
Un rapport de

 **SRMI** Solar Risk
Mitigation Initiative



Vers une énergie solaire durable

Guide pour le déploiement
du solaire

Septembre 2019



Ce rapport a été préparé et rédigé par la Banque mondiale avec les contributions de ses consultants Nodalis, Norton Rose Fulbright et Capsim en partenariat avec l'Agence Française de Développement (AFD), l'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA) et l'Alliance Solaire Internationale (ISA). Les travaux ont été financés par le Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), un programme financé par un fonds fiduciaire multidonateurs et administré par la Banque mondiale, et par le Fonds pour les Technologies Propres (FTP ou CTF en anglais), l'un des deux fonds fiduciaires multidonateurs participant aux Fonds d'Investissement dans le Climat (FIC ou CIF en anglais).

Auteurs : Banque mondiale (Sabine Cornieti et Nadia Taobane), Nodalis (Thomas Barbat, Martin Buchsenschutz, Théo Cladière et Laetitia Labaute), Norton Rose Fulbright (Benoit Denis, Amandine Delsaux et Anne Lapierre) et Capsim (Cécile Lafforgue et Ronan Besrest) avec les contributions de l'AFD (Mathilde Bord-Laurans, Jérôme Gastaud et Arthur Honoré), ISA (Cécile Martin-Phipps), IRENA (Jeff Vincent), la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (Daniel Etschmann et Wooslène Vanginé), Banque européenne d'investissement (BEI) (Bettina Abel, Bastiaan Verink et Svetla Stoeva), Fondation Clinton (Kyle Coulam, Sania Detweiler, Siana Teelucksingh, Alexis Tubb et Fiona Wilson) et collaborateurs et consultants du Groupe Banque mondiale (Juliette Besnard, Fernando de Sisternes, Zuzana Dobrotkova, Rida E Zahra Rizvi, Chandrasekar Govindarajalu, Besnik Hyseni, Tarek Keskes, James Knuckles, Jason Lee, Annabelle Libeau, Alexis Madelain, Charles Miller, Claire Nicolas, Dayae Oudghiri, Yi Xu et Yabei Zhang)

Rédacteur : Steven Kennedy
Conception : Visual Capitalist

© 2019 Banque internationale pour la reconstruction et le développement/Banque mondiale
1818 H Street NW | Washington DC 20433, États-Unis
202-473-1000 | www.worldbank.org

Ce document a été élaboré par les services de la Banque mondiale avec l'apport de contributions extérieures. Les résultats, interprétations et conclusions exprimés dans ce document ne reflètent pas nécessairement les opinions de la Banque mondiale, de ses Administrateurs ni des gouvernements qu'ils représentent.

La Banque mondiale ne garantit pas l'exactitude des données contenues dans le présent document. Les frontières, couleurs, appellations et autres informations figurant sur toutes les cartes du présent document n'impliquent aucun jugement du Groupe de la Banque mondiale sur le statut légal de ces territoires ni l'acceptation ou l'approbation de ces frontières.

Droits et autorisations

Le contenu de cette publication est protégé par les droits d'auteurs. Étant donné que la Banque mondiale encourage la diffusion de ses connaissances, ces travaux peuvent être reproduits, en totalité ou en partie, à des fins non commerciales, sous réserve de citation complète de la source.

Toutes les questions sur les droits et licences, y compris les droits dérivés, doivent être adressées à :
World Bank Publications, World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, États-Unis ;
Télécopie : 202-522-2625 ;
pubrights@worldbank.org.

ESMAP souhaiterait recevoir un exemplaire de toute publication, ou un lien vers la publication utilisant comme source le présent rapport, à adresser à : ESMAP Manager, World Bank, 1818 H Street NW, Washington, DC, 20433 États-Unis ; esmap@worldbank.org.

Toutes les images restent la propriété exclusive de leur source et ne peuvent être utilisées à quelque fin que ce soit sans l'autorisation écrite de la source.

Citation de la source

Veuillez citer la source de la façon suivante : « Banque mondiale. 2019. *Vers une énergie solaire durable*. Washington, DC : Banque mondiale. »

SYNOPSIS 03

01

INTRODUCTION

1.1	Contexte général	07
1.2	Développer un pipeline de projets solaires durables et bancables	09
1.3	Approche en trois phases	10

02

OUTIL DE DIAGNOSTIC 12

03

PHASE 1 : PLANIFICATION

3.1	Objectifs	16
3.2	Répondre à la demande existante et future est au cœur de la phase de planification	18
3.3	Lier la demande aux solutions techniques	21
3.4	Planifier pour mieux intégrer les futurs projets ERV	29
3.5	Définir des objectifs d'énergie solaire durable basés sur des éléments factuels	30

04

PHASE 2 : DÉFINIR UNE STRATÉGIE

4.1	Objectifs	32
4.2	Un cadre juridique propice	34
4.3	Analyse des risques stratégiques	39
4.4	Choisir un type de déploiement	40
4.5	Cadre de l'appel d'offres	45
4.6	Optimiser les avantages socio-économiques	50
4.7	Programme de déploiement solaire : principaux résultats	55

05

PHASE 3 : MISE EN ŒUVRE

5.1	Objectifs	57
5.2	Préparer les aspects techniques du programme solaire	59
5.3	Investissements publics	62
5.4	Appels d'offres/sélection des IPP	64
5.5	Construction et production	73

06

CONCLUSION 75

RÉFÉRENCES 78

SYNOPSIS

La réalisation des objectifs mondiaux en matière d'accès à l'énergie et d'atténuation du changement climatique implique de quadrupler le niveau actuel de production d'énergie solaire photovoltaïque (PV) dans les pays en développement d'ici 2025 afin d'atteindre une production d'environ 950 gigawatts (GW)¹.

Cela représente un investissement de plus de 500 milliards de dollars américains (USD) pour la seule production d'énergie solaire PV. Réaliser cet objectif requiert la mobilisation d'importants capitaux privés pour pallier l'insuffisance des financements publics. Toutefois, la plupart des pays en développement ne disposent pas, à ce jour, d'une quantité suffisante de projets solaires bancables susceptibles d'attirer le secteur privé. Pour développer de nouveaux projets, ces pays doivent prendre une série de mesures clés en s'attaquant aux principaux risques perçus par le secteur privé tout en minimisant les risques pour le secteur public.

La Banque mondiale et le Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (WB-ESMAP), en partenariat avec l'Agence française de développement (AFD), l'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA) et l'Alliance Solaire Internationale (ISA), ont lancé la Solar Risk Mitigation Initiative (SRMI ou "l'Initiative") afin de relever ces défis.

SRMI a pour objectif d'aider les pays à développer des programmes solaires durables attirant les investissements privés et réduisant ainsi l'impact sur leurs finances publiques.

