soumettre peut inclure d'autres permis. Il convient de se rapprocher des autorités compétentes afin

d'identifier les spécificités locales.

Focus Algérie :

En Algérie, les permis de construire sont à demander auprès du wali ou du Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la Ville selon la classification du projet. En outre, il est aussi nécessaire d'obtenir un certificat de conformité qui sera délivré par la même autorité pour exploiter la centrale. Tant que ce certificat de conformité ne sera pas obtenu, le titre de propriété de la construction réalisée (i.e. la centrale solaire) ne pourra être établi et donc exploité.

Permis d'exploitation/ Licence de production d'électricité

: En général, une licence de production ou autorisation de génération peut être nécessaire afin de permettre à un opérateur de produire et de distribuer de l'électricité. Les exigences et calendriers spécifiques à chaque pays pour l'obtention de cette dite licence peuvent varier de manière assez importante. Par exemple, dans certains pays la licence n'est obtenue qu'après construction, alors que dans d'autres la licence est requise avant de pouvoir financer le projet. En général, elle est adossée au PPA si le projet a un support gouvernemental.

Focus Algérie :

En Algérie, la procédure de demande et d'obtention d'une autorisation d'exploitation est fixée par le décret exécutif n° 06-428 du 26 novembre 2006 fixant la procédure d'octroi des autorisations d'exploitation des installations de production d'électricité. La durée de l'autorisation, le régime de sa prorogation ou de son retrait ne sont pas prévus par la loi et doivent donc être accordés au cas par cas. L'autorisation doit être au moins égale à la durée de vie utile du projet, soit une durée minimale de 25 ans, avec possibilité de prolongation. En termes d'autorisation pour la construction et l'exploitation d'installations renouvelables, la loi 02-01 ne fait pas de distinction entre les installations destinées au marché local et celles destinées à l'exportation. Par conséquent, tous les producteurs sont tenus de disposer d'une licence d'exploitation délivrée par la CREG.

Permis de raccordement : Ce permis de raccordement permet de se connecter et d'exporter de l'électricité sur le réseau. Il précise

généralement le point de raccordement et confirme le niveau de tension qui sera appliqué à ce raccordement. Il est important de noter que les procédures peuvent différer selon le niveau de tension du réseau auquel le projet sera connecté (e.g. basse tension, moyenne tension). En outre, un contrat de supervision ou de performance des travaux de connexion par le gestionnaire du réseau peut être lié à ce permis. La demande est soumise à la société de transmission ou distribution concernée par le projet.

Il est important d'obtenir ce permis avant la fin des travaux ou la mise en service afin de pouvoir commencer les travaux de connexion au plus vite et de pouvoir mettre la centrale en service au plus vite.

Focus Algérie :

En Algérie, La loi 02-01 garantit le droit d'accès au réseau national pour les producteurs, y compris les producteurs privés. Les conditions techniques de raccordement des producteurs au réseau sont définies par le décret du 21 février 2008, mis à jour en 2020 fixant « les règles techniques de raccordement au réseau de transport d'électricité et les règles de conduite du système électrique et de son annexe ». (Code du réseau).

Décret exécutif n° 06-429 du 26 novembre 2006 fixant « le cahier des charges relatif aux droits et obligations du producteur d'électricité ». Dans son article 7, le décret précise que les frais de raccordement aux réseaux de transport d'électricité sont pris en charge comme suit : Le raccordement du producteur au réseau de transport d'électricité est à la charge du gestionnaire du réseau de transport d'électricité jusqu'à la limite de 50 km. Au-delà de cette distance, le producteur prend en charge le reste du raccordement à réaliser. Pour les projets d'énergies renouvelables, cette disposition a été modifiée par le décret n° 17-98 du 26 février 2017, qui stipule que le raccordement aux réseaux sera à la charge de l'investisseur pour les projets, issus de la procédure d'appel d'offres. Les coûts des études de raccordement sont à la charge du producteur.

Certificat d'origine : Le certificat d'origine est un document prouvant l'origine du produit. Il est complété par l'exportateur et certifié par un organisme accrédité (e.g. Chambre de commerce et d'industrie en France).

En fonction du pays d'origine, un produit peut bénéficier de certains avantages tels qu'une importation à taux réduit (i.e. origine préférentielle). Ces avantages sont déterminés dans le cadre des échanges commerciaux entre certains pays ou groupe de pays.

Focus Algérie :

En Algérie, il existe quatre origines préférentielles :

- La convention Algéro-Jordanienne ;
- La Grande Zone Arabe de Libre Échange (GZALE) : Algérie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Egypte, Emirats arabes unis, Irak, Jordanie, Koweït, Liban, Libye, Maroc, Oman, Palestine, Qatar, Soudan, Syrie, Tunisie et Yémen ;
- L'accord d'association entre l'Algérie et l'Union Européenne.
- Zone de Libre-Echange Continentale Africaine (ZLECA ou Zlecaf) : mise en place en janvier 2021

Ces accords permettent d'importer certains produits avec des droits de douanes réduits et autres avantages (e.g. franchise).

Contrat de location : Une justification quant au droit d'utiliser le terrain sera nécessaire. Cela sera soit une promesse ou un contrat de bail/vente du terrain, soit l'acte de propriété du terrain si le porteur de projet le possède déjà. La sécurisation du terrain est l'une des premières étapes du développement d'un projet. Les contrats de bail sont des contrats long terme conclus pour une durée d'au moins 20 ans, souvent avec une clause permettant de prolonger le bail.

Focus Algérie :

En Algérie, il est possible d'acheter ou de louer un terrain privé, mais aussi de souscrire à un contrat de concession pour un terrain appartenant à l'État. La concession est attribuée par décision du Wali pour une durée de 33 ans de gré à gré, et renouvelables deux fois. Cette concession est hypothécable au profit des organismes de crédits en garantie du financement.

5 Les principaux éléments contractuels

5.1 Le contrat d'achat d'électricité PPA : Power Purchase Agreement

5.1.1 Introduction au concept de contrat d'achat d'électricité

Le contrat d'achat d'électricité (CAE) (ou power purchase agreement (PPA) en anglais) est un contrat par lequel un producteur (ou un vendeur d'électricité) et un acheteur, appelé offtaker (pour la suite du document offtaker sera utilisé), s'accordent sur la vente d'électricité pour une certaine durée, habituellement entre 15 et 30 ans. C'est un contrat bilatéral de gré à gré.

Le PPA est fondamental dans la réalisation de projets solaires. En effet, en garantissant des revenus stables sur plusieurs années, il permet aux investisseurs d'amortir les investissements élevés requis pour construire la centrale.

Le contrat précise les différentes obligations qui incombent à l'offtaker et au vendeur. Parmi celles-ci, l'offtaker a l'obligation de payer la production au tarif convenu lorsque cela est dû, alors que le vendeur se doit de fournir l'électricité produite, ainsi que de construire, exploiter et maintenir la centrale.

Des obligations supplémentaires à ces dernières sont incluses dans le contrat et se rapportent à la nécessité : (i) d'une garantie de paiement et de bonne fin ; (ii) du transport de l'électricité et de l'interconnexion au réseau ; (iii) d'accords avec les prêteurs ; (iv) de consentements, de permis, d'autorisations et de licences ; (v) de droits sur les terrains sur lesquels la centrale électrique et/ou les lignes de transmission seront situées ; et (vi) d'assurances.

Les obligations sont souvent partagées entre les parties, elles peuvent aussi changer de parties en fonction de l'état d'avancement du projet. Cela concerne par exemple, le transport de l'électricité et de l'interconnexion au réseau. En effet, il est parfois inclus dans le PPA que la SPV est responsable de la construction de l'infrastructure d'interconnexion entre la centrale et le point de

raccordement au réseau. Dans ce cas, la SPV sera responsable du transport de l'électricité et de l'interconnexion au réseau jusqu'à la réception définitive de l'infrastructure d'interconnexion, date à laquelle, la responsabilité est transférée au gestionnaire de réseau.

5.1.2 Les différents modèles de structures tarifaire d'un PPA

Tout d'abord, il convient de différencier les deux grands types de technologies de génération d'électricité :

- **Les technologies dispatchables (répartissables) :** Ces technologies sont pilotables à la demande de l'offtaker, c'est-à-dire qu'il est possible sur demande d'arrêter ou de reprendre la production quand on le souhaite. Ce sont donc toutes les technologies basées sur les énergies fossiles (e.g. gas, diesel, charbon) ainsi que les installations hydroélectriques et géothermiques ;

- **Les technologies non-dispatchables :** À l'inverse des dispatchables, celles-ci ne peuvent pas être pilotables. Les énergies renouvelables tels que le solaire et l'éolien font partie de ces technologies. La production peut être volontairement réduite en débranchant une partie de la centrale du réseau (voir section 5.1.3). Mais, à pleine puissance, c'est à dire lorsque toutes les unités de production de la centrale fonctionnent il est impossible de piloter le niveau de production. En effet, dans le cas du solaire par exemple, le niveau de production dépend du niveau d'ensoleillement.

Du fait de cette différence, les technologies dispatchables et non-dispatchables bénéficient, la plupart du temps, de structures tarifaires différentes.

PPA des technologies dispatchables : L'offtaker va payer un montant fixe et un montant variable, qui suivront la logique suivante :

- **La Redevance de Capacité :** Une redevance pour la capacité d'une unité de production disponible qui peut être dispatchée par l'offtaker, qu'elle soit ou non effectivement dispatchée par l'offtaker ;
- **La Redevance d'Énergie :** Une redevance par

MWh, ou par kWh pour l'énergie dispatchée par l'offtaker et livrée à ce dernier.

La redevance de capacité sert à couvrir les frais d'exploitation fixes du projet, rembourser l'investissement (i.e. dette et fonds propres) et offrir une certaine rentabilité aux investisseurs. Tandis que la redevance d'énergie couvre principalement les frais variables liés au niveau de production d'électricité.

PPA des technologies non-dispatchables : La structure tarifaire est plus simple et ne comprend qu'une redevance par kWh ou MWh produit par la centrale assortie d'une obligation dite « take or pay » pour l'offtaker. Cette obligation force l'offtaker à acheter toute la production de la centrale qu'il enlève la production ou non.

Deux PPA ont été publiés en Algérie mais n'étaient pas suffisamment tangibles et bancables.

5.1.3 Les différents types de PPA en fonction de l'offtaker

On distingue deux types de PPA en fonction de l'offtaker :

- **PPA classique** : L'offtaker est un fournisseur d'énergie et/ou le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité du pays ou de la région où est située la centrale, dans la plupart du temps il s'agit d'une entreprise publique dite utility company ;

- **Corporate PPA** : L'offtaker est un consommateur d'énergie (e.g. entreprise privée ou une usine) qui achète directement la production d'une centrale. Ainsi, à la différence du PPA classique, le consommateur et le producteur sont directement liés à travers un contrat de droit privé. Cependant, cela ne signifie pas qu'il y n'a pas d'intermédiaire dans la livraison physique de l'électricité. Le corporate PPA peut prendre des formes multiples, on en distingue trois principales :

- **PPA local (physical PPA)** : Le consommateur et le producteur sont physiquement raccordés par une ligne directe ;

- **PPA hors site (sleeved PPA)** : Les sites de production et de consommation ne disposent pas d'un raccordement direct. Dans ce cas, un intermédiaire (souvent un fournisseur) fournit un service d'équilibrage d'injection et soutirage et compense les fluctuations au niveau de la production et de la consommation dans des termes

définis dans un contrat avec le consommateur ;

- **PPA financier (virtual PPA)** : Contrairement à un PPA local, un PPA financier ne contient pas de livraison physique entre le SPV et le preneur. Il s'agit d'une couverture financière sur le prix de marche de l'électricité. Le producteur et le consommateur s'entendent sur un prix de référence (ou strike price) sur lequel ils s'engagent pour une durée déterminée. Dans un premier temps, le consommateur achète l'électricité sur le marché auprès d'un intermédiaire, à l'inverse, le producteur vend sa production sur le marché. Ensuite, si le prix de marché est inférieur au prix contracté, le producteur compense la différence auprès du consommateur et vice versa.

Le PPA classique est de loin la forme la plus répandue, mais les Corporate PPA se développent de plus en plus. Ils sont par exemple très courants aux Etats-Unis et en Jordanie.

5.1.4 Les différents modes d'attribution des PPA

Dans le cas des PPA classiques, l'initiative du PPA vient généralement de l'offtaker et/ou des autorités régulatrices du pays en question qui cherchent un partenaire pour lancer la construction de nouvelles centrales afin de compléter ou renouveler le réseau. Pour trouver le partenaire adéquat, les autorités vont se lancer dans un processus de sélection qui peut prendre différentes formes. Nous en distinguons principalement trois :

- **Appel d'offres** : Il s'agit d'un processus compétitif, organisé par les autorités, dont l'objet principal est la détermination du tarif d'achat d'électricité du PPA. Cela concerne généralement de gros projets que les autorités organisatrices ont pré-développé, c'est-à-dire que les investisseurs candidats se voient imposer, entre autres, le terrain, la technologie et la puissance. En revanche, bien que l'appel d'offres inclue des contrats (PPA, Bail, etc.) préalablement rédigés sans négociations avec les candidats, ces derniers pourraient être en mesure de renégocier certaines conditions contractuelles.

- **Appels à projets** : Les autorités établissent une structure type avec un cadre juridique précis et un PPA pré-rédigé non négociable. Les investisseurs vont ensuite soumettre des propositions de projet sur la base de ce cadre. A la différence des appels d'offres ce sont les investisseurs

qui pré-développent le projet, notamment sur l'aspect foncier, la faisabilité, la technologie, etc. Après cette phase de pré-développement, les investisseurs soumettent un dossier présentant toutes les caractéristiques du projet aux autorités compétentes. Si le projet respecte tous les critères prédéterminés pour bénéficier de ce cadre juridique, un PPA sera automatiquement signé. Généralement, les appels à projets concernent des projets de plus petites tailles, avec une puissance installée comprise dans un certain intervalle.

• **Négociations directes en bilatéral** : Les autorités discutent avec un ou plusieurs partenaires potentiels de manière informelle et vont mener des négociations au cas par cas en espérant trouver un accord satisfaisant. Contrairement aux appels d'offres, les contrats sont rédigés conjointement entre les investisseurs et l'offtaker. Les projets réalisés en négociation directe sont souvent l'aboutissement d'une relation de long terme entre les investisseurs et les autorités du pays de question ou d'accord plus global dans lequel les investisseurs s'engagent dans plusieurs projets.

Cette liste ne saurait être exhaustive, mais d'après notre expérience ces trois processus de sélection sont les plus répandus.

L'utilisation de ces différents processus de sélection permet de cibler différents types d'acteur. Les appels d'offres sont organisés pour construire de gros projets et sélectionner des acteurs de renoms qui vont impulser le développement des énergies renouvelables dans un pays. A l'inverse, les appels à projets permettent d'attribuer un certain nombre de projets à plusieurs porteurs de projet, renforçant ainsi le marché local. Enfin, les projets négociés en bilatéral permettent d'instaurer une relation de long terme avec des partenaires de choix qui pourront mener d'autres projets dans le pays.

La plupart des pays utilisent donc plusieurs processus de sélection, à titre d'exemple, le tableau ci-dessous illustre les méthodes de sélection utilisées en Tunisie, en Ouzbékistan et en France :

Pays	Processus de sélection	Description
Tunisie	Appels à projets : Régime d'Autorisation	Description Sont éligibles les projets qui respectent les critères suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Solaire : <= 10 MW ; • Eolien : <= 30 MW. Le processus se déroule comme suit : <ul style="list-style-type: none"> • Tout investisseur ou producteur souhaitant construire une centrale fait une demande auprès des autorités ; • Cette demande doit être validée par le Ministère qui délivre, le cas échéant, une autorisation ; • A partir de cette autorisation, un accord de principe est signé avec les autorités et les porteurs du projet peuvent constituer la société de projet.
	Appels d'offres : Régime de Concession	<ul style="list-style-type: none"> • Les projets sont portés par le gouvernement ; • Les terrains sont proposés par l'État qui est propriétaire ; • Un appel d'offres a été lancé en 2018 pour 500 MW répartis sur 5 projets ; • Les mises en service sont prévues entre 2021 et 2023. L'appel d'offres se déroule en plusieurs phases : <ul style="list-style-type: none"> • La phase de préqualification, qui vise à sélectionner un nombre restreint de candidats pour la suite du processus, et • La phase d'appel d'offres et de soumission finale de l'offre. Les modalités de l'appels d'offres sont restreintes car envoyées uniquement aux sélectionnés après la première phase.
Ouzbékistan	Appels d'offres	Appels d'offres organisés par le gouvernement et supportés par des banques multilatérales, avec une phase de préqualification et une phase d'appel d'offres final. A date, trois appels d'offres ont été organisés : <ul style="list-style-type: none"> • Scaling Solar (IFC): 500 MW solaire; • Sherabad (ADB) : 200 MW solaire ; • EBRD (Qorao'zak) : 100 MW éolien
	Négociations en bilatéral	Des projets ont été développés avec des acteurs de renoms cherchant à s'implanter durablement dans le pays : <ul style="list-style-type: none"> • Total Eren: Tutly -100 MW solaire; • Masdar: Dubbed Zarafshan - 1.5 GW éolien.
France	Appels à projets : Guichet ouvert- Obligation d'achat	<ul style="list-style-type: none"> • Les centrales d'une puissance inférieure à 100 KW bénéficient d'un contrat avec un tarif d'achat garanti fixé par l'état ; • Il s'agit d'une obligation d'achat, c'est-à-dire que le tarif est automatiquement accordé si le développeur respecte les conditions d'attributions.
	Appels à projets : Processus compétitif avec complément de rémunération	<ul style="list-style-type: none"> • Les centrales d'une puissance supérieure à 500 KW et inférieure à 30 MW sont éligibles à ce dispositif ; • Dans ce cas, l'autorité régulatrice lance un appel à projets pour une puissance donnée et découpé en plusieurs projets de différentes tailles ; • Contrairement au guichet ouvert, il s'agit d'un processus compétitif ; • Le dispositif de soutien prend la forme d'un complément de rémunération dont le prix sera proposé par le candidat.

Focus Algérie :

En Algérie, la CREG a d'abord voulu introduire un système d'appels à projets avec un tarif d'achat garanti (FIT) mais celui-ci a été abandonné en 2017 (décret exécutif n 17-98 du 26 Février 2017) au profit d'un système d'appels d'offres. En effet, la procédure d'appels à projets n'a donné lieu à aucun projet concret du fait des nombreux obstacles juridiques rencontrés par les développeurs, notamment sur l'obtention du permis de raccordement qui s'avère difficile à obtenir. Ainsi, en 2018 un appel d'offres a été lancé par la CREG, mais celui-ci a connu un succès mitigé puisque seulement 50 MW sur les 150 MW appelés ont été attribués.

En revanche, d'autres appels d'offres ont connu plus de succès et se sont avérés être une réussite. Parmi eux, nous pouvons citer l'appel d'offres organisé pour un projet de centrale hybride gaz-solaire initié par Sonatrach qui s'est associé à l'espagnol ABENER, ou encore celui lancé par AEC (Algerian Energy Company, filiale de Sonatrach) pour la construction de 11 usines de dessalement qui ont été financées par des acteurs mondialement reconnus. Les 11 usines bénéficient de contrat d'achat long terme similaires aux PPA du secteur électrique. De par ces appels d'offres, AEC a pu faire jouer la concurrence et choisir les meilleurs partenaires en matière de tarification et de technicité. Des appels d'offres d'un format similaire, mais cette fois pour des centrales électriques, ont également été lancés par AEC. Ces appels d'offres ont pour but de sélectionner un investisseur avec lequel AEC créera une société de projet qui signera le contrat PPA avec l'acheteur SONELGAZ.

5.1.5 Les éléments clés du contrat PPA

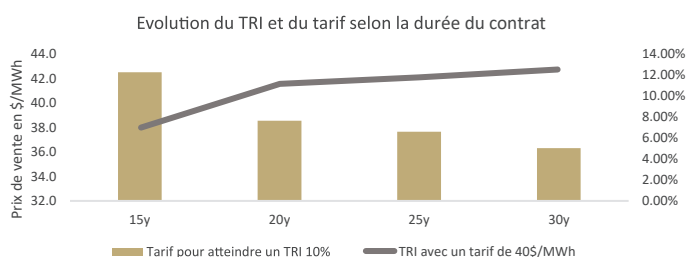
Prix : Le prix est exprimé en unité monétaire par kWh ou MWh. Son niveau peut être déterminé par le biais d'un tarif fixe sur la durée du contrat ou à l'aide d'une formule qui tient compte des prix de marché de l'électricité.

Dans les premières années de la transition énergétique, les tarifs fixes constituaient plutôt la norme. Ces tarifs, décorrélés des prix de marché, étaient octroyés dans le cadre de politiques de subventions publiques visant à encourager les investissements dans les énergies renouvelables.

On parle alors de Feed-In-Tariff. Cependant, ces dernières années, les technologies renouvelables sont devenues plus matures et les coûts d'exploitation ont fortement diminué. De ce fait, la rentabilité des énergies renouvelables s'est fortement améliorée et la pertinence d'un tarif fixe est devenue de moins en moins évidente. Ainsi, nous avons progressivement basculé vers un modèle de complément de rémunération qui détermine le prix du PPA à partir d'une formule tenant compte des prix de marché de l'électricité. Ce modèle vise à garantir un niveau minimum de revenus. On parle alors de Merchant Tariff. Dans cette structure tarifaire, les modèles les plus divers peuvent être utilisés, tels que le plafond, le plancher et/ou une réduction en pourcentage du prix de l'électricité coté à la bourse de l'énergie.

Durée : La durée du contrat PPA est typiquement comprise entre 15 et 30 ans. La durée doit permettre aux sponsors d'amortir leur investissement et leur assurer une rentabilité minimum. Cette durée dépend aussi des législations et du niveau des tarifs accordés.

Le prix et la durée du PPA sont fondamentaux pour déterminer si un projet est bancable ou non, le TRI des investisseurs dépend grandement de ces deux paramètres. Ci-dessous, nous pouvons apercevoir l'évolution du TRI et du tarif en fonction de la durée du contrat.



Source : Simulation à l'aide d'un modèle financier avec un PPA de 25 ans et d'un autre avec un PPA de 20 ans

Unité monétaire : L'unité monétaire utilisée dépendra du pays et de la monnaie utilisée (e.g. centime pour l'euro ou dollar), la monnaie utilisée étant soit la monnaie locale, soit une monnaie dite forte (e.g. Euro ou Dollar américain). Il est d'usage de faire correspondre l'unité monétaire du contrat PPA avec celle des coûts de la SPV (e.g. coût de construction, remboursement du prêt). Cela permet de réduire le risque de devise. Plus généralement, la question de la monnaie est particulièrement importante étant donné qu'elle déterminera l'appétit des investisseurs internationaux (voir le paragraphe sur l'indexation plus bas)

Indexation : Lorsque la devise du contrat PPA n'est pas la même que celle des coûts opérationnels ou de l'emprunt bancaire, la SPV s'expose aux risques de change et à une baisse de ses flux de trésorerie. Cela peut impacter négativement la capacité du projet à rembourser l'emprunt et à rémunérer les investisseurs.

Un autre paramètre à prendre en compte est l'inflation. En effet, si les coûts opérationnels augmentent du fait de l'inflation alors que les revenus restent les mêmes, la marge opérationnelle baisse et le projet devient moins rentable.

Pour répondre à ces problèmes, et garantir une visibilité sur les flux de trésorerie du projet, les tarifs d'achat dans les contrats PPA sont souvent indexés. Il existe deux principaux types d'indexation :

- **Indexation devise :** Le prix de vente de l'électricité est indexé à un taux de change, soit en totalité soit en partie, pour mitiger le risque de change ;
- **Indexation inflation :** Le prix de vente est indexé à l'inflation, soit en totalité soit en partie pour mitiger le risque d'inflation des coûts opérationnels.

Ces deux types d'indexation sont particulièrement utiles dans les pays ayant une monnaie fluctuante (i.e. forte inflation ou cours de change volatile).

Que ce soit pour l'inflation ou la devise, les taux d'indexation varient grandement d'un projet à l'autre. Cela dépend du pays et de sa situation économique, mais aussi des négociations bilatérales entre les sponsors et l'offtaker/gouvernement. On constate donc l'absence de normes pour les taux d'indexation, comme l'illustre le tableau ci-dessous qui donne un aperçu des

taux d'indexation offerts dans les contrats d'achat de projets situés dans différents pays.

Regime / Projet	Pays	Taux indexation devise	Taux indexation inflation
Scaling solar	Ouzbékistan	100% sur USD	0%
Autorisation	Tunisie	Jusqu'à 85% sur EUR ou USD	0%
BenBan	Egypte	70% sur USD	0%
YEKA III (Mini YEKA)	Turquie	24% sur USD 24% sur EUR	26% sur PPI (Producer) 26% sur CPI
Concerne tous les projets	Kazakhstan	30% sur USD	70% sur CPI

Source : Finergreen

Volume d'électricité et risque d'interruption de la production : La production des centrales d'énergies renouvelables (non-dispatchables) est généralement vendue par le biais d'un seul contrat PPA. La SPV est donc dans l'obligation de fournir toute sa production d'électricité à l'offtaker du contrat PPA.

Par ailleurs, il se peut que l'offtaker ou l'exploitant du réseau ne puisse pas enlever toute la production de la centrale. Dans ce cas, la SPV procèdera à une réduction de la production d'électricité pour s'adapter aux contraintes de l'offtaker. De telles situations sont prévues dans le contrat PPA, elles peuvent, par exemple, s'expliquer par des problèmes dans le réseau de distribution.

Les conséquences financières d'une réduction de la production ne sont pas gérées et réparties de la même manière en fonction des marchés (émérgent ou développé). Dans les marchés émergents, c'est l'offtaker qui prendra à sa charge les pertes subies par la SPV après une réduction de la production. Ceci pour deux principales raisons :

- **Risque de réduction prolongée de la production plus élevé dans les pays émergents :** Les réseaux de transports et de distributions étant moins fiables dans les pays émergents, les risques d'une réduction de la production liée à une mauvaise gestion ou à un mauvais état du réseau sont plus élevés.

- **Risque que l'État d'accueil soit en position de force pour obtenir une réduction à son gré :** Dans les marchés émergents, il n'est pas rare que l'État d'accueil soit actionnaire majoritaire de l'offtaker et de l'exploitant du réseau de transport. Il y a

donc un risque pour les investisseurs que l'offtaker s'arrange avec l'exploitant du réseau pour réduire la production quand il a la possibilité de se fournir auprès d'autres sources moins chères.

Cependant, pour que cela s'applique, il faut que cette réduction dépasse un seuil prédéterminé. Dans le contrat PPA, la production qui n'a pas pu être injectée dans le réseau à cause d'une telle réduction est appelée production réputée disponible ou énergie non livrée.

Ainsi, le risque de réductions prolongées de production a conduit à l'élaboration de méthodes plus fiables pour calculer les quantités de production réputée disponible dans les marchés émergents. Cela était essentiel, car lors d'une période de réduction de production prolongée, le montant total des paiements de production réputée disponible peut être très important. Et ces derniers dépendront fortement de la formule de détermination de la production réputée disponible et du matériel de mesure.

Par ailleurs, si l'interruption de la production est imputable à la SPV, c'est-à-dire que la centrale ne peut pas produire de l'électricité à cause d'une mauvaise gestion ou maintenance de la centrale (on dit alors qu'elle est indisponible), des indemnités devront être versées par la SPV à l'offtaker si cette indisponibilité dépasse une certaine durée. A partir d'un certain seuil, cette indisponibilité peut devenir un cas de défaut du producteur et amener à la terminaison du PPA.

Facturation et Paiements : Après avoir négocié le tarif du contrat PPA, l'offtaker et la SPV doivent se mettre d'accord sur les méthodes de mesure de l'électricité produite et les modalités de facturation. Il s'agit notamment de déterminer la consistance du système de comptage (un compteur principal et compteur de secours), les points de livraison de l'électricité et la fréquence des inspections et des calibrages à réaliser sur les compteurs.

En ce qui concerne l'acquisition et l'installation des outils de mesure de la production, dans la plupart des cas, c'est la SPV qui s'en charge.

La quantité d'électricité produite à facturer à l'offtaker est généralement déterminée à partir d'un code de comptage fourni par le régulateur du réseau. Afin d'assurer une certaine transparence

dans la facturation, des représentants des deux parties sont généralement présents lors du relevé des compteurs.

Cependant, il peut tout de même arriver que les montants facturés soient contestés par l'offtaker. Dans ce cas, le PPA prévoit un mécanisme de résolution des différends. Ce dernier donne la possibilité à l'offtaker de contester la facture et de procéder à la mise en attente du paiement. Le mécanisme prévoit aussi l'application d'intérêts de défaut qui s'ajouteront aux montants contestés. Par ailleurs, il est possible pour les parties de se mettre d'accord dans le contrat PPA pour que les montants contestés soient séquestrés sur un compte jusqu'à la résolution du différend.

Enfin, si un paiement est effectué après la date d'échéance convenue entre les parties, l'offtaker sera redevable d'intérêts en plus du paiement à effectuer. Ces intérêts seront déterminés à partir d'un taux de défaut (taux d'intérêt local ou étranger) convenu entre les parties et s'appliqueront à compter de la date à laquelle le paiement était dû jusqu'à celle où il est effectué. La base du taux d'intérêt est généralement le taux interbancaire du marché monétaire publié par la banque centrale du pays pour les composantes en monnaie locale ou le LIBOR/EURIBOR pour les composantes en devise étrangère USD/EUR.

5.1.6 Le contrat PPA et le risque de contrepartie

Dans le PPA, comme dans tout contrat bilatéral, la SPV s'expose au risque de contrepartie vis-à-vis de l'offtaker. C'est-à-dire le risque que l'offtaker ne soit plus en mesure de respecter ses obligations relatives au contrat pour diverses raisons. Ci-dessous se trouve une liste des grands cas de défaut oftaker / vendeur ainsi que leur définition.

- **Défaut de paiement :** Défaut de paiement de toute somme due au vendeur dans un délai de remédiation stipulé après réception d'une notification que ce paiement est dû ;
- **Insolvabilité :** Cas de faillite et d'insolvabilité, y compris la nomination d'un liquidateur, administrateur, fiduciaire, dépositaire ou mandataire similaire dans une procédure intentée contre l'offtaker ou nomination et défaut de mettre fin à la nomination dans les 90* jours de la procédure intentée contre l'offtaker ;

• **Fausse déclaration** : Fausse déclaration ayant un effet significatif défavorable sur la capacité du vendeur à exécuter ses obligations au titre du contrat PPA si la fausse déclaration (si elle est susceptible de remédiation) n'a pas fait l'objet d'une remédiation dans les 30-60* jours de la notification ;

• **Défaut de respect par l'offtaker des étapes de construction** : Défaut de l'offtaker de parvenir aux étapes de construction pour des raisons non imputables à la force majeure et au défaut du vendeur (lié à l'infrastructure d'interconnexion, aux actifs de l'offtaker ou à toute autre installation associée que l'offtaker doit construire) à la suite d'une période raisonnable de remédiation, au vu de la complexité des installations associées que l'offtaker doit construire et de l'impact potentiel des retards sur les délais critiques de la construction de la centrale électrique ;

• **Défaut au titre d'un autre document clé du projet** : La survenance d'un cas de défaut de l'offtaker ou de l'État au titre d'un autre contrat clé du projet ;

• **Changement législatif** : La survenance d'un changement législatif qui, dans chaque cas pendant une période de 90 à 180* jours, rend nul ou inopposable un engagement significatif de l'offtaker; rend nul ou inopposable un droit significatif de la société de projet; et/ou interdit le rapatriement des dividendes ou le remboursement des prêts, conséquence qui n'est pas atténuée par des engagements d'amélioration de crédit de l'État pour couvrir ces événements ;

• **Cession** : Cession du PPA (y compris par réorganisation ou privatisation de l'offtaker en violation de toute stipulation du PPA qui interdit cette cession) ;

• **Violation significative** : Toute autre violation significative de l'offtaker à la suite d'une notification et d'un défaut de remédiation dans les 30 jours de cette notification (ou de commencer la remédiation dans les 30 jours et de la terminer dans les 90-180* jours).

*Les jours sont donnés à titre indicatif

5.1.7 Focus sur le risque de crédit et la solvabilité de l'offtaker

Risque de crédit : Afin de réduire le risque de contrepartie détaillé dans la partie précédente, il est primordial d'analyser la solvabilité de l'offtaker. En effet, c'est cette dernière qui permettra de déterminer si l'offtaker est financièrement en mesure de respecter ses obligations. Pour cela, il faut évaluer le risque de crédit de l'offtaker, c'est-à-dire le risque qu'il ne rembourse pas tout ou partie de ses crédits aux échéances prévues dans les contrats de prêts.

Outils d'analyse pour déterminer le risque de crédit : L'analyse crédit est réalisée à partir de notations de la dette ou d'analyses internes. La notation de la dette, ou rating en anglais, est l'appréciation, par une agence de notation financière, du risque d'insolvabilité financière d'une entreprise, d'un État (« notation souveraine ») ou d'une autre collectivité publique, nationale ou locale, d'une opération (emprunt, emprunt obligataire, opération de financement structurée, titrisation, etc.). Cette appréciation résulte sur l'attribution d'une note correspondant aux perspectives de remboursement des engagements de l'entreprise envers ses créanciers : fournisseurs, banques, détenteurs d'obligations, etc. À ce jour, les agences Moody's, Standard & Poor's, et Fitch Ratings sont les agences de notations les plus utilisées par les investisseurs pour estimer le risque de leur investissement. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des notes données par ces trois agences en fonction de la solvabilité des entreprises.

Notations long terme	Moody's	Standard & Poor's	Fitch Ratings
	Meilleure qualité, solvabilité maximale	Aaa	AAA
Haute qualité	Aa1	AA+	AA+
	Aa2	AA	AA
	Aa3	AA-	AA-
Qualité moyenne supérieure	A1	A+	A+
	A2	A	A
	A3	A-	A-
Qualité moyenne inférieure	Baa1	BBB+	BBB+
	Baa2	BBB	BBB
	Baa3	BBB-	BBB-
Spéculatif	Ba1	BB+	BB+
	Ba2	BB	BB
	Ba3	BB-	BB-
Très spéculatif	B1	B+	B+
	B2	B	B
	B3	B-	B-
À haut risque Ultra spéculatif	Caa1	CCC+	CCC
	Caa2	CCC	
	Caa3	CCC-	
En défaut, quelques espoirs	Ca	CC	CC
		C/CI/R	C
En défaut sélectif En défaut	C	SD	RD
		D	D

5.1.8 Dispositifs et garanties pour réduire le risque de contrepartie

Face aux risques de défaut évoqués dans les parties précédentes, plusieurs dispositifs ont été développés afin de couvrir les investisseurs et les prêteurs. Ces dispositifs sont détaillés ci-dessous. Acheteur de dernier recours : C'est un dispositif de sécurité qui permet de garantir la vente d'électricité aux producteurs d'énergies renouvelables qui sont dans l'incapacité de vendre leur production sur le marché. Par exemple, cela peut arriver parce que le producteur n'a pas trouvé d'agrégateur ou parce que ce dernier est défaillant. Ce mécanisme est similaire à celui de l'« offtaker of last resort » instauré en Angleterre et en Allemagne.

Garanties MIGA (et similaires) : Si l'offtaker est une entreprise étatique, la garantie Breach of Contract de la MIGA permet aussi de se protéger contre le risque de contrepartie. Cette garantie est censée couvrir le risque politique, elle s'applique si un gouvernement ou une entreprise étatique ne respecte pas ses engagements. Dans ce cas, les pertes subies par les investisseurs et les prêteurs liées à la violation d'un contrat par un gouvernement seront couvertes par la MIGA. Cette garantie ne s'applique qu'après décision de justice. Pour que la MIGA approuve le contrat et accorde cette garantie, il est souvent exigé d'avoir une garantie souveraine.

Garantie d'état : Afin d'encourager les investissements, de nombreux États offrent une garantie de paiement contre le risque de défaut de la compagnie d'électricité locale. Les conditions d'attribution de la garantie d'état sont standards dans de nombreux pays en voie de développement.

Garantie de la maison mère : La maison mère fournit une garantie couvrant le paiement de l'option de vente ou les futures mensualités.

Garantie bancaire : L'entreprise obtient d'une banque une garantie couvrant une partie de l'option de vente.

Possibilité de changer l'offtaker : Dans le cadre d'un corporate PPA, les investisseurs ont la possibilité de changer l'offtaker si celui-ci ne respecte pas ses engagements, ainsi que de transférer les droits ou permis si c'est l'offtaker qui les possède.

Focus Algérie :

Habitude de l'état, track record MIGA, possibilité de garanties bancaires, etc.

- Dans l'AO CREG : garantie souveraine retirée à un stade avancé de l'appel d'offre
- Sur d'autres projets Infrastructure, l'état peut ou a donné une garantie du trésor
- MIGA peut fournir l'ensemble de ses services en Algérie, n'ont pas beaucoup travaillé dans le pays car aucune demande.

5.1.9 Autres points d'attention dans un contrat PPA

Changement législatif : Le développement des énergies renouvelables étant souvent conditionné au soutien de politiques publiques, un changement législatif dans le pays où est implanté la centrale peut avoir de lourdes conséquences pour la rentabilité et la faisabilité d'un projet. C'est pour cela qu'un changement législatif impactant négativement la solvabilité du projet doit être compensé par un ajustement des tarifs efficace. Afin de rassurer les prêteurs et investisseurs du projet à cet égard, une clause sur les changements législatifs est souvent incluse dans le contrat PPA. Elle peut concerner les éléments suivants :

- Introduction d'une nouvelle législation ;
- Modification d'une législation existante ;
- Changement dans l'interprétation des textes.

Les compensations peuvent prendre la forme d'une révision du tarif ou d'une compensation financière directe. Par ailleurs, un ajustement à la baisse pourrait aussi être considéré si le changement législatif bénéficie à la SPV.

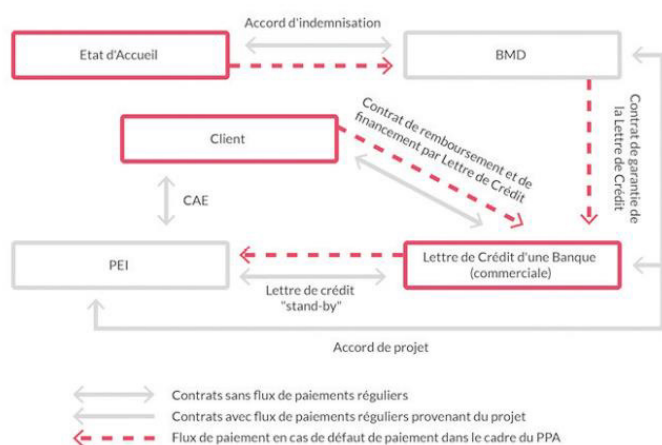
Résolution des litiges : L'offtaker étant souvent une entreprise publique, il est important d'avoir un tribunal d'arbitrage situé dans un endroit neutre et un arbitrage suivant un règlement reconnu par la communauté internationale (e.g. CIRDI, CNDCI, LCIA, CCI)

Force Majeure : Il est important d'avoir des stipulations claires en ce qui concerne la force majeure dans le contrat PPA. Ce dernier doit précisément définir la signification et les conséquences de la force majeure, ainsi qu'indiquer ce qui n'est pas couvert par la définition de la force majeure.

Les garanties partielles de risque : Les garanties partielles de risque (GPR ou PRG en anglais) proposées par les banques de développement multilatérales sont également utilisées comme instrument d'atténuation du risque sur les marchés en développement. Elles ne font pas partie du PPA mais peuvent y être adossées.

Les GPR peuvent être particulièrement utiles en cas de craintes sur la capacité d'un acheteur public ou du garant souverain de s'acquitter de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un projet. Les GPR attribuent typiquement une protection de crédit partielle aux prêteurs privés lorsque l'offtaker public ou l'État ne s'acquitte pas de ses obligations de paiement au titre du PPA. La liste des déclencheurs concernant les GPR est limitée aux événements à risque politique, tels que le non-respect d'une obligation financière par un garant souverain, notamment concernant une obligation d'achat d'une centrale électrique après la résiliation d'un PPA. Les GPR transfèrent ces risques à des institutions multilatérales tierces qui sont plus à même de gérer que des parties privées. Ces GPR peuvent être utilisés pour garantir le remboursement des prêts par la SPV et l'obligation de rembourser une banque qui a émis une lettre de crédit pour le compte d'un client.

Exemple de structure d'une GPR



Source : Banque Mondiale

La GPR présentée ci-dessus est une GPR contre-garantisant une lettre de crédit émise par une banque commerciale, elle-même couvrant le risque de liquidité de l'offtaker (e.g. 3, 6, 12 mois de paiement). Au moment où le producteur d'électricité indépendant (PEI) tire la lettre de crédit, la banque multilatérale de développement sera impliquée et se retournera vers l'Etat du

pays en question, avec qui elle a un accord d'indemnisation. Ainsi l'Etat sera directement impliqué et aura des incitations fortes ce qui devrait pousser l'offtaker, souvent possédé par ce dernier, à rembourser/payer dans les temps. Ainsi, même si la garantie concerne principalement un risque de liquidité, l'implication directe de l'Etat et des MDB permet de donner plus de confort aux potentiels prêteurs et investisseurs, et ce à un coût significativement à d'autres couvertures.

Ce type de PRG a déjà été mis en place avec succès dans d'autres pays à revenu faible et intermédiaire pour des projets de production d'électricité financés par des internationaux.

Focus Algérie :

Modalités de l'AO CREG :

- Les tribunaux, arbitrages et autres sont locaux ;
- Il n'y a pas de protection contre le changement de loi, pas de garanties sur l'évacuation de l'électricité, pas de buy out option, etc.
- Le paiement se fait en devise locale uniquement ;
- En revanche, il y a une indexation des revenus durant les dix premières années. Compte offshores et rapatriement des devises :
- Le flou demeure sur la possibilité de comptes offshores.
- En ce qui concerne la détention de devises en Algérie, indépendamment d'être résidents (y compris les sociétés établies selon le droit national) ou non-résidents, il est possible d'ouvrir un compte en devises étrangère auprès d'institutions financières nationales agréées et de posséder plusieurs comptes en devises étrangères. Par ailleurs, concernant l'utilisation d'un compte en devises étrangères des non-résidents, il est possible de détenir les comptes spéciaux définis ci-dessous ;

- **CEDAC** (Compte En Dinars Algériens Convertible) : Compte en dinars algériens convertible dont les dinars peuvent être convertis en devises étrangères. Compte permettant de recevoir de l'étranger des devises étrangères, d'effectuer des paiements nationaux en dinars et d'envoyer des devises étrangères à l'étranger

- **INR** (compte Intérieur Non-Résidents) : Compte qu'un non-résident peut ouvrir sur la base d'un contrat signé avec une entreprise algérienne. Utilisation lorsqu'un non-résident a reçu une

commande d'un projet gouvernemental. Le principe de transfert d'argent à l'étranger ou vers un autre compte en devises étrangères est impossible. La fermeture de ce compte est requise dans les 6 mois suivant le paiement final contractuel. L'INR ayant pour objet les paiements nationaux, l'envoi d'argent à l'étranger ou vers des comptes en devises étrangères n'est pas autorisé. Cependant, dans le cas d'un versement d'argent d'un compte CEDAC vers un compte INR, il est possible de retourner le montant à concurrence du montant versé initialement. L'approbation de la Banque d'Algérie est nécessaire pour verser une somme dépassant ledit montant sur le compte CEDAC et les entreprises japonaises soulignent l'aspect peu pratique de ce fonctionnement

Corporate PPA :

- Il est possible, une loi existe depuis 2002 ;
- Cependant, la loi n'a pas tous les décrets et textes d'application et de nombreux vides juridiques subsistent ;
- Il y a des confusions entre autoconsommation et autoproduction ;
- Le manque de clarté sur la possibilité de vendre à un tiers ainsi que sur d'autres sujets a provoqué l'abandon de nombreux possibles porteurs de projets (dans l'Oil & Gas notamment).

5.2 Le contrat de construction EPC : Engineering, Procurement & Construction

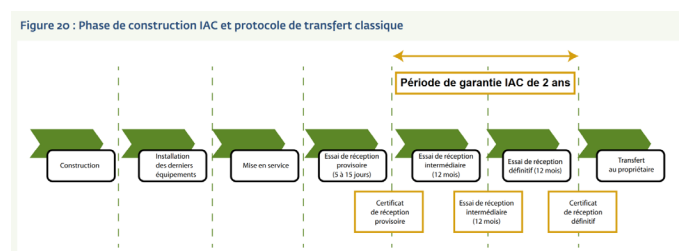
5.2.1 Les éléments clés d'un contrat EPC

Coûts : Le coût d'un contrat EPC est fixé à l'avance afin de protéger les investisseurs contre les surcoûts éventuels liés à une mauvaise performance du contractant. Le calendrier de paiement est aussi prédéterminé à l'avance en se basant sur les différentes étapes de la construction (e.g. mise en service, pose des panneaux, fin du terrassement, etc.). En cas de dépassement des coûts, le contractant EPC prend à sa charge les frais supplémentaires engagés.

Délais : Le constructeur doit respecter la date fixe d'achèvement des travaux indiquée dans le contrat EPC. Si les travaux ne sont pas finis à cette date (completion date en anglais), le contractant sera redevable de dommages et intérêts appelés Delay Liquidated Damages (DLDs). Ces DLDs constituent

une pénalité financière que le contractant EPC doit verser aux investisseurs du projet. Ces DLDs sont estimés en se basant sur les pertes encourues par la SPV en raison de ce retard. Une pré-estimation de ces coûts doit être faite au moment de la signature du contrat. Ces DLDs sont en général calculés sur une base journalière.

Garanties de performance : Le contractant EPC fournit une garantie de performance sur les travaux effectués. S'il s'avère que les travaux n'ont pas permis d'obtenir le rendement théorique de la centrale ou que des malfaçons apparaissent, le contractant devra payer des dommages et intérêts aux investisseurs. Ces pénalités financières sont appelées Performance Liquidated Damages (PLDs). Comme pour les DLDs, Les PLDs sont déterminés à partir d'une estimation du manque à gagner pour la SPV. En général, ils sont calculés en se basant sur la VAN des futures pertes.



Source : Banque Mondiale

Périmètre : Le contrat EPC est un contrat qui peut couvrir un large périmètre d'action, il peut notamment inclure les réalisations suivantes :

- Design de la centrale ;
- Drainage du site ;
- Obtention et installation des éléments suivants : panneaux photovoltaïques, onduleurs, structures de montage, transformateurs, équipements de comptage, de l'appareillage électrique, interface de connexion au réseau, système de sécurité ;
- Construction des fondations, clôtures de sécurité, route d'accès (interne et externe)
- Câblage du courant continu et du courant alternatif ;
- Mise à la terre et protection contre la foudre ;
- Mise en service de la centrale ;
- Constitution d'un stock de pièces détachées ;
- Documentation de fin de chantier (manuel d'exploitation, certificats de mise en service, plans des ouvrages finis, etc.).

Critères de sélection d'un contractant EPC : Le choix du contractant EPC est primordial pour

la réussite du projet. Les critères suivants sont souvent utilisés pour déterminer le choix du constructeur :

- Références internationales et dans la région ;
- Performance financière et LDs ;
- Qualification de l'équipe projet ;
- Liste des fournisseurs.

Autres garanties :

- Sûretés du contrat EPC : Plusieurs sûretés peuvent être demandées dans un contrat EPC ;
- Garantie bancaire : Elles peuvent couvrir entre 5 et 15% du coût total du contrat ;
- Garantie de la maison mère : Elle s'applique si le contractant EPC ne respecte pas ses obligations ;
- Réétention d'une partie des paiements sur un compte tiers.

Pour information, les PLDs, tout comme les DLDs ont un seuil plafond individuel et collectif (e.g. les PLDs ne peuvent pas dépasser un certain pourcentage de la valeur du contrat et les PLDs plus les DLDs ne peuvent dépasser un autre pourcentage du contrat).

5.2.2 Risques liés au contrat EPC et à la phase de construction

Cette section décrit les principaux points d'attention à avoir pour éviter de commettre des erreurs coûteuses au cours de la phase de construction d'un projet solaire. Une conception appropriée, des contrôles de qualité réguliers et la réalisation d'essais sur site constituent un bon moyen d'éviter ces erreurs. Les points d'attention à avoir en fonction des différents aspects techniques de la construction sont détaillés ci-dessous.

Travaux de génie civil : Construire une centrale solaire ne requiert pas une maîtrise très poussée des techniques de constructions car il s'agit de travaux de génie civil relativement simples. Il peut cependant y avoir des conséquences graves et coûteuses si les fondations ne sont pas conçues en tenant bien compte des conditions du sol. Il est donc important d'avoir des rapports d'étude du sol suffisamment détaillés pour concevoir des fondations appropriées.

Par ailleurs, certains sites présentent des risques supplémentaires, comme les friches industrielles ou les anciennes bases militaires. Les sols

de ces sites peuvent contenir des substances dangereuses et nécessitent donc des précautions supplémentaires pour les travaux d'excavation, de terrassement ou de battage de pieux pour les fondations.

Mécaniques : La phase de construction mécanique est relative à l'installation et l'assemblage des structures de support sur le site. Certaines erreurs simples comme un mauvais alignement des structures ou l'absence de peinture anticorrosion appliquée aux structures peuvent se révéler coûteuses. Si un système de poursuite est utilisé, il est aussi important de s'assurer qu'il y a assez d'espace pour la rotation des modules ou que l'actionneur est bien réglé pour permettre de verrouiller les modules dans la position souhaitée. Ces erreurs peuvent impliquer des travaux de réparation avant le transfert qui augmenteront le coût total du projet.

Câbles électriques : Les câbles électriques doivent être installés de telle sorte que les tensions de tractions et rayons de courbure adéquates soient bien respectés pour éviter tout dommage à long terme. De même, l'entreprise chargée du câblage doit s'assurer que les câbles sont bien protégés, fixés et maintenus en place pour qu'ils ne subissent aucun dommage.

En ce qui concerne les câbles souterrains, ils doivent être signalés et enfouis à une profondeur appropriée (généralement entre 500 mm et 1000 mm). Afin d'enfouir les câbles dans le sol, il est préférable de les placer dans des conduits. S'ils sont enfouis directement, il est conseillé de les intégrer à une couche de sable ou de terre tamisée afin d'éviter tout dommage causé par les matériaux de comblement.

Enfin, afin de vérifier le bon fonctionnement de tous les câbles, il est important de réaliser des essais complets avant la mise sous tension.

Par ailleurs, Dans les marchés où les normes électriques ont récemment connu des modifications, il est conseillé de faire appel à des spécialistes pour confirmer que tout équipement électrique importé respecte les exigences locales.

Raccordement au réseau : Le raccordement au réseau est généralement effectué par un tiers sur lequel les porteurs du projet ont un contrôle limité.

Il est donc d'autant plus nécessaire de veiller à ce que les exigences relatives au réseau sont bien respectées avant d'effectuer le raccordement. En effet, des retards dans la réalisation du raccordement décaleront la date de mise sous tension, ainsi que le début de l'exploitation commerciale.

Lorsque le réseau n'a pas d'unité de production d'énergies renouvelables préexistantes, il se peut que les exigences du code de réseau relatives à l'électricité renouvelable n'aient pas été clairement établies au moment de la signature du contrat. Cela implique donc un risque de conformité supplémentaire pouvant déboucher sur un retard de la mise en service. Il est donc particulièrement important de consulter régulièrement l'exploitant du réseau, mais aussi des consultants locaux ou des investisseurs ayant réalisé des projets similaires dans la région.

Logistique : Si l'organisation et le planning du chantier n'ont pas été bien pensés, des problèmes logistiques peuvent survenir. Par exemple, il est nécessaire de s'assurer que les engins de chantier puissent accéder au site pour la construction. Les problématiques logistiques doivent également être considérées d'un point de vue opérationnel pour être sûr de pouvoir remplacer un équipement aussitôt qu'il tombe en panne ou qu'il arrive en fin de vie.

Sécurité : Dans certaines zones ou pays, les travaux peuvent être interrompus par des événements extérieurs au projet (forte criminalité, main d'oeuvre non disciplinée, etc.). Certains matériaux et pièces utilisés nécessaire à la construction de la centrale ont une forte valeur monétaire comme le cuivre ou les modules. De ce fait, le site de la centrale peut être la cible de vols et autres actes malveillants contre lesquels il faut se protéger. Ces événements peuvent être évités en élaborant un plan de sécurité dont l'importance et le budget ne doivent pas être sous-estimés.

Problématiques relatives aux marchés émergents : Dans les nouveaux marchés, la possibilité d'obtenir ou d'importer le matériel nécessaire pour construire une centrale solaire peut être limitée par l'obligation de se conformer aux règles locales spécifiques. Les équipements importés peuvent être aussi 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.

De plus, les fournisseurs des nouveaux marchés ne sont pas toujours soumis aux mêmes standards de qualité que ceux des marchés matures. Les projets solaires dans les nouveaux marchés sont plus exposés aux risques de qualité pour les matériaux provenant de fournisseurs nouveaux ou inconnus. Il est donc indispensable de redoubler de vigilance sur la qualité des produits fournis. Cela doit se faire par une gestion stricte de la qualité avec l'élaboration d'un plan rigoureux permettant d'identifier et répondre rapidement aux risques et problèmes engendrés par un défaut de qualité. Si ce n'est pas le cas, cela peut conduire à des méthodes ou procédures incorrectes dans l'exécution des travaux, ce qui peut avoir des répercussions coûteuses pour le projet.

Il faut aussi tenir compte du fait que les employés des entreprises d'installation dans les nouveaux marchés sont souvent inexpérimentés. Cela peut engendrer des malfaçons et donc des coûts supplémentaires. Cependant, avec une formation adéquate, le recours à un personnel local inexpérimenté peut constituer un moyen peu coûteux de construire une centrale solaire.

5.2.3 Mise en service de la centrale

Le essais et inspections relatifs à la mise en service ne sont effectués qu'après installation des derniers équipements, c'est à dire une fois que le système est prêt à être mis sous tension.

Pour que la mise en service soit effective, le constructeur doit avoir satisfait les exigences des porteurs du projet, et avoir terminé la construction et l'installation de la centrale en s'assurant qu'elle est bien conforme aux normes du réseau et de sécurité.

La réussite de la mise en service est indispensable pour procéder à la réception provisoire et entamer le processus de transfert de la centrale du constructeur aux porteurs du projet. La mise en service doit attester de trois principaux critères:

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

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

Éléments mis en service : Les chaînes de modules photovoltaïques, les onduleurs, les transformateurs, l'appareillage, les systèmes de protection contre la foudre, la mise à la terre des systèmes de protection, les systèmes de protection électrique, les systèmes de protection et de déconnexion relatifs à la conformité du raccordement au réseau, les systèmes de surveillance (y compris les capteurs météorologiques), la structure de support et des systèmes de poursuite (le cas échéant) et les systèmes de sécurité.

Essais de mise en service : Avant de procéder au raccordement de la centrale au réseau, le constructeur (ou un sous-traitant spécialiste de l'électricité) doit vérifier la continuité et la conductivité électrique des différents sous composants de la centrale. 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, une inversion de polarité peut entraîner un incendie ;
- **Essai de tension en circuit ouvert :** Ce test vérifie que toutes les chaînes sont correctement raccordées et que tous les modules produisent un niveau de tension conforme à leur fiche d'information ;
- **Essai de courant de court-circuit :** Ce test vérifie que toutes les chaînes sont correctement raccordées et que les modules produisent le courant attendu ;
- **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. Après avoir réalisé les essais de mise en service

avec succès et attesté du bon fonctionnement et du fonctionnement en toute sécurité de tous les composants de la centrale, le constructeur pourra procéder à la mise en service des onduleurs. Cette dernière doit être effectuée dans le strict respect des consignes du fabricant.

Raccordement au réseau : Comme mentionné précédemment, le raccordement au réseau ne peut être réalisé qu'après avoir effectué les essais de mis en service avec succès.

Généralement, le contrat de raccordement au réseau stipule certaines exigences que la centrale doit respecter. Ces exigences concernent souvent la protection électrique, les procédures à suivre lors de la déconnexion et la gestion des pannes. Ces exigences et conditions doivent être acceptés avant la mise en service de l'interface de raccordement au réseau et la mise sous tension de la centrale. Par ailleurs, il est généralement convenu dans le contrat de raccordement qu'un représentant de l'exploitant du réseau assistera au raccordement.

Recommandations générales sur la mise en service : Les activités de mise en service concernent l'inspection visuelle et les essais fonctionnels des composants qui doivent être effectués par des spécialistes, généralement des sous-traitants du contractant EPC.

Ces activités ne peuvent être effectués qu'après installation définitive des composants de la centrale ou, le cas échéant, de manière progressive en fonction du raccordement des chaînes de modules.

En revanche, pour les centrales équipées de modules nécessitant une période de rodage (e.g. modules en silicium amorphe à couche mince), il faut que cette période soit achevée et que les modules aient subi une dégradation initiale pour commencer les essais.

La mise en service doit être réalisée dans des conditions météorologiques stables et, idéalement, à des niveaux d'ensoleillement supérieurs à 500 w/m². L'ensoleillement impactant fortement la performance de la centrale, la température des cellules à l'intérieur des modules, l'ensoleillement et l'heure lors de tous les essais doivent être enregistrés lors de la mise en service.

Enfin, les résultats des essais doivent être renseignés dans un dossier complet de mise en service. Bien que ces tests soient réalisés par le constructeur, le propriétaire doit en être informé et s'assurer qu'il possède toute la documentation requise.

Les essais décrits dans le présent article ne font pas obstacle aux normes locales, qui varient d'un pays à l'autre. Une référence utile pour la mise en service des systèmes photovoltaïque 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.

5.2.4 Transfert de la centrale par le constructeur au promoteur

Une fois les essais et inspections de la mise en service effectués, le processus de transfert de la centrale du constructeur aux porteurs du projet peut débuter. La première étape de ce processus est la réception provisoire, pour qu'elle soit effective, plusieurs conditions renseignées dans le contrat EPC doivent être remplies. Ces conditions peuvent être les suivantes :

- L'installation des derniers équipements s'est déroulée conformément aux spécifications techniques convenues, et la centrale est dénuée de défauts ;
- 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 ;
- Les essais de mise en service et le test du coefficient de performance (CP) de la réception provisoire ont été réalisés avec succès ;
- Les garanties relatives aux équipements et aux sous-traitants ont été attribuées à la SPV ;
- 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 des investisseurs a été réalisée ;
- Tous les dommages et intérêts liquidés liés aux retards ou à la performance encourus par le contractant EPC lors de la construction ont été versés aux investisseurs ;
- Toute garantie de bonne exécution ou

cautionnement requis au cours de la période de garantie du contrat EPC a été remise aux investisseurs.

Une fois la réception provisoire effective, les investisseurs sont tenus d'effectuer le versement final du contrat EPC au constructeur. En d'autres termes, 100 % de la valeur du contrat devra être versée au constructeur. La date de la réception provisoire marque aussi le début de la garantie constructeur, qui dure généralement 24 mois.

Essai du coefficient de performance : Pour que les porteurs du projet accordent la réception provisoire au constructeur, un test de coefficient de performance doit être effectué pour vérifier que la centrale fonctionne conformément aux critères convenus dans le contrat (production, efficacité et fiabilité). Ce test doit être réalisé au minimum sur cinq jours consécutifs et peut durer jusqu'à quinze jours.

Prédire la future performance d'une centrale avec seulement quelques jours d'essais est une tâche délicate. Ainsi, plusieurs formules et méthodologies sont utilisées pour effectuer ce test, celles-ci sont spécifiées dans le contrat EPC. Il est aussi préférable de tester l'efficacité et la fiabilité des centrales avec différentes conditions météorologiques. Du fait de l'importance et de la complexité de ce test, les porteurs du projet font souvent appel à des spécialistes indépendants.

Les résultats du test de coefficient de performance vont être comparés à la valeur garantie dans le contrat. Dans le cas où le coefficient de performance est inférieur à la valeur garantie, le constructeur doit déterminer les raisons de cette sous performance et effectuer les modifications nécessaires avant de répéter le test.

Compte tenu de la courte durée de l'essai, les dommages et intérêts liés à la performance ne sont pas associés aux résultats du premier test mais à ceux des tests annuels effectués à la fin d'une ou deux années d'exploitation de la centrale. Par ailleurs, la garantie du coefficient de performance dépasse rarement deux ans. En revanche, elle peut parfois faire partie d'un contrat O&M (voir section 6.3) à long terme.

5.2.5 Les garanties du constructeur après la mise en service et le transfert définitif de la centrale

Une fois la centrale mise en route et la réception provisoire effectuée, le constructeur reste lié au projet à travers les garanties qu'il a données sur les travaux effectués. Celles-ci sont décrites ci-dessous.

Garantie contre les défauts : Il est d'usage que le contractant EPC fournisse une garantie contre les défauts éventuels de la centrale sur une période d'au moins deux ans suivant la date de la réception provisoire. Par le biais de cette garantie, le contractant EPC s'engage à rectifier tout défaut susceptible d'être identifié au cours de cette période.

Garantie de performance : En plus d'une garantie contre les défauts, il est d'usage que le constructeur fournisse aussi une garantie du coefficient de performance. La durée de cette garantie est censée être la même que celle contre les défauts. Ainsi, une mesure du coefficient de performance sera réalisée à une ou deux occasions distinctes au cours de la période de garantie. La pratique la plus courante est d'effectuer un test au cours de la première année d'exploitation de la centrale et un autre au cours de la deuxième année. Cela permet ainsi de supprimer le risque de biais saisonnier affectant le calcul et donne une véritable évaluation de la performance de la centrale.

Réception définitive et intermédiaire : Le processus de transfert de la centrale du constructeur aux porteurs du projet se fait en trois étapes. Chaque étape donne lieu à un test de coefficient de performance qui débouche sur un certificat de réception si la performance est conforme aux attentes.

La première étape correspond au test effectué à la mise en service qui permet d'accorder la réception provisoire. La deuxième et la troisième étape concernent les deux tests effectués pendant la période de la garantie constructeur.

La réussite du test de la première année d'exploitation donne lieu à la réception intermédiaire. De même, celui de la deuxième année d'exploitation débouche sur la réception définitive. Les réceptions intermédiaire et définitive sont certifiées respectivement par le certificat de

réception intermédiaire (CRI) et le certificat de réception définitive (CRD).

Si les résultats des tests de performance des réceptions intermédiaire définitive sont inférieurs aux niveaux garantis, le constructeur sera redevable de dommages et intérêts auprès des investisseurs au titre de la garantie de performance. Ces dommages et intérêts ont vocation à compenser les pertes de revenus anticipées sur la durée de vie du projet.

Pour que les dommages et intérêts soient applicables dans les juridictions de droit commun, il est important de préciser qu'ils doivent être déterminés à partir d'une estimation honnête des pertes encourues par les investisseurs à cause d'un défaut de performance.

Une fois que les tests des réceptions provisoire, intermédiaire et définitive sont réalisés avec succès, que tous les défauts observés ont été rectifiés et que tout retard encouru ou dommages et intérêts liés au rendement ont été payés, les porteurs du projet doivent accorder la réception définitive au constructeur. Le constructeur est ainsi libéré de ses obligations au titre du contrat EPC, et la centrale est définitivement transférée aux porteurs du projet.

5.2.6 Les différentes structures du contrat EPC

Il existe deux grandes structures contractuelles pour la construction :

- **Contrat EPC clé en mains, ou turnkey en anglais :** Le contractant EPC s'occupe de l'ensemble de la construction (design, conception, approvisionnement, construction etc.) ;
- **Multi-contrats :** Les investisseurs n'ont pas un seul contractant mais une multitude de sous contractants : génie civil, approvisionnement des panneaux, etc.

Les avantages et inconvénients des deux approches sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Contrat EPC : clé en main	Multi Contrats
<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - Procédures faciles à appliquer : une seule partie responsable - Bonne étendue des prestations 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût plus bas - Nombreux partenaires : procédures plus complexes - Identification des écarts entre les contrats est cruciale (Back-to-Back) - Un contrat de gestion de la construction est nécessaire pour les lier (AMO) - Les procédures d'acceptation et l'interface entre les travaux doivent être soigneusement surveillées et documentées

Par ailleurs, afin d'optimiser les coûts et les procédures administratives, la structure du contrat EPC peut inclure un contrat local et un contrat international. Cela a deux avantages majeurs :

- Réduction du coût du contrat EPC en réduisant les taxes ;
- Meilleure conformité avec les réglementations locales (e.g. license). Certains pays imposent des restrictions sur la nationalité des entreprises performant certaines activités liées à la construction (e.g. Jordanie).

Focus Algérie :

- Sur les contrats EPC locaux : possibilité d'importer et d'élargir le périmètre de la mission (e.g. connexion au réseau dans le périmètre du mandat de l'EPC, etc.) ;
- Difficulté d'import : lors d'un précédent projet, le process pour retirer les marchandises a pris en moyenne 3 mois, alors que le régime ne couvrait que 30 jours, l'EPC a donc dû payer ces surcoûts plus le coût du retard pour les travaux. En cause, le client final de l'EPC a mis du temps à donner les franchises TVA ;
- Le cahier des charges du premier tender EPC était inadapté aux standards solaires. Le cahier des charges du second tender (hybridation) était meilleur, avec certaines sous parties adaptées, mais il restait disproportionné ;
- Garantie de bonne exécution : très difficile à obtenir de la part des banques nationales (i.e. banques purement algériennes). Les banques internationales ont moins de difficulté à l'obtenir (problème de connaissance/expertise des banques locales) ;
- Possibilité de financement de la part d'ECA pour ces contrats (e.g. BPI avec une garantie de pré financement) ;
- Forte importance du local content, parfois trop ;
- Besoin d'être minutieux sur l'attribution des responsabilités : le permitting devrait être délégué à l'admin la plus compétente (cf. EPC solaire, le besoin d'autorisations de la part 8/9 ministères différents, devait faire les démarches pour SKTM) => Evite des délais et des surcoûts (sur les premiers projets EPC, fort surcoût et long retard).

5.3 Le contrat d'exploitation O&M : Operations & Maintenance

5.3.1 Éléments clés du contrat O&M

Prix : Le coût du contrat O&M est généralement déterminé à partir d'un tarif fixe par kWp installé. Ce tarif est généralement indexé et complété d'une formule de paiement pour les services supplémentaires rendus.

Périmètre : Comme son nom l'indique le périmètre d'un contrat O&M inclut l'exploitation de la centrale ainsi que sa maintenance. Ces activités sont détaillées dans les points ci-dessous.

Exploitation : L'exploitation couvre la télésurveillance, la supervision et le pilotage à distance de la centrale. Cela implique également la sous-traitance et la coordination des activités de maintenance.

Maintenance : Il y a plusieurs types de maintenance, celles-ci sont indiquées ci-dessous :

- **Maintenance préventive** : Cette maintenance se réfère aux inspections et vérifications des composants clés menées à des intervalles prédéterminés et conformes aux recommandations des fabricants. Cela est indispensable pour maintenir la garantie des équipements, et réduire les risques de panne ou de dégradation ;
- **Maintenance corrective** : Elle concerne les réparations effectuées après une défaillance ou un dysfonctionnement d'un composant de la centrale, cela inclut donc le diagnostic, la réparation temporaire et la réparation définitive. Ces activités sont effectuées sous trois niveaux d'intervention : la restauration sans remplacement, la substitution d'un composant et l'intervention pour restaurer les fonctionnalités de l'appareil doublée d'une action nécessaire sur le logiciel de l'appareil ;
- **Maintenance prédictive** : Afin de prévenir tout risque de panne, le prestataire O&M réalise des analyses détaillées sur les paramètres clés des composants de la centrale pour évaluer leur niveau de dégradation. Si ces analyses montrent une dégradation anormale du matériel, le contractant O&M procédera à une maintenance dite prédictive. Cette maintenance vise donc à anticiper les pannes et réduire les risques d'immobilisation de la centrale.

La maintenance préventive est réalisée dans le cadre d'un plan de maintenance annuel fourni par le prestataire qui précise le planning des interventions et les procédures à suivre en cas de

réparation. Le plan de maintenance doit inclure les éléments suivants :

- Les équipements concernés (e.g. modules photovoltaïques, onduleurs) ;
- Les tâches à effectuer (e.g. nettoyage des modules, vérification des fusibles) ;
- La fréquence (e.g. chaque année, mois, trimestre, semestre) ;
- Le degré (sous ensemble aléatoire ou défini, ensemble de la centrale).

Un exemple de plan de maintenance se trouve en annexe

À noter qu'une autre maintenance dite exceptionnelle est aussi à prendre en considération dans un projet solaire. Celle-ci n'est pas couverte dans le contrat O&M. Elle concerne les événements imprévisibles majeurs qui nécessitent de gros travaux de réparation des installations.

Durée : Tout contrat O&M doit inclure une section précisant la date d'effet du contrat et sa durée d'application. Cette section peut également indiquer les modalités de renouvellement ou de prolongation du contrat. Il est aussi recommandé de spécifier les conditions qui doivent être remplies pour qu'une des deux parties (SPV ou contractant O&M) puisse procéder à la résiliation du contrat.

Gestion des pièces détachés : Les pièces de rechange concernent tous les articles (matériels et équipements tels que les modules et onduleurs) destinés à remplacer des articles similaires défectueux. Ces pièces sont stockées, elles ne sont donc ni utilisées ni incorporées dans la centrale. Par ailleurs, les pièces de rechange sont énumérées dans une liste indiquée dans le contrat O&M.

Le stockage et le réapprovisionnement doivent être gérés de manière efficace afin de garantir une maintenance de qualité nécessaire au bon fonctionnement de la centrale. C'est le contractant O&M qui en a la charge, il doit ainsi s'assurer que ces pièces seront rapidement disponibles pour effectuer les réparations au plus vite, et minimiser le temps d'immobilisation de la centrale. En revanche, c'est la SPV qui est propriétaire des pièces de rechange.

Gestion technique d'actif : Le gestionnaire technique de l'actif doit réaliser des rapports réguliers sur la performance et la gestion de la centrale à la SPV et aux autres bénéficiaires définis

dans le contrat que le lie à la SPV. Les rapports doivent, en théorie, couvrir les points suivants :

TYPE DE DONNÉES	INDICATEUR PROPOSÉ
Mesures de données brutes	- Irradiation - Énergie active Produite - Énergie active Consommée
KPIs des centrales PV	- Productible de Référence - Productible Spécifique - Indice de Performance (PR) - Indice de Performance corrigé en température - Indice de performance énergétique - Disponibilité Technique - Disponibilité Contractuelle - Disponibilité sur la base de l'énergie
KPIs des entreprises d'O&M	- Temps de l'Accusé de Réception - Temps d'Intervention - Temps de Réponse - Temps de Résolution
KPIs des équipements	- Temps moyen entre les pannes (MTBF) - Pertes d'énergie spécifique au niveau onduleur - Productible Spécifique de l'onduleur - Pertes par salissure des modules
Rapports d'incidents	- Principaux incidents et l'impact sur la production - Problèmes de garantie - Problèmes liés à la santé, la sécurité et l'environnement - Etat et niveau des stocks de Pièces de rechange - Tâches de maintenance préventive réalisées

Le gestionnaire s'occupe aussi, entre autres, des démarches administratives : gestion des garanties d'équipement, des contrats, des réclamations d'assurances, de la conformité de l'installation aux réglementations, etc. Il arrive aussi régulièrement que le gestionnaire de l'actif soit chargé de la gestion du contrat O&M.

5.3.2 Garanties du contrat O&M

Garanties contractuelles : Le contrat O&M peut inclure plusieurs garanties relatives à la performance de la centrale et du prestataire. Pour la performance de la centrale, la garantie peut prendre la forme soit d'une garantie du taux de disponibilité, soit d'une garantie du coefficient de performance. En ce qui concerne la performance du contractant O&M, il s'agit d'une garantie du temps de réponse.

- **Garantie du taux de disponibilité :** La disponibilité est le rapport entre le temps de fonctionnement réel de la centrale et le temps de fonctionnement possible. Avec la garantie du taux de disponibilité, le contractant O&M s'engage à obtenir un certain niveau de disponibilité de la centrale. Cette garantie permet donc de mesurer la capacité du prestataire à assurer la fonctionnalité

de la centrale. La pratique de marché est de garantir un minimum de 98% de disponibilité sur l'année. Si la disponibilité n'atteint pas 98%, des dommages et intérêts devront être payés par le prestataire au propriétaire de la centrale.

• Garantie du coefficient de performance :

Le coefficient de performance correspond au rendement de la centrale, c'est-à-dire le rapport entre sa production d'énergie électrique et la quantité d'énergie qu'elle a reçue du rayonnement solaire. Le contractant O&M est redevable d'une indemnité sous forme de dommages et intérêts si le coefficient de performance réalisé est en dessous de la valeur garantie. La compensation doit être fixée à un niveau constituant une véritable estimation de la perte ou des dommages encourus.

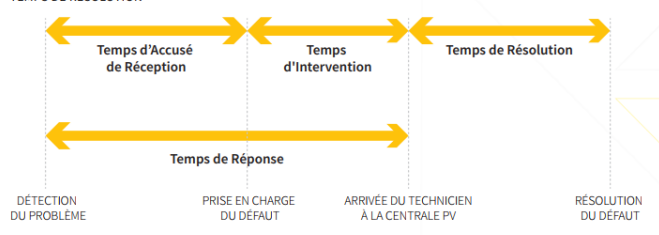
Une garantie de coefficient de performance est plus souhaitable pour les investisseurs du projet. En effet, celle-ci est plus contraignante pour le prestataire O&M qui s'engage sur la performance de centrale et non plus sur le simple fonctionnement de la centrale. De ce fait, certains fournisseurs tiers de services d'O&M sont réticents à fournir une telle garantie sur les systèmes dont ils n'ont pas assuré la conception ou la construction.

• Garantie du temps de réponse/intervention :

Le contrat O&M peut aussi inclure une garantie du temps de réponse/intervention selon la classe de défaut. Le temps de réponse correspond au temps écoulé entre la détection du problème et l'arrivée du technicien sur le site de la centrale. Lors de la définition des garanties de temps de réponse, il est recommandé de différencier les heures et les périodes avec des niveaux d'irradiation élevés et faibles ainsi que les classes de défaut, c'est-à-dire la perte de puissance (potentielle).

La figure ci-dessous illustre ce que représente le temps de réponse (temps d'accusé de réception + temps d'intervention) et le temps de résolution.

FIGURE 6 : TEMPS D'ACCUSÉ DE RÉCEPTION, TEMPS D'INTERVENTION, TEMPS DE RÉPONSE, TEMPS DE RÉOLUTION



Source : SolarPower Europe

En fonction de la classe de défaut, le temps de réponse garantie varie. La figure ci-dessous est un exemple de garantie fournie dans un contrat O&M.

CLASSE DE DÉFAUT	DÉFINITION DE LA CLASSE DE DÉFAUT	GARANTIE DU TEMPS DE RÉPONSE
Classe de défaut	La centrale entière est éteinte, 100% de perte de puissance.	4 heures le jour
Classe de	Plus de 30% de perte de puissance ou plus de 300kWc en arrêt.	24 heures
Classe de	0% -30% de perte de puissance	24 heures

Source : SolarPower Europe

Un modèle de contrat O&M développé dans le cadre des contrats Open Solar, une initiative conjointe de l'Initiative Terrawatt et de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) est disponible en Open source.

Garanties de performance vs garantie de réponse :

Les porteurs de projets solaires se tournent de plus en plus vers les garanties de temps de réponse (TR) au dépend des garanties de coefficient de performance (CP). En effet, la mesure du taux de performance s'avère être assez subjective puisqu'elle dépend fortement de l'interprétation des capteurs installés sur le site qui nécessitent un étalonnage constant et une gestion efficace. Il est donc plus difficile pour les investisseurs de s'assurer des bonnes performances du contractant O&M. En adoptant le temps de réponse comme mesure clé, les deux parties contractantes disposent d'un mode de fonctionnement plus transparent, basé sur un ensemble de paramètres convenus à l'avance, et en relation directe avec la gravité de la panne et le pourcentage de perte de production sur le site.

Les garanties de temps de réponse sont donc de plus en plus fréquentes dans les contrats O&M, elles sont souvent accompagnées d'une garantie de disponibilité.

Coordination avec le contracteur EPC :

Le transfert de responsabilité se fait en général au moment de la connexion au réseau (cf mise en service dans la partie EPC).

5.3.3 Critères de sélection d'un contractant O&M

Critères de sélection d'un contractant O&M :

Comme pour le contrat EPC, il existe des critères à prendre en compte pour sélectionner le meilleur contractant possible. Il s'agit des critères suivants :

- Références internationales et dans la région ;

- Performance financière ;
- Liste des fournisseurs ;
- Qualification de l'équipe projet.

5.4 Contrat d'assurance

5.4.1 Environnement assurantiel des projets solaires

Malgré un réel besoin de couverture des investisseurs dans les énergies renouvelables, le secteur de l'assurance n'a pas encore développé et/ou normalisé de produits proposant une couverture complète face aux risques encourus dans un projet solaire.

Il convient néanmoins de préciser que certaines polices d'assurances spécifiquement destinées aux projets d'énergie solaire sont disponibles sur le marché, mais celles-ci ne sont pas encore standardisées et adaptées à la demande. En effet, les compagnies d'assurance ne disposant que de peu de données et n'ayant souvent pas ou peu d'expérience, elles n'ont pas encore le recul nécessaire pour améliorer leur offre et proposer des polices d'assurance équitables et détaillées.

En conséquence, les investisseurs sont souvent dans l'obligation de souscrire à différentes assurances auprès de différentes entités afin de stimuler des conditions concurrentielles. Dans la pratique, les investisseurs des projets solaires de grande envergure souscrivent à une assurance responsabilité civile, une assurance sur les biens et de plus en plus à une assurance contre les risques environnementaux.

5.4.2 Les polices d'assurance applicables aux projets solaires

Les différents types d'assurances à la disposition des porteurs de projets solaires sont détaillées ci-dessous.

Assurance responsabilité civile générale : Il se peut que les activités liées à exploitation de la centrale causent des dommages à des tiers (visiteurs, personnels de l'exploitant du réseau, contrôleurs, etc.). L'assurance responsabilité civile générale permet de se prémunir contre les conséquences financières de ces dommages. Cela concerne aussi bien les dommages corporels ou incorporels causés aux personnes tierces que ceux

causés aux biens appartenant à des tiers.

Assurance de biens : Elle permet de couvrir les biens matériels de la centrale contre les vols, le vandalisme, les incendies et les catastrophes naturelles. Elle vient compléter la garantie décennale en couvrant un plus large panel de risques et sur une plus longue durée.

Par exemple, si une panne survenue sur un composant de la centrale entre dans le cadre de la garantie décennale, c'est la responsabilité du fabricant qui est mise en cause. C'est donc lui qui doit le remplacer, et non l'assureur. En revanche, si cette panne n'est pas couverte par la garantie décennale, ou qu'elle arrive après la période de garantie décennale, c'est l'assureur qui doit couvrir les frais de remplacement.

Assurance environnementale : Elle permet aux porteurs du projet d'être indemnisés en cas de dommages environnementaux causés sur le site par la construction de la centrale ou en cas de dommages préexistants.

Assurance contre les conditions climatiques défavorables : Cette assurance permet d'être indemnisé en cas de pertes de revenus liés à un ensoleillement plus faible que prévu. En Europe, les estimations de l'ensoleillement étant assez fiables, peu d'investisseurs souscrivent à cette assurance

Assurance de pertes d'exploitation : En cas de sinistre majeur (incendie, explosion, tempête), la centrale pourrait ne plus être en mesure de maintenir sa production. La SPV serait donc contrainte d'interrompre son activité, et ne pourrait plus dégager de revenus. L'assurance de pertes d'exploitation permet de couvrir les pertes liées à cette interruption d'activité préservant ainsi les flux de trésorerie du projet. La souscription à cette assurance est souvent requise par les prêteurs pour obtenir le financement bancaire.

Assurances politiques : Afin de favoriser les investissements directs à l'étranger dans les pays en développement, des agences internationales dont la mission est de réduire la pauvreté et d'améliorer les conditions de vie des populations offrent des garanties contre les risques politiques. C'est notamment le cas de la MIGA (Agence multilatérale de garantie des investissements),

filiale du groupe de la Banque mondiale, qui fournit les garanties et couvertures suivantes :

- **Couverture des risques de transfert et d'inconvertibilité** : Quand des investisseurs financent un projet dans un pays en développement, ils s'exposent au risque d'inconvertibilité. C'est-à-dire le risque qu'ils soient dans l'incapacité de convertir les revenus gagnés en devise locale liés à l'investissement (capital, intérêts, principal, bénéfices, redevances et autres revenus liés à l'investissement) et/ou de les transférer hors du pays. Lorsque cela relève de la responsabilité du gouvernement du pays en question, la MIGA verse une indemnisation dans une monnaie qui aura été spécifiée dans le contrat de garantie. Il convient de préciser que cette garantie ne couvre pas le risque de dépréciation.

- **Expropriation** : L'expropriation est une procédure par laquelle un gouvernement ou une entité publique contraint une entreprise à céder la propriété de son investissement ou les droits liés à cet investissement. La MIGA offre une garantie qui permet de couvrir les pertes subies par les investisseurs suite à une expropriation. Cette garantie couvre différentes formes d'expropriation : nationalisation, confiscation pure et simple et expropriation larvée (actes successifs qui ont, à terme, le même effet qu'une expropriation). Dans certains cas bien précis, le risque d'expropriation partielle (e.g. la confiscation de fonds ou biens corporels) peut aussi être couvert par la MIGA.

- **Rupture de contrat** : Si un gouvernement décide de rompre ou de dénoncer un contrat avec un investisseur, les pertes découlant de cette décision peuvent être couvertes par la garantie « breach of contract » de la MIGA. Dans certains cas, il est possible d'étendre cette garantie pour les obligations contractuelles des entreprises publiques.

- **Conflits armés, actes terroristes et troubles civils** : Dans certains pays, la situation politique peut être instable exposant les investisseurs aux risques de troubles civils ou d'actions militaires (révolutions, insurrections, coups d'État et actes de sabotage et de terrorisme) pouvant résulter sur une dégradation, destruction ou disparition de biens corporels ou d'une interruption totale des opérations. La MIGA offre une garantie contre les risques de dommages matériels et d'interruption totale des opérations causés par une instabilité politique. Une interruption temporaire des opérations peut également être

couverte sur demande de l'investisseur, trois causes d'interruption étant alors considérées : dégradation de biens, abandon forcé, et perte de jouissance. En cas d'interruption des opérations de courte durée, la MIGA couvrira les coûts indispensables à la reprise des opérations et les pertes de revenus ou, dans le cas de prêts, les paiements non effectués.

Focus Algérie :

La MIGA est tout à fait en mesure d'offrir sa palette de produits et services (sans restriction), la réalité étant que le demande reste très faible si ce n'est pas inexistante, et ce, depuis de nombreuses années. À ce jour, nous n'avons donc pas d'exposition sur l'Algérie.

Garantie sur la liquidité du développeur : Les projets solaires étant des projets infrastructures et donc possiblement long, complexes et coûteux à développer et construire, il convient de s'assurer de la capacité du porteur de projet à exécuter le projet. Une solution possible consisterait à demander des lettres de garanties de banques confirmant que le porteur de projet dispose des fonds nécessaires pour financer le projet. Cela dit, l'approche la plus souvent adoptée par les gouvernements lors des appels d'offres est différente et se base sur une garantie de soumission (bid bond) ainsi qu'un système de présélection des porteurs de projets potentiels. La présélection se base sur l'expérience technique et les assises financières des développeurs (e.g. notation crédit, bilan et comptes de l'entreprise, valeur nette). L'idée étant d'écarter dès le départ les partenaires n'ayant, à priori, pas les capacités pour développer les projets.

Cette présélection s'accompagne d'une garantie de soumission à fournir lors de l'appel d'offre. Cette garantie est fournie par une banque au nom de développeur et au bénéfice de l'offtaker pour un certain montant. C'est une garantie à première demande qui permet à l'offtaker d'être dédommagé en cas de non-réalisation du projet. La banque se retournant par la suite contre le porteur de projet.

5.4.3 Les polices d'assurance en fonction des différentes phases du projet

Les risques auxquels le projet est exposé ne sont pas les mêmes pendant la phase de construction et la phase d'exploitation. Il est donc nécessaire de souscrire à des assurances spécifiques pour chaque phase de développement du projet qui répondent à des besoins différents.

Construction : Les principales assurances pendant la phase de construction sont les suivantes :

- **Assurance tous risques (dommages aux biens) :** Elle couvre généralement le coût de remplacement des composants de la centrale ;

- **Assurance tous risques Marine Cargo :** Elle couvre le coût de remplacement des matériels et équipements acheminés par voie maritime et destinés à être intégrés dans la centrale

- **Assurance de responsabilité civile générale :** Cette assurance permet de couvrir des dommages causés aux personnes tierces et à leurs biens ;

- **Assurance de responsabilité civile employeur :** Elle permet de couvrir l'employeur si un employé se blesse, développe une maladie ou décède en raison des conditions ou des pratiques de travail ;

- **Assurance delay in start-up (DSU) :** Également appelée advanced loss of profit (ALOP), elle assure les propriétaires de projets pour les conséquences financières d'un retard dans l'achèvement d'un projet résultant d'un événement de dommage physique assuré. L'objectif est de donner aux promoteurs une protection supplémentaire pendant la phase de construction d'un projet. Elle indemnise la perte de revenus subie à la suite d'un dommage aux travaux contractuels entraînant un retard d'achèvement. La DSU est une nécessité absolue pour les projets complexes de construction et d'ingénierie.

Exploitation : Les principales assurances pendant la phase de construction sont les suivantes :

- **Assurance responsabilité civile générale et employeur :** Voir ci-dessus

- **Assurance tous risques matériels :** Elle couvre les dommages causés aux équipements de la centrale ;

- **Assurance perte d'exploitation :** Elle couvre le risque d'interruption du fonctionnement de la centrale pour une période donnée ;

- **Assurance force majeure :** Cette assurance couvre les dommages causés par des événements imprévisibles, irrésistibles, insurmontables et pour lesquels les parties impliquées ne pouvaient exercer aucune influence.

Focus Algérie :

Le secteur des assurances n'est pas encore préparé à couvrir les risques spécifiques de la production PV, notamment les pertes de rendement, les interruptions pour non mise à disposition du réseau les risques météo etc.

5.4.4 Critères de sélection d'un assureur

Comme pour les contractants EPC et O&M, il existe des critères à prendre en compte dans la sélection d'un assureur, à savoir :

- Réputation et fiabilité ;
- Track record dans le secteur des renouvelables et dans la région ;
- Pertinence des produits proposés avec le projet.

6 Les standards d'évaluation des projets de centrales solaires

6.1 Stratégie d'investisseurs et exposition au risque projet

Tout d'abord, afin d'évaluer les projets, il convient de comprendre ce que les différents investisseurs recherchent et les risques qu'ils sont prêts à accepter. En effet, les stratégies d'investissement diffèrent selon les types d'investisseurs. Certains investisseurs se concentrent uniquement sur les phases de développement et de construction avant de revendre le projet à d'autres investisseurs, tandis que d'autres n'investissent que quand les projets sont déjà en exploitation. Le tableau ci-dessous illustre l'implication de chaque type d'investisseur dans les différentes phases d'un projet :

Investisseur	Développement	Construction	Exploitation	Commentaires	Dettes?
Energéticiens	Oui	Oui	Parfois	Prises de parts majoritaires, gestion de la construction et exploitation	Probable
Producteurs indépendants	Oui	Oui	Parfois	Prises de parts majoritaires ou minoritaires, conservées tout au long de la vie du projet	Oui
Développeurs purs	Oui	NonN	on	Développent les projets dès leurs origines et revendent au bouclage financier ou après construction	Peu probable
Fonds "private equity"	Oui	Oui	Non	Rentabilité exigée élevée pour des prises de risques en développement. Revente des parts en exploitation	Oui
Fonds infrastructure	Non	Oui	Oui	De nombreux acteurs. Prise de risque de construction. Garanties et contrats de maintenance long terme exigés	Probable
Gestionnaires d'actifs	Non	Parfois	Oui	Achètent des projets construits ou prêts à construire pour les exploiter sur toute leur durée de vie	Peu probable
Fournisseurs Constructeurs	Parfois	NonN	on	Parts minoritaires en développement, avec options de sortie, dans le but d'approvisionner leurs carnets de	Peu probable

Par conséquent les différentes classes d'investisseurs ont différentes perceptions des risques et sont plus ou moins confortables avec certains et non d'autres. Cependant il convient de noter que les méthodes d'analyse financières restent globalement similaires pour tous les investisseurs.

6.2 Critères généraux définissant la bancabilité d'un projet solaire

Cette partie a pour ambition de présenter les éléments clés qui permettent de déterminer la bancabilité d'un projet solaire.

6.2.1 Les critères économiques et financiers

La rationalité économique et financière d'un projet doit être démontrée pour qu'il soit considéré comme bancable. Plusieurs critères clés d'analyse financière sont utilisés par les banques et les investisseurs pour déterminer le potentiel économique et financier d'un projet, à savoir :

- La valeur actuelle nette (VAN) des flux de trésorerie du projet, celle-ci doit être positive pour que le projet soit considéré comme viable économiquement ;
- Le taux de rentabilité interne qui mesure la rentabilité des fonds propres de l'investisseur, il correspond au taux d'actualisation qui permet d'obtenir une VAN nulle pour l'investissement ;
- L'analyse des flux de trésorerie qui doivent être stables et prévisibles pour respecter les ratios de couverture (comme le DSCR et DSRA) imposés par les banques ;
- Le ratio de leverage prenant en compte l'exposition du prêteur en termes de risque pays, de tendance sectorielle, notation de crédit etc ;
- Les risques et leurs mécanismes de couverture, les garanties.

Plus généralement, pour qu'un projet soit bancable d'un point de vue financier, il doit créer de la valeur et permettre aux investisseurs d'obtenir une rentabilité en adéquation avec les risques encourus.

6.2.1 Les critères techniques

Ensuite, il faut démontrer la faisabilité technique du projet, c'est-à-dire étudier les éléments suivants :

- La qualité des contractants EPC, O&M et développeur : Les entreprises doivent être reconnues avec des références ;
- La technologie utilisée : La technologie doit être certifiée et maîtrisée par plusieurs constructeurs et opérateurs, cela est indispensable pour obtenir des garanties sur la fiabilité de l'installation et mitiger le risque de défaillance des contractants ;
- Le potentiel solaire : Le région où est construite la centrale photovoltaïque doit avoir un niveau de gisement solaire qui permet d'obtenir une production suffisante pour amortir les coûts du projet ;
- Les besoins en énergie : Il faut s'assurer que le réseau auquel sera raccordée la nouvelle centrale n'est pas en surcapacité et que la construction d'une centrale est pleinement justifiée par des besoins en énergie croissants ou non satisfaits par la capacité actuelle du réseau.

6.2.2 Les critères politico-juridiques et contractuels

Enfin, l'étude du cadre légal et de l'environnement politique dans le pays où est situé le projet ainsi que de la structure contractuelle est déterminante pour attester ou non de la bancabilité d'un projet. Plus précisément, les investisseurs porteront leur attention sur les éléments suivants :

- Les principales lois encadrant la production d'électricité, la présence d'un état droit, le poids de la lourdeur administrative... ;
- La stabilité politique, la politique énergétique du pays et ses ambitions dans les énergies renouvelables : présence ou non d'un dispositif de soutien et mécanisme de ce soutien le cas échéant ;
- La qualité des structures contractuelles (PPA, EPC et O&M) pour s'assurer que les contrats sont structures de telle sorte que les risques que ne peuvent pas contrôler les investisseurs sont portés par les contractants.
- La présence ou non de contraintes liées aux investissements provenant de l'étranger.

6.3 Analyse des structures des financement

6.3.1 Analyse des structures des financement

Comme expliqué dans les premières sections du rapport, les projets solaires sont le plus souvent financés avec un mélange de fonds propres et de dette. L'idée derrière ce mélange étant d'utiliser un effet de levier.

L'effet de levier (ou leverage) désigne l'utilisation de l'endettement pour augmenter sa capacité d'investissement. Il est utilisé pour augmenter la rentabilité des fonds propres, ce qui est rendu possible tant que le coût de l'endettement est inférieur à l'augmentation des bénéfices obtenus grâce à l'endettement. Il faut donc un coût de financement inférieur à la profitabilité du projet pour que cela fonctionne.

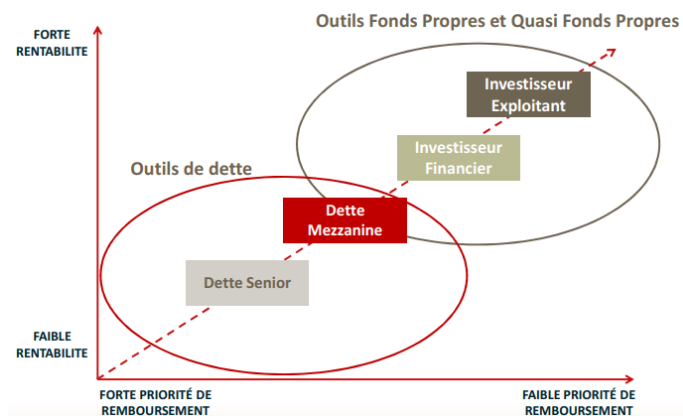
Le coût de la dette est inférieur, en théorie, au coût du capital, car les prêteurs font face à un niveau de risque inférieur : leur retour sont déterminés à l'avance (i.e. taux d'intérêt) et ils ont une priorité sur les remboursements plus fortes que celles des autres investisseurs (i.e. la séniorité). Cependant, cela ne fonctionne que si la dette ne représente qu'une portion de l'investissement et c'est ce que représente le gearing.

Gearing (leverage ratio) : Ce ratio correspond au montant de dette sur l'investissement total du projet. Les prêteurs peuvent l'utiliser pour limiter le montant emprunté.

$$\text{Leverage ratio (ratio de levier)} = \frac{\text{Dette}}{\text{Capex total}}$$

Le gearing est donc une mesure sommaire indiquant les risques pris par le prêteur, dans le sens où plus le gearing est important plus les risques pris par le prêteur le sont. Cependant, cela signifie aussi que moins un projet est risqué plus le gearing peut être important (même si ce dernier est aussi déterminé par la capacité de remboursement du projet).

Il existe cependant différents instruments pour financer les fonds propres ou la dette, étant tous plus ou moins risqués pouvant être sommairement représentés comme il suit :



Source : Finergreen

Nous allons donc passer en revue ces différents instruments et leurs spécificités.

6.3.2 Les différents types de financement des fonds propres du projet

Les fonds propres d'une entreprise correspondent aux capitaux propres versés par les associés ou actionnaires, augmentées par les profits générés annuellement par l'entreprise qui ne sont pas distribués en dividendes.

L'apport de capitaux dans une entreprise donne droit à certains titres de propriété sur l'entreprise, un droit d'information et un droit de participation aux bénéfices. Les fonds propres apportés par les actionnaires peuvent prendre différentes formes :

- **Capital Social** : Le capital social représente l'investissement des associés dans l'entreprise, soit en nature soit en numéraire. Il est remboursé à la fin de vie de la SPV, ou plus tôt si les actionnaires procèdent à une réduction de capital.
- **Compte courant d'associé (CCA)** : Le CCA constitue un prêt de la part des actionnaires à la SPV. Il peut se substituer au capital social. Cela permet de remonter les capitaux plus vite et donc d'avoir un retour sur investissement plus rapide (i.e. pas de contrainte de distribution contrairement aux dividendes). Le prêt génère aussi des intérêts déductibles qui permettront de faire diminuer le résultat imposable. Cependant, la déductibilité des intérêts varie d'un pays à l'autre.
- **Prêt relais (equity bridge loan)** : Ce prêt permet au promoteur du projet d'emprunter le montant des fonds propres investis dans le projet. Le prêt peut être remboursé au moment de l'exploitation commerciale ou même plus tard. Le prêt comporte

des intérêts capitalisés qui s'accumulent jusqu'à ce qu'il soit remboursé.

6.3.3 Les différents types de financement de la dette

Le financement par endettement est une somme d'argent mise à la disposition d'une entreprise par un organisme financier, avec l'obligation de la rembourser selon un échéancier défini. En contrepartie, l'organisme prêteur perçoit des intérêts qui rémunèrent l'apport de fonds et les risques pris.

Séniorité : La séniorité représente la priorité de la dette dans l'ordre de paiement des créanciers : plus la dette a une séniorité élevée, plus le paiement de ses créanciers est prioritaire.

- **Dette senior** : La dette senior est une dette privilégiée. Elle bénéficie de garanties spécifiques permettant son remboursement prioritaire par rapport aux autres dettes. La dette senior est généralement une dette bancaire ;
- **Dette Junior** : Dette subordonnée à la dette senior, les prêteurs sont remboursés après les prêteurs seniors mais avant les actionnaires (aussi connu sous le nom de dette mezzanine).
Nature de la dette : La nature d'une dette se réfère au cadre de juridique et aux garanties utilisées par la banque en cas de défaut. On distingue principalement deux types de dette dans les financements de projet solaire :
- **Dette corporate** : La société mère emprunte et finance directement le projet. Les prêteurs utilisent les actifs du bilan de la société mère comme garantie. Une dette corporate est souvent remboursée avec des annuités ou principaux constants ;
- **Dette projet** : La SPV emprunte, aucun recours possible contre la société mère, le créancier peut saisir les actifs de la SPV en cas de défaut. Les remboursements sont souvent dimensionnés par rapport aux flux de trésorerie attendus.

Mini perms : Afin de combler le manque de financement lors des premières années du projet, le développeur peut avoir recours au mini-perm. Un mini-perm est un financement bancaire à maturité moyenne (entre 2 et 5 ans) assorti d'une valeur de sortie dite balloon. Cette valeur de

sortie correspond à l'encours du prêt restant dû qu'il faudra refinancer. Il existe 2 types de mini-perm :

- **Hard mini-perm** : si le prêt n'est pas remboursé avant sa maturité, il est considéré comme en défaut de paiement ;
- **Soft mini-perm** : ce type de mini-perm n'oblige pas l'emprunteur à le refinancer.

Green Bonds : Une entreprise ou une organisation émet une obligation sur les marchés financiers. Les fonds obtenus servent exclusivement à financer un projet ou une activité à caractère environnemental. Des agences sont chargées de vérifier et contrôler les investissements réalisés pour s'assurer que l'entreprise respecte bien ses engagements.

Sukuk verts : Le Sukuk est un produit obligataire conforme à la charia. Il repose sur un pool d'actifs, dont les flux de trésorerie générés sont distribués régulièrement. Les porteurs de Sukuk ne prêtent pas d'argent à l'emprunteur mais financent une entreprise.

Au lieu de parler de prêt qui s'accompagne d'un remboursement du principal, on parle de cession d'actifs aux porteurs de Sukuk, puis de rachat d'actif par l'emprunteur. En d'autres termes, à l'émission les porteurs de Sukuk versent aux emprunteurs le montant nominal du Sukuk, et à l'échéance, l'emprunteur effectue un versement en faveur des porteurs de Sukuk. On parle de Sukuk vert lorsque celui-ci sert à financer des actifs d'énergies renouvelables.

6.3.4 Exemples de projets utility scale à l'international et en Algérie

6.3.4.1 Projets à l'international

6.3.4.1.1 Les projets Scaling Solar en Ouzbékistan

Le ministère de l'Énergie ouzbek a décidé de collaborer avec l'IFC afin de lancer un programme d'appel d'offres pour des projets solaires. Le programme comporte trois phases jusqu'à maintenant et vise à attribuer 1GW de projet :

- **Projet Navoi (100MW)** : Le projet a été remporté par Masdar, son financement a été bouclé et sa construction est en cours construction. Le

financement comprend de la dette long terme sans recours fourni par ADB, IFC et EBRD ;

- **Projets Sarmarkand et Jizzakh (200MW chacun)** : Ils ont aussi été attribués en mai 2021 et remportés par Masdar, le financement est en cours ;

- **Projet de 500MW PV et stockage (batterie)** :

- Bukhara : 250 MWac et 50 MW stockage
- Namangan : 150 MWac
- Khorazm : 100 MWac

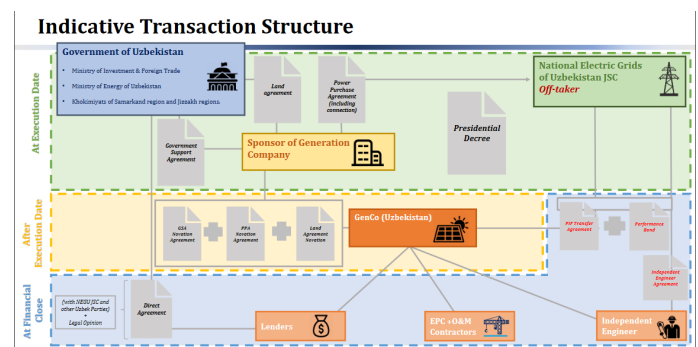
Les AO ont été organisés en deux phases :

- **Request for Qualifications** : une présélection des porteurs du projets en se basant sur :

- Critères techniques : expérience dans le développement, financement et l'exploitation de centrales électriques
- Critères financiers : en se basant sur la valeur nette et le ratio valeur nette actif total
- Conformité légale : due diligence sur l'actionnariat des porteurs de projets

- **Request for Proposal** : les présélectionnés doivent soumettre une proposition technique, commerciale et financières qui est évalué en deux temps

- Vérification de la proposition technique (en ligne avec les du RfP) et de la proposition commerciale (incluant lettre d'intérêt de la part de banques)
- clarification et exclusion des participants ne remplissant pas les critères
- Attribution du projet en se basant sur le tarif d'électricité le plus bas



Source : IFC

Les appels d'offres organisés sous ce programme ont rencontré un succès assez conséquent, grâce notamment à une allocation des risques bien ficelée et l'implication de l'IFC et Banque Mondiale.

En effet, l'offtaker bénéficie d'une PRG de la part de la Banque Mondiale, ce qui donne plus

de confort aux prêteurs, mais aussi d'un accord de soutien avec le gouvernement incluant, entre autres, une garantie quant à la conversion des fonds en dollar, au libre transfert des fonds ainsi qu'au paiement du *termination payment*.

Il convient aussi de noter que les préqualifiés disposent d'une offre de financement (indicative) de la part de l'IFC dès le lancement du RfP et ont donc une confirmation quant à la bancabilité du projet pour une DFI.

6.3.4.1.2 Le Programme REIPPP en Afrique du Sud

En Afrique du Sud, le REIPPPP, le programme d'attribution des projets d'IPP, utilisait un système de prérequis et un système d'évaluation basée sur les tarifs et l'impact de développement des projets. Ce programme a été couronné de succès avec 5 rounds organisés en 3 ans, allouant 6.3 GW divisés en 92 projets différents et couvrant CSP, solaire PV et éolien. La note attribuée était basée entre 10% et 30% sur l'aspect développement économique et entre 90% et 70% sur le prix du kWh.

Afin d'être qualifié les projets devaient respecter les critères minimaux de développements économiques :

- Création d'emplois Employés locaux (50%)
- Part de local « content » (25%)
- Investisseur locaux propriétaire (2.5%)
- Contributions socio-économique (1%)

Ces seuils étaient suffisamment bas pour ne pas exclure de potentiels porteurs de projet. En marge de ces seuils minimaux, il y avait des seuils cibles pour ces critères, sur lesquels la note de développement était basée :

- Création d'emplois Employés locaux (80%)
- Part de local « content » (45%)
- Investisseur locaux propriétaire (5%)
- Contributions socio-économique (1.5%)

Dans le dernier AO de 2020 (RMIPPPP) les critères ont changé, avec des seuils souvent plus importants. Trois raisons expliquent le succès du programme :

- Gestion du programme : Équipe dédiée au

programme avec des ressources suffisantes (\$12M fournis par les autorités et \$6M de la part de la banque mondiale et un support technique financé par les DFIs) et une longue expérience dans les PPP et le secteur de l'énergie, supportée par des consultants extérieurs expérimentés (Mott McDonald, EY, Linklaters, etc) ;

- Design du programme : multiples vainqueurs et multiples rounds, maximum de capacité alloué par enchérisseur, tarif plafond, documents clés pré-établi et non négociable (PPA, etc), systèmes d'enchères avec obligation d'avoir de la dette et des fonds propres « underwritten » ;
- Marché : baisse du prix des matériaux, ralentissement du marché renouvelables dans les économies de l'OCDE, capacité locale en financement de projet.

6.3.4.2 Projets en Algérie

Projet d'usines de dessalement :

• **Présentation du projet** : En 2021, Sonatrach et Sonelgaz se sont associées pour construire plusieurs usines de dessalement en Algérie. Ils ont créé une joint-venture appelée AEC (Algerian Energy Company). Cependant, Sonelgaz s'est récemment retiré du projet.

N'ayant pas les compétences en internes de réaliser la conception, construction, et exploitation d'une usine de dessalement, AEC s'est lancé à la recherche d'un partenaire international pour mener à bien ce projet. Ainsi, AEC a lancé un appel d'offres pour trouver un partenaire. Pour cela, AEC s'est chargé de :

- Élaboration de cahier des charges des appels à investisseurs
- Réception et évaluation des offres techniques et commerciales

- Sélection d'Investisseur

Une fois le partenaire international sélectionné, AEC sera impliqué dans le projet en tant que partenaire public. C'est-à-dire qu'AEC sera :

- Investisseur en fonds propres : Apport de 49 % des capitaux propres du projet
- Apporteur d'un financement bancaire type Project Finance
- Co-développeur du projet avec l'investisseur étranger selon les standards internationaux : soutien à la SPV auprès des autorités administratives ; interlocuteur avec toutes les parties prenantes du projet (Sonatrach, ADE, Sonelgaz, SPV, banques)

• **SPV** : La SPV créée pour le projet sera une société par actions de droit Algérien dont l'actionnariat sera composé de la joint-venture AEC à hauteur de 49% et du vainqueur de l'appel d'offres à 51%.

• **Périmètre du contrat** : Le projet prendra la forme d'un Partenariat Public Privé (PPP) entre la SPV nouvellement créée et Sonatrach pour la réalisation de l'usine selon un schéma DBOO (Design, Build, Own & Operate : Concevoir, Construire, Posséder et Exploiter). La signature du package contractuel par la SPV avec l'autorité locale comprend donc :

- La construction de l'usine par le constructeur - Contrat EPC ;
- L'exploitation de l'usine par l'exploitant - Contrat O&M.

• **Financement** : Le financement du projet se fera par les fonds propres du partenaire étranger et d'AEC à hauteur de 20% - 30%, et un financement bancaire sans recours à hauteur 70% - 80%. Sur les 11 projets, 10 ont été financés par un financement type Project Finance (9 par des banques locales : BNA, BEA et CPA, et 1 par l'OPIC : DFI américaine, désormais DFC). Les taux d'intérêts accordés par les banques sont bonifiés en raison du caractère d'intérêt général que revêt le programme du dessalement.

• **PPA** : Sonatrach et ADE sont les offtakers de l'eau dessalée par le biais d'un contrat take or pay. Sonatrach sera le garant (caution personnelle) vis-à-vis du prêteur en raison de sa solvabilité. ADE se chargera de prélever et distribuer l'eau dessalée. Le prix de revente de l'eau par ADE est subventionné par l'Etat afin de garantir l'accès à l'eau potable à toute la population et afin d'aligner son prix à celui de l'eau des barrages et des forages

• **Autres acteurs** : Sonelgaz est impliqué dans le projet en tant que fournisseur d'électricité pour les installations

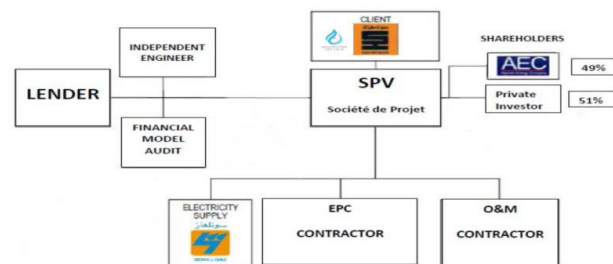
• **Leçons à tirer** : Parmi les principales difficultés et leçons à tirer de ce projet, nous avons trouvé les éléments suivants :

- Les projets ont connu une augmentation des coûts initiaux en raison des retards accusés dans la phase construction entraînant des augmentations du capital et un surplus dans le remboursement de la dette ;

- Le fait que le constructeur et l'exploitant soient proposés par l'investisseur génère des situations de conflit d'intérêts sur toute la durée du projet entre l'actionnaire AEC et l'investisseur étranger ;

- L'indexation du tarif de l'eau face à l'inflation et celle du dollar face à la perte de change du dinar s'est avérée très dommageable à la partie algérienne, c'est pourquoi des contrats révisables périodiquement sont mieux indiqués que le système d'indexation.

• **Structure et acteurs du projet** : Le schéma ci-dessous représente la structure et les principaux acteurs du projet :



Source : AEC, CMI et Banque Mondiale

6.3.5 Produits distribués par les banques algériennes

Les produits distribués par les banques algériennes (pour des investissements renouvelables) sont explicités ci-dessous :

Produits de trade finance : Les opérations de commerce extérieur sont très développées en Algérie et les opérateurs tant publics que privés sont très bien formés sur les dénouements de ces opérations.

Garanties : Les garanties suivantes sont généralement demandées par les banques en financement de projets :

- Nantissement des titres de la SPV
- Gage sur les principaux actifs (e.g. panneaux, onduleurs)
- Hypothèque du terrain/bail emphytéotique
- Cession Dailly des créances sur l'offtaker (si possible)
- Délégation des contrats d'assurance exploitation : Responsabilité civile, tous risques, perte de recettes
- Clause de lock-up sur les remontées aux actionnaires
- Constitution d'une DSRA ou DSRF

D'autres garanties peuvent être demandés selon le projet et son profil de risques (e.g. constitution d'un MMRA, garantie de la maison mère jusqu'à la mise en service) :

- Lignes de trésorerie
- Gestion de compte et de l'activité courante
- Facilité de financement Court ou Moyen terme (9 ans Max.)
- Produits de Couverture de taux ou de devise

6.4 Analyse de Cash-Flow

Les projets solaires sont, comme la plupart des projets infrastructures, analysé principalement par rapport à leurs cashflows (ou flux de trésorerie). Les différents investisseurs essayant de savoir et de comprendre ce qui leur reviendra. Cette approche est particulièrement adaptée à ces projets car les flux de trésorerie sont déterminés par des contrats et prévisible sur des périodes assez conséquentes (jusqu'à 30 ans pour certains projets).

6.4.1 Coûts et paiements de la SPV

Il existe un ordre des paiements pour la SPV. Celui-ci est dicté par les règles de bonne gestion de la SPV (payer ses charges avant ses actionnaires par exemple) mais également par la banque prêteuse. Cette notion d'ordre des paiements, ou cascade des paiements, est directement lié à la question de la séniorité (pour ce qui est du paiement des investisseurs en tout cas). La cascade est la suivante :

- **Coûts d'exploitation** : Loyer, coût du contrat O&M, assurance
- **Taxes et impôts** : Taxes locales, impôts sur les sociétés (IS)
- **Service de la dette senior** : Principal et intérêts de la dette long terme
- **Service de la dette junior** : Principal et intérêts de la dette mezzanine
- **Distributions aux actionnaires** : Principal et intérêts du compte courant d'associés (CCA), et dividendes

Par conséquent les indicateurs que vont regarder les différents ne seront pas les mêmes, les investisseurs ayant le moins de séniorité se concentrant sur les paiements les plus bas.

6.4.2 Les indicateurs clés de la performance financière

EBITDA : Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization. L'EBITDA correspond au BAIIA français, c'est-à-dire le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements.

$$\text{EBITDA} = \text{Chiffre d'affaires HT} - \text{Achat et charges externes} - \text{Charges de personnel} - \text{Autres charges}$$

L'EBITDA est équivalent au résultat opérationnel du projet. Son rapport avec les revenus (EBITDA/Revenu) nous indique directement la marge opérationnelle de l'actif et nous permet de le comparer à d'autres projets. Dans le solaire, nous avons tendance à voir des marges aux alentours de 70 ou 80%.

CFADS : Cash-Flows Available for Debt Service. Les CFADS représentent les flux disponibles pour payer la dette avant les distributions aux actionnaires.

$$\text{CFADS} = \text{EBITDA} - \text{Impôts sur les sociétés} - \text{Variation du Besoin en Fonds de Roulement}$$

Les CFADS vont être le principal flux que vont regarder les prêteurs car ils vont déterminer directement ce qu'ils vont pouvoir récupérer sur le projet (voir la partie sur le DSCR ci dessous).

CFAS : Cash-Flows Available for Shareholders. Les CFAS représentent les flux de trésorerie disponible pour les investisseurs L'ensemble de ces flux n'est pas toujours distribué (selon la politique de dividende de la SPV).

$$\text{CFAS} = \text{CFADS} - \text{Service de la dette (Junior et Senior)} - \text{Constitution des réserves (e.g. MMRA)}$$

Les CFAS vont être le principal flux que vont regarder les investisseurs car ils vont déterminer directement ce qu'ils vont pouvoir récupérer sur le projet.

6.4.3 Le DSCR en Project Finance

Le DSCR signifie Debt Service Coverage Ratio, il correspond au taux de couverture la dette. Il permet d'indiquer combien de fois les CFADS peuvent rembourser le service de la dette sur une période donnée, le service de la dette

correspondant aux principal et intérêts. Le DSCR s'obtient en faisant le calcul suivant :

$$DSCR = \frac{CFADS}{\text{Service de la dette}}$$

Ce ratio permet donc de déterminer le montant de dette qu'un projet peut supporter. Le DSCR est la plupart du temps basé sur les revenus dégagés à partir d'une production P90. En déterminant un DSCR cible, on va pouvoir dimensionner le service de la dette à chaque période ainsi que la dette totale pouvant être levée par le projet.

- **DSCR de dimensionnement** : DSCR utilisé pour déterminer la dette totale pouvant être levée
- **DSCR Lock up** : ratio en dessous duquel les investisseurs ayant une priorité inférieure à celle du prêteur ne peuvent être repayé ;
- **DSCR défaut** : ratio à partir duquel un projet est en défaut

Les différents DSCR utilisés par les banques vont dépendre des risques du projet. Un projet bien ficelé avec des risques bien alloués pouvant atteindre des DSCR aux alentours 1.20x dans certains pays en développement.

Il convient de noter qu'en général, la dette levée est le minimum entre le montant dette définie par le gearing et celui obtenu par dimensionnement DSCR.

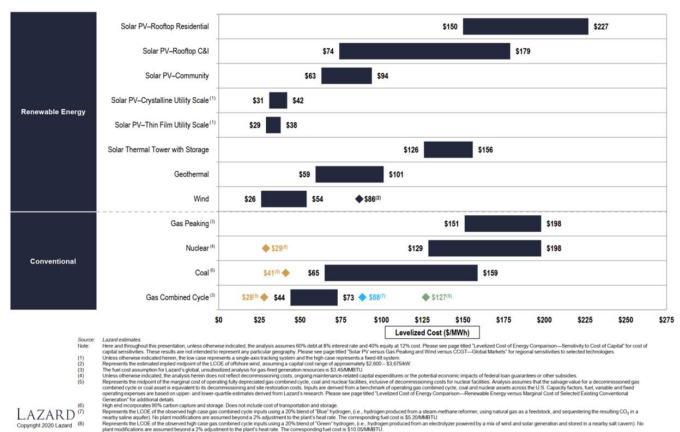
6.5 Analyse de rentabilité

Dans cette partie, nous détaillons les différentes méthodes utilisées pour estimer la rentabilité d'un projet solaire. Il convient de préciser qu'un investissement doit être effectué après avoir étudié plusieurs paramètres et non un seul.

LCOE : Levelized cost of Energy, c'est le coût moyen de production de l'électricité sur la durée de vie de la centrale. À savoir, l'estimation du coût complet de l'installation jusqu'au point de connexion au réseau (capital, main d'oeuvre, frais d'exploitation) sur la durée de vie du système, divisé par la production totale. C'est une mesure particulièrement utile pour un offtaker, car elle permet de comparer le coût des différentes technologies utilisées pour générer de l'électricité. Le LCOE est obtenu de la manière suivante :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \left[\frac{OPEX(t)}{(1+WACC_{nom})^t} \right]}{\sum_{t=1}^n \left[\text{Production}_0 * \frac{(1-\text{Dégradation})^t}{(1+WACC_{réel})^t} \right]}$$

- t** : temps (en années)
 - n** : durée de vie économique du système (en années)
 - CAPEX** : investissement initial du système (en €/kWc)
 - OPEX(t)** : frais d'exploitation et de maintenance à l'année t (en €/kWc)
 - Production0** : production annuelle initiale
 - Dégradation (en kWh/kWc)** : dégradation de la puissance nominale du système (en % par an)
 - WACCnom** : coût moyen pondéré du capital nominal
 - WACCréel** : coût moyen pondéré du capital réel
- avec $WACC_{réel} = \frac{(1+WACC_{nom})}{(1+inflation) - 1}$



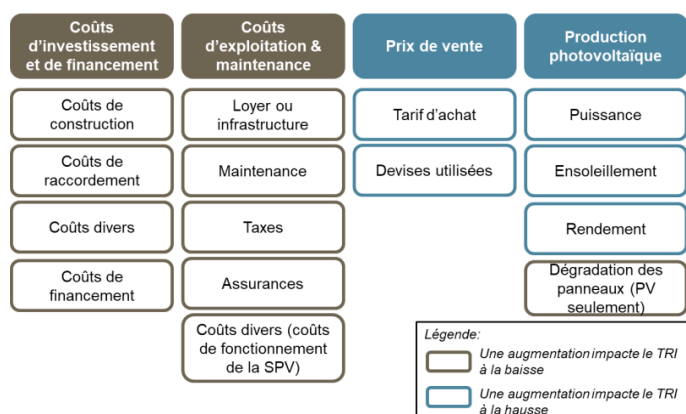
Source: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - 2020, version 14.0

TRI Projet : Il correspond au taux de rentabilité du projet sans prendre en compte la structure financière. Il peut être calculé simplement en actualisant l'EBITDA du projet. Il gomme ainsi l'influence des coûts de financement, de l'amortissement et de l'impact fiscal sur la société.

TRI Actionnaire ou Investisseur : C'est le taux de rentabilité pour l'investisseur avec recours à la dette, on distingue le TRI investisseur brut et le net :

- **TRI Investisseur brut** : Il permet de comparer différents choix d'investissements. Il est calculé sur les cash-flows au sein de la SPV ;

• **TRI Investisseur net** : il repose sur des cash-flows à la sortie de la SPV, soit les flux nets pour l'investisseur.



Source : Analyse Finergreen

VAN : Valeur actuelle nette, elle représente la valeur des flux de trésorerie liés à l'investissement, actualisés au taux de rentabilité exigé par le marché compte tenu du risque de cet investissement. D'un point de vue purement financier, un investissement peut être entrepris dès lors que sa VAN est positive.

WACC : Weighted average cost of capital, c'est le coût moyen pondéré du capital (CMPC), en français, est le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leur investissement. Le WACC est obtenu de la manière suivante :

$$\text{WACC (CPMC)} = K_e * \frac{E}{(E+D)} + K_d * (1-IS) * \frac{D}{(E+D)}$$

Ke : Coût des capitaux propres

Kd : Coût de la dette

IS : Taux d'imposition

E : Valeur des capitaux propres

D : Valeur de la dette financière dette

Standard de rentabilité dans les énergies renouvelables (indicative) :

Pays	Phase de Construction	Phase d'Exploitation
France	7%-9%	6%-8%
Royaume-Uni	7%-9%	6%-8%
Allemagne	6%-8% ⁵	%-7%
Italie	NA	10%
Chili (solaire)	14% ¹	2%

Brésil (éolien)	12% ¹	0%
Inde (solaire)	14% ¹	2%
Afrique sub-saharienne	17% ¹	5%

Source : Finergreen

Focus Algérie :

Les standards de rentabilité en Algérie sont très élevés compte tenu du coût du risque pays et du coût du financement à couvrir. Les barrières à l'entrée du pays sont très élevées impliquant peu de compétition sérieuse et donc des rendements assez élevés compte tenu des risques pris.

6.6 Sources d'erreurs et de confusion dans la prise de décision

Les éléments détaillés ci-dessous constituent régulièrement des sources d'erreurs et de confusion dans la prise de décision des investisseurs. Il convient d'y accorder une grande attention.

Confusion P90 - P50

- **P 50** : Seuil de production minimal, avec une certitude de 50%
- **P 90** : Seuil de production minimal, avec une certitude de 90%
- Les banques et autres investisseurs dette vont se concentrer sur le P90, car plus sûr alors que les investisseurs vont aussi regarder le P50. Il convient de noter que d'autres critères peuvent différer entre les cas prêteurs et investisseurs (e.g. dégradation des panneaux)

Erreurs sur les données techniques et financières du projet

- Oubli de données (e.g. dégradation, disponibilité de la centrales, indexation des coûts) ou données erronées (e.g. fiscalité) ;
- Évaluation des risques erronée
- Etude de faisabilité du projet basée sur des hypothèses de financement inadaptés (e.g. considérer des conditions de financement d'Europe centrale pour des projets en Algérie)

Due diligences

- Il convient de ne pas les sous-estimer, surtout pour un petit projet.

Les coûts de due diligence dépendent de la complexité et des spécificités du projet, mais ne varie pas énormément d'un projet à l'autre. En général 4 postes : technique, environnemental et social (demandés par les DFIs), assurance, et légal ;

Coûts de la SPV en tant qu'entreprise

- Coûts du propriétaire : frais financiers, administratifs et techniques
- Frais de notaire : ces frais sont particulièrement importants en Algérie



7 Conclusion

Pour conclure, l'Algérie possède de nombreux atouts pour le développement de l'énergie solaire sur son territoire, parmi eux, nous pouvons citer le gisement solaire exceptionnel qui est l'un des plus importants au monde ou encore la présence de terrains inhabités ayant de très grandes superficies. Cependant, des obstacles demeurent et limitent l'appétit des investisseurs internationaux pour ce pays, expliquant ainsi les résultats mitigés des précédents appels d'offres (AO) organisés par la CREG. En premier lieu, il convient de notifier que les modalités du PPA proposés dans les précédents AO ne correspondaient pas aux standards internationaux et ne donnaient pas de garanties suffisantes aux investisseurs : absence de garantie souveraine, faible indexation, etc. De plus, certaines spécificités de ces AO étaient particulièrement contraignantes pour les investisseurs : obligation de local content sur des produits spécifiques, révélation du prix plafond tardive, etc. Ensuite, le manque d'appétit des investisseurs pour l'Algérie s'explique également par des problèmes d'ordre structurel. Cela concerne, par exemple, la faible disponibilité des financements qu'ils soient locaux ou internationaux. En effet, les banques locales ne sont pas encore familières avec le financement de projet (qui est la méthode de financement la plus adaptée pour les énergies renouvelables) et ne peuvent donc pas proposer de produits attractifs. Ce problème pourrait être pallié par des financements internationaux, mais de nombreuses restrictions existent pour ces financements et empêchent les institutions internationales, type DFIs, d'offrir des conditions de financement alléchantes. Enfin, l'instabilité du cadre juridique et la lenteur des procédures administratives en Algérie constituent un frein supplémentaire pour l'attractivité du pays.

Ainsi, à partir des entretiens menés avec des investisseurs et acteurs locaux, de nos recherches et de notre propre expérience, nous avons identifié trois principaux obstacles pour la bancabilité des projets solaires en Algérie, à savoir :

- **Une conception des appels d'offres en inadéquation avec les besoins des investisseurs :**

- Manque de visibilité et d'accès aux informations sur le calendrier des appels d'offres à venir ne permettant pas aux potentiels candidats de s'y préparer ;
- Absence de communication sur le public ciblé : Les AO ont été conçus pour des acteurs locaux mais cela n'avait pas été clairement communiqué résultant sur une incompréhension des investisseurs internationaux et remettant en cause la fiabilité des autorités ;
- Public ciblé trop restreint ne permettant pas d'attirer pas forcément d'attirer les candidats les plus compétitifs pour développer le renouvelable en Algérie
- PPA non bancable : indexation limitée, pas de devise étrangère, absence de garantie de solvabilité, pas ou faible paiement de terminaison, clauses inadéquates, etc.

- **Malgré des améliorations, une réglementation assez lourde et qui manque de clarté :**

- Révisions régulières des textes réglementaires et lenteur dans la mise en application des nouvelles lois ;
- Lourdeur des procédures administratives pour l'obtention des différents permis et autorisations ;
- Difficultés liées aux rapatriements et conversion des revenus pour les investisseurs étrangers

- **Une faible disponibilité des financements imputant l'attractivité des projets en Algérie :**

- Les banques locales manquent de ressources long terme (elles ne peuvent pas prêter au-delà de 9 ans) et prêtent presque uniquement sur la base de leurs dépôts ;
- Bien qu'ayant un fort appétit pour le secteur des renouvelables, les banques locales ne sont pas familières avec le financement de projets renouvelables de petites moyennes tailles et ne sont pas en mesure de proposer des conditions de financement attractives pour les investisseurs ;
- Malgré un changement de loi sur le financement international, des flous subsistent sur les modalités de mise en place de ce type de financement (cela fait 15 ans qu'aucun financement international n'a été autorisé)

Afin de répondre aux problématiques détaillés

ci-dessus, nous proposons les recommandations suivantes :

• **Concernant la conception des AO :**

- Rendre le PPA et la liasse documentaire bancable, cela peut par exemple inclure :

- L'ajout de garanties sur le risque de défaut de l'offtaker national, en étudiant par exemple la possibilité que Sonatrach se porte garant comme cela a été fait avec ADE ;

- Une amélioration de l'indexation du PPA, il peut s'agir d'une garantie sur le risque de change (indexer les revenus des projets sur une monnaie forte type Euro ou USD).

- Créer une plateforme dédiée aux AO et commune aux différentes entités publiques impliquées dans leur organisation qui regroupe et rend publiques toutes les informations officielles et les décisions du gouvernement au sujet des énergies renouvelables : AO à venir, état d'avancement du programme d'énergies renouvelables, public cible, modification du cadre contractuelle, etc. ;

- Organiser les AO en collaboration avec des institutions internationales (IFC, ADB, EBRD, etc.) qui, du fait de leur expérience dans l'organisation d'AO (Ouzbékistan, Sénégal, etc.) ont une parfaite compréhension des enjeux de chaque partie (e.g. local content pour les autorités ; visibilité et rentabilité pour les investisseurs) et sont gages de qualité aux yeux des investisseurs, cela permettrait donc :

- D'opérer un meilleur équilibre entre les intérêts de chaque partie ;

- Attirer des candidats plus compétitifs i.e. de renommée internationale

- Elaborer les AO en tenant compte des critères de bancabilité des banques locales, permettant ainsi de les faire approuver par ces dernières et rassurer les investisseurs locaux et étrangers.

• **Concernant la réglementation :**

- Simplifier et clarifier les démarches administratives relatives aux projets d'énergies renouvelables notamment pour l'obtention du permis de construire qui s'avère être particulièrement long ;

- Faciliter le processus de conversion qui est très long et très règlementé afin de rendre l'Algérie plus attractive pour les investisseurs internationaux ;

- Fournir des garanties sur les risques liés aux

changements de lois et prévoir une collaboration étroite avec les autorités pour expliquer tout changement de loi impactant négativement la rentabilité des projets

• **Concernant le financement :**

- Lever les flous et restrictions existantes sur la possibilité d'obtenir des financements internationaux et faciliter l'implantation de DFIs qui pourront développer le financement de projet ;

- Développer le financement de projet dans les banques locales par le biais de formations avec des conseils, de partenariats avec des banques étrangères ou des institutions internationales ou encore par l'organisation de séminaires de travail réunissant les principaux bailleurs de fonds du pays ;

- Travailler avec les banques locales sur l'élaboration de produits bancaires adaptés au financement de projets et conformes aux pratiques internationales, notamment sur les garanties de soumission et de bonne exécution des travaux EPC.

Ces recommandations ont été élaborées dans le but d'améliorer la bancabilité des projets en Algérie. Pour rappel, un projet solaire est dit bancable si son cadre juridique, sa structure contractuelle et ses caractéristiques techniques garantissent aux investisseurs (dette et fonds propres) une visibilité suffisante sur les risques et revenus associés à ce projet. L'Algérie possède des atouts naturels pour garantir un niveau de production d'énergie solaire très compétitif mais son cadre règlementaire et le package contractuel proposé dans les appels d'offres ne permettent pas d'assurer une visibilité suffisante sur les revenus. En effet, certains risques comme le risque politique ou le risque de change restent élevés Algérie et sont accentués par la présence limitée de mécanismes de couverture des risques. De plus, la faible disponibilité des financements bancaires amplifie les risques et réduit la rentabilité des investisseurs.

8 Bibliographie préliminaire

- Armansperg, M. v., Oechslin, D., & Schweneke, M. (2017). *Technical Bankability Guidelines: Recommendations to enhance technical quality of existing and new PV investments.*
- Clifford Chance. (2012). *Splitting Contracts.*
- DLA Piper. (2011). *EPC Contracts In The Power Sector.*
- DLA Piper, & Holland & Knight. (2015). *Solar Energy Projects : Structuring EPC Agreements.*
- International Finance Corporation. (2012). *Utility Scale Solar Power Plants. A Guide for developers and investors.*
- International Finance Corporation. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants.*
- International Renewable Energy Agency. (2020). *Scaling Up Renewable Energy Investments In Algeria.*
- International Renewable Energy Agency, & The Terrawatt Initiative. (2019). *A Guide to Open Solar Contracts.*
- Pricewaterhouse Coopers. (2016). *Splitting an EPC Contract.*
- SolarPowerEurope. (2019a). *Asset Management: Best Practice Guidelines / Verision 1.0.*
- SolarPowerEurope. (2019b). *Operation & Maintenance Best Practice Guidelines.*
- SolarPowerEurope. (2020a). *Engineering, Procurement, Construction (EPC) Best Practice Guidelines.*
- SolarPowerEurope. (2020b). *Exploitation et maintenance(O&M)descentralesphotovoltaïques: Guide des meilleurs pratiques, edition tunisienne.*
- The Solar Bankability Consortium. (2017). *Best Practice Checklist for EPC.*
- Tjengdrawira, C., Moser, D., Jahn, U., Armansperg, M. v., Theologitis, I.-T., & Heisz, M. (2017). *PV Investment Technical Risk Management: Best Practice Guidelines for Risk Identification, Assessment and Mitigation.*

Annexe 1 : Plan de maintenance annuel – source : SolarPower Europe

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Modules PV	Inspection d'intégrité et remplacement	Minimum requis	A	E
	Inspection thermographique	Recommandation	A	E
	Inspection par mesures	Si nécessaire	A	SD
	Vérifier le serrage des fixations	Minimum requis	A	SA
	Nettoyage des modules	Selon les conditions locales	(A)	E
	Inspection par échantillon de l'intérieur des boîtes de jonction (si possible)	Recommandation	A	E
Armoires et tableaux électriques - Boîte de jonction des modules PV - Boîtiers DC - Tableaux AC - Tableau AUX - Tableau général de l'installation - Armoire de la station météo - Armoire de système de télésurveillance - Armoire de communication - Armoire du système de sécurité - Autres armoires	Inspection d'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Inspection des documents	Si nécessaire	A	E
	Vérifier l'étiquetage et l'identification	Minimum requis	A	SA
	Inspection visuelle des protections électriques et test fonctionnel	Minimum requis	A	E
	Vérifier l'état des fusibles	Minimum requis	A	E
	Vérifier l'état de protection contre les surtensions/la foudre (le cas échéant)	Minimum requis	A	E
	Vérifier l'intégrité des câbles et l'état des terminaux	Minimum requis ^a	A	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs (le cas échéant)	Recommandation ^a	A	E
	Inspection des mesures	Meilleure Pratique ^a	A	E
	Inspection thermographique	Recommandation ^a	A	E
	Vérifier le serrage	Minimum requis ^a	A	E
	Lubrification de locks/Graissage/lubrification des serrures	Minimum requis ^a	A	E
	Test de fonctionnement de la télésurveillance (le cas échéant)	Recommandation ^a	A	E
Câbles - Câbles DC / AC - Câbles dans les armoires, tableaux électriques, onduleurs	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	SA
	Vérifier l'étiquetage et l'identification	Minimum requis	A	SA
	Vérifier les terminaisons des câbles	Minimum requis	A	SA
	Inspection par mesures	Recommandation	A	SA
Onduleurs - Onduleurs centraux - Onduleurs string	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification des documents	Meilleure Pratique	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	SA
	Inspection visuelle de protections électriques, vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
	Vérification des fusibles	Minimum requis	A	E
	Vérification des protections contre les surtensions/foudre	Minimum requis	A	E
	Inspection thermographique	Meilleure Pratique ^b	A	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs	Minimum requis	A	SA

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Appareillage MT incl. dispositifs de protection ^e	Vérification des paramètres de protection	Selon le code de réseau local	(5 ans)	E
	Contrôle du fonctionnement des dispositifs de protection		(5 ans)	E
Analyseur de puissance ^c	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	SA
	Inspection des mesures	Minimum requis	A	E
	Maintenance du logiciel	Recommandation	A	E
	Test de fonctionnement du monitoring	Minimum requis	A	E
	Vérification des paramètres	Minimum requis	A	E
Compteur d'énergie	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification de l'étiquetage et de l'identification	Minimum requis	A	SA
	Vérification des valeurs et des paramètres	Recommandation	A	E
	Contrôle des dispositifs de communication (modem, convertisseurs) le cas échéant	Recommandation	A	E
Unité de pilotage de puissance ^e	Vérification des piles	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Remplacement des piles		(3 ans)	E
	Vérification fonctionnelle		A	E
	Vérification de l'intégrité et nettoyage		Minimum requis	A
UPS ^c	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification des piles	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Remplacement des piles		(3 ans)	E
	Test de fonctionnement du système de ventilation (le cas échéant)	Meilleure Pratique	A	E

Groupe électrogène (le cas échéant) ^c	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Maintenance générale		(A)	E
	Vérification du bon fonctionnement		(A)	E
	Remplacement des filtres		(5 ans)	E
Lumières et prises électriques	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
	Vérifier la conformité aux normes de sécurité locales	Minimum requis	3 ans	E
HT AC (le cas échéant)	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Vérification fonctionnelle		(A)	E
	Changement des filtres à air		(A)	E

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Système d'alimentation en eau (le cas échéant)	Inspection de l'intégrité	le cas échéant	A	E
Centrale de détection d'incendie (le cas échéant)	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant et les exigences locales	(A)	E
	Vérification du bon fonctionnement		(A)	E
	Inspection de la batterie		(A)	E
	Vérification fonctionnelle des capteurs		(A)	E
	Nettoyage des caméras et des capteurs		(A)	E
Protection contre la foudre (le cas échéant)	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	SA
Clôtures et portails	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	E
	Lubrification des serrures	Minimum requis	S	E
Végétation	Défrichage	Selon les conditions locales	(T)	E
Chemins	Inspection de l'intégrité	Meilleure Pratique	A	E
	Défrichage	Recommandation	A	E
Système de drainage	Nettoyage général	Minimum requis	S	E
Regards	Inspection de l'intégrité	Meilleure Pratique	A	E
Postes	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les exigences locales	(A)	E
	Lubrification des serrures	Minimum requis	S	E
	Inspection de l'intégrité	Selon les exigences locales	(A)	E
	Vérification des extincteurs		(A)	E
	Vérification de la mise à la terre		(3 ans)	E
Équipement de sécurité	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification du bon fonctionnement	Minimum requis	A	E
Structure de support PV	Inspection de l'intégrité	Minimum requis	A	SA
	Vérification du serrage	Minimum requis	A	SA
	Vérification de l'équipotentiel	Minimum requis	2 ans	E
Système Tracker ^c	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification du bon fonctionnement	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Vérification du serrage		(A)	SA
	Entretien général		(A)	E
	Lubrification mécanique		S	E

ÉQUIPEMENT	TÂCHE	IMPORTANCE	FRÉQUENCE	DEGRÉ
Station météo ^d	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Test de fonctionnement des capteurs		(A)	E
	Vérification du bon fonctionnement		(A)	E
	Vérification des piles (le cas échéant)		(A)	E
	Test de fonctionnement de la télésurveillance		(A)	E
Capteurs d'irradiation	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Selon les recommandations du fabricant et les exigences locales	T	E
	Étalonnage		2 ans	E
	Test de fonctionnement de la télésurveillance		A	E
Armoire de communication	Vérification fonctionnelle de la communication	Minimum requis	TLJ	E
Système de détection d'intrusion et de vérification ^c	Vérification de l'intégrité et nettoyage	Minimum requis	A	E
	Vérification fonctionnelle de la détection d'intrusion	Selon les recommandations du fabricant	(A)	E
	Vérification fonctionnelle de l'alarme		A	E
	Vérification fonctionnelle des caméras		M	E
	Entretien spécifique		A	E
Stock de pièces de rechange ^d	Inventaire des stocks		Minimum requis	A
	Inspection visuelle de l'état du stock	Minimum requis	A	E
	Reconstitution des stocks	Minimum requis	M	E

Annexe 2 : Liste indicative des documents exigés par les banques pour obtenir un financement sans recours

Pour accorder un financement, les banques exigent des sponsors les principaux documents et contrats du projet afin d'étudier les caractéristiques et risques associés au projet en question. Les informations contenues dans ces documents seront compilées dans une demande de prêt (dite credit application). La liste ci-dessous présente les principaux documents demandés par les banques pour effectuer une demande de prêt :

Présentation des sponsors du projet : Les prêteurs exigent souvent un document de présentation des sponsors qui détaillent leurs activités, leur stratégie et leur intérêt à développer un projet solaire. Plus les sponsors seront expérimentés plus les banques seront en mesure de leur offrir des conditions de financement attractives.

Contrat d'achat - PPA : C'est l'élément clé du projet, il faut que le tarif du contrat d'achat permette de dégager des revenus suffisants pour garantir la viabilité économique du projet. Par ailleurs, le contrat d'achat doit détailler toutes les procédures à suivre en cas d'évènement perturbant la bonne exécution du contrat (réseau surchargé, non-paiement de l'offtaker, indisponibilité de la centrale, etc.) afin de garantir un maximum de visibilité sur les flux de trésorerie. Il faut aussi s'assurer que les risques soient bien repartis entre l'offtaker et la SPV.

Documents clés de conception de la centrale : Entre autres, cela inclut le schéma électrique unifilaire, le plan de la centrale et les fiches techniques des principaux équipements (panneaux, onduleurs, structure de support) qui indiquent la capacité, le rendement, les garanties etc. La banque doit ainsi s'assurer que le matériel utilisé correspond aux standards de l'industrie et qu'il est bien référencé dans sa base de données.

Contrat de construction - EPC et sa garantie : La banque veut s'assurer que le prix du contrat EPC est conforme aux normes de marché et que le constructeur est expérimenté avec un solide track record et une bonne réputation. Les modalités de la garantie du contrat EPC doivent satisfaire

les prêteurs qui veulent s'assurer que la SPV sera protégée contre les conséquences d'une mauvaise prestation du constructeur.

Documentation relative au raccordement de la centrale : Une fois la centrale construite, il faut procéder au raccordement pour réaliser la mise en service définitive et injecter l'électricité sur le réseau. Les prêteurs veulent se prémunir contre tout retard ou problème lié au raccordement. Pour cela, la SPV doit montrer aux prêteurs qu'elle a fait toutes les démarches administratives pour pouvoir injecter sa production sur le réseau le jour où la mise en service est prévue

Permis de construire et étude environnementale : Les porteurs de projets doivent obtenir toutes les autorisations administratives pour la construction et l'exploitation d'une centrale afin d'effectuer une demande de prêt. En effet, les banques veulent éviter toute situation où, après avoir déboursé les fonds, le projet est avorté ou retardé à cause d'une autorisation manquante ou d'un quelconque problème administratif. De plus, certaines banques ont adopté des critères très stricts sur les problématiques environnementales. Ainsi, une étude de l'impact environnemental du projet est souvent exigée par les banques pour faire une demande de prêt. Si l'impact environnemental est jugé important, et en fonction des critères internes des banques, le projet peut voir sa demande de financement refusée.

Étude du gisement solaire : L'étude du gisement solaire va permettre d'évaluer les conditions d'ensoleillement du projet et donc des futurs revenus du projet. Cette étude va ainsi permettre d'estimer si les porteurs du projet ont été réalistes ou trop optimistes dans leurs hypothèses de production et la projection des revenus. Si le degré d'incertitude est trop élevé sur la production, les banques prendront une marge de sécurité plus grande sur le dimensionnant de la dette en exigeant un DSCR plus élevé ou en tenant compte de revenus basés sur une production plus réaliste.

Étude des sols : Même si une centrale solaire

ne requiert pas de fondations profondes, il est nécessaire de faire une étude du terrain pour choisir des matériaux adaptés et assurer la stabilité de la structure.

Étude de faisabilité technique : L'étude de faisabilité est primordiale pour obtenir un financement bancaire, c'est cette étude qui déterminera si le projet va se réaliser ou pas. Elle va présenter toutes les caractéristiques techniques du projet : gisement solaire, dimensionnement de la centrale, recommandation sur le choix des installations, calendrier prévisionnel, évaluation des coûts, estimation des revenus, accessibilité du terrain, analyse des risques techniques, etc. Cette étude va lister les potentiels obstacles à surmonter pour les promoteurs du projet. Si ces difficultés sont trop contraignantes, cela peut rendre les banques plus frilleuses.

Business plan et modèle financier : Les banques déterminent la capacité d'emprunt d'un projet à partir de ses cash-flows qui sont estimés à partir du modèle financier.

Bail/Titre de propriété du terrain où est construit la centrale : Le bail fait partie des autorisations administratives requises par les banques qui ne prêteront pas au-delà de la durée du bail.

Contrat d'exploitation - O&M : Comme pour le constructeur, la banque veut s'assurer que le prestataire sera capable de faire fonctionner la centrale correctement, c'est-à-dire que la centrale ait un niveau de production conforme aux prévisions. Pour cette raison, un projet avec un contractant O&M doté d'une grande expérience est toujours bien vu par les banques. Des garanties de performances sont souvent exigés dans les contrats O&M, cela permet d'aligner les intérêts de chaque partie.

Contrats d'assurance : Certains risques ne peuvent pas être transférés aux autres parties prenantes du projet, la SPV doit donc souscrire à des polices d'assurance pour se couvrir contre ces risques. Cela concerne, par exemple, les événements de force majeure, les événements climatiques exceptionnels causant des dégâts matériels sur la centrale, les bris de machines, etc.

Annexe 3 : Glossaire

BI - Business interruption	Assurance qui couvre les pertes d'exploitation, c'est un complément indispensable aux assurances dommages ouvrages, bris de machines, responsabilité civile ... Elle est destinée à permettre la préservation de l'équilibre de trésorerie le temps (estimé) de la remise en état.
CFADS - Cash flow available for debt service	Trésorerie disponible pour le service de la dette de la période, c'est-à-dire les revenus imputés des coûts d'exploitations, des dépenses d'investissement et des impôts.
Completion date	Date qui marque l'achèvement de la construction de la centrale et le début de la période garantie constructeur (généralement 2 ans).
Compte courant d'associés - Shareholder loan	Prêt de la part des actionnaires à la SPV. Il peut se substituer au capital social. Cela permet de remonter les capitaux plus vite et donc d'avoir un retour sur investissement plus rapide (i.e. pas de contrainte de distribution contrairement aux dividendes). Le prêt génère aussi des intérêts déductibles qui permettront de faire diminuer le résultat imposable.
Covenants	Ensemble des contraintes que la société de projet doit respecter, il s'agit le plus souvent de ratios financiers (p. ex. ratio de dettes sur fonds propres) ou de contraintes sur les distributions aux actionnaires. Le non-respect de ces contraintes peut déclencher le remboursement anticipé obligatoire du prêt.
Crédit relais - Equity bridge loan	Ce prêt permet au promoteur du projet d'emprunter le montant des fonds propres investis dans le projet. Le prêt peut être remboursé au moment de l'exploitation commerciale ou même plus tard. Le prêt comporte des intérêts capitalisés qui s'accumulent jusqu'à ce qu'il soit remboursé.
Debt service	Correspond aux remboursements du principal et aux paiements des intérêts périodiques, dit service de la dette en français.
DFIs -Development finance institutions	Désigne les institutions financières qui soutiennent les acteurs privés dans les pays en développement en apportant des solutions de financement telles que des prises de participations, des prêts long terme ou des garanties. Elles sont le plus souvent détenues par un ou plusieurs gouvernements
DSCR - Debt service coverage ratio	Ratio de couverture du service de la dette, c'est-à-dire le ratio périodique de couverture du service de la dette par les flux de trésorerie disponibles pour le service de la dette. Le DSCR est utilisé pour dimensionner la capacité d'emprunt d'un projet en financement de projets.
DSRA - Debt service reserve account	Réserve destinée à couvrir les 6 prochains mois du service de la dette, cela peut parfois aller jusqu'à 12 mois. Elle est utilisée en cas de difficultés de la SPV à rembourser la dette.

DSU - Delay in start up	Assurance couvrant les conséquences financières de certains dommages matériels pendant la période de construction.
EBITDA	Correspond à l'Excédent Brut d'Exploitation français. L'EBITDA, indépendant de la structure financière, de la politique d'amortissements et de dépréciation et de la fiscalité, traduit la performance opérationnelle d'une société.
EPC - Engineering, procurement and construction	Contrat de construction de la centrale couvrant le design, les achats nécessaires à la construction et la construction en elle-même. Il s'agit d'un contrat clé en main, dit turnkey en anglais, qui regroupe tous les contrats de sous-traitance en un seul contrat.
Equity	Fonds propres apportés par les sponsors du projet, ils peuvent être de plusieurs formes : capital social, compte courant d'associé, etc.
Feed-in-tariff	Tarifs obtenus par les producteurs d'électricité dans le cadre des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables. Ces tarifs sont garantis sur une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans et décorrélés des tarifs de marché.
Financement sans recours - Financement de projet	Type de prêt garanti par la valeur de l'actif financé. Si l'emprunteur fait défaut, le prêteur peut saisir le bien mais ne peut pas demander à l'emprunteur d'obtenir une autre compensation, même si la garantie ne couvre pas la valeur totale du montant en défaut.
LCOE - Levelized cost of energy	Coût moyen de production de l'électricité sur la durée de vie de la centrale. À savoir, l'estimation du coût complet de l'installation jusqu'au point de connexion au réseau (capital, main d'œuvre, frais d'exploitation) sur la durée de vie du système, divisé par la production totale.
Gearing	Ratio d'endettement de la SPV. Le gearing correspond au poids total de la dette dans le financement du projet.
Garantie de performance	Garantie donnée par le constructeur (en général sur les 2 premières années après la mise en service) et le contractant O&M sur le rendement énergétique de la centrale.
Garantie de disponibilité	Garantie donnée par le contractant O&M sur le temps de fonctionnement effectif de la centrale sur une année.
Garantie du temps de réponse	Garantie donnée par le contractant O&M sur le temps écoulé entre la détection d'un problème et l'arrivée d'un technicien sur le site de centrale.

Hedge	Correspond aux stratégies de couvertures utilisées face aux risques de taux et de change.
IPP - Independent power producer	Désigne tous les producteurs d'électricité autres que les producteurs nationaux détenus par des entités publiques (ces derniers sont aussi souvent gestionnaires du réseau).
LDs - Liquidated damages	Pénalités que doit verser le constructeur aux sponsors du projet en cas de non-respect des obligations relatives aux garanties données dans le contrat de construction. Ces garanties peuvent concerner les coûts de construction, la durée des travaux ou encore la future performance de la centrale.
Merchant tariff	Structure tarifaire octroyant un complément de rémunération après une vente de la production sur le marché. Cela vise à garantir un niveau minimum de revenus en tenant compte des tarifs de marché.
Marine cargo	Assurance couvrant le matériel importé ayant subi des dommages lors du transport.
Offtake	Contrat de commercialisation à long terme qui peut prendre deux formes : <ul style="list-style-type: none"> - Offtake volume (risque de prix ouvert) ; - Offtake volume et prix (risques réalloués par le projet à l'offtaker).
Opex - Operational expenditures	Désigne les dépenses d'exploitation i.e. toutes les dépenses relatives à l'exploitation de la centrale : contrat O&M, taxes locales, frais de gestion, assurance, etc.
O&M - Operation & maintenance	Contrat d'exploitation et de maintenance de la centrale, la plupart du temps, cela inclut la maintenance préventive, corrective et curative.
Offtaker	Désigne l'entité qui achète et enlève la production de la centrale dans un PPA.
PPA - Power purchase agreement	Variété d'offtake utilisée pour les centrales électriques. Entre autres, le PPA précise les modalités de vente de la production, les obligations de chaque partie, et les procédures en cas de litiges.
PRG - Partial risk guarantee	Garantie partielle de risque, elle couvre les créanciers privés contre certains risques politiques bien définis liés au non-respect d'un Etat ou un de ses organismes par rapport à ses engagements contractuels. Ces risques comprennent : les risques de force majeure, d'inconvertibilité de devises,

	les risques réglementaires (modification soudaine de la loi), et diverses formes de ruptures contractuelles.
Productible P50 - P90 :	P50 : Productible calculé de telle sorte que la probabilité que le productible effectivement réalisé lui soit supérieur est de 50%. P90 : Productible calculé de telle sorte que la probabilité que le productible effectivement réalisé lui soit supérieur est de 90%.
SPC / SPV - Special purpose company / Special purpose vehicle	Société ad-hoc à objet social unique et strictement contrôlée par les créanciers via des covenants qui imposent des restrictions sur les nouveaux crédits, la vente d'actif, la cession des parts, etc.
Sponsor	Désigne les actionnaires de la SPV, c'est eux qui apportent les fonds propres de la SPV.
Take or pay	Engagement d'enlever la production ou à défaut de payer, formule d'offtake fréquente dans le secteur énergétique.
TRI – Taux de rentabilité interne	TRI projet : taux de rentabilité du projet sans prendre en compte la structure financière. TRI investisseur : taux de rentabilité pour l'investisseur avec recours à la dette.
VAN - Valeur actuelle nette	Elle représente la valeur des flux de trésorerie liés à l'investissement, actualisés au taux de rentabilité exigé par le marché compte tenu du risque de cet investissement.

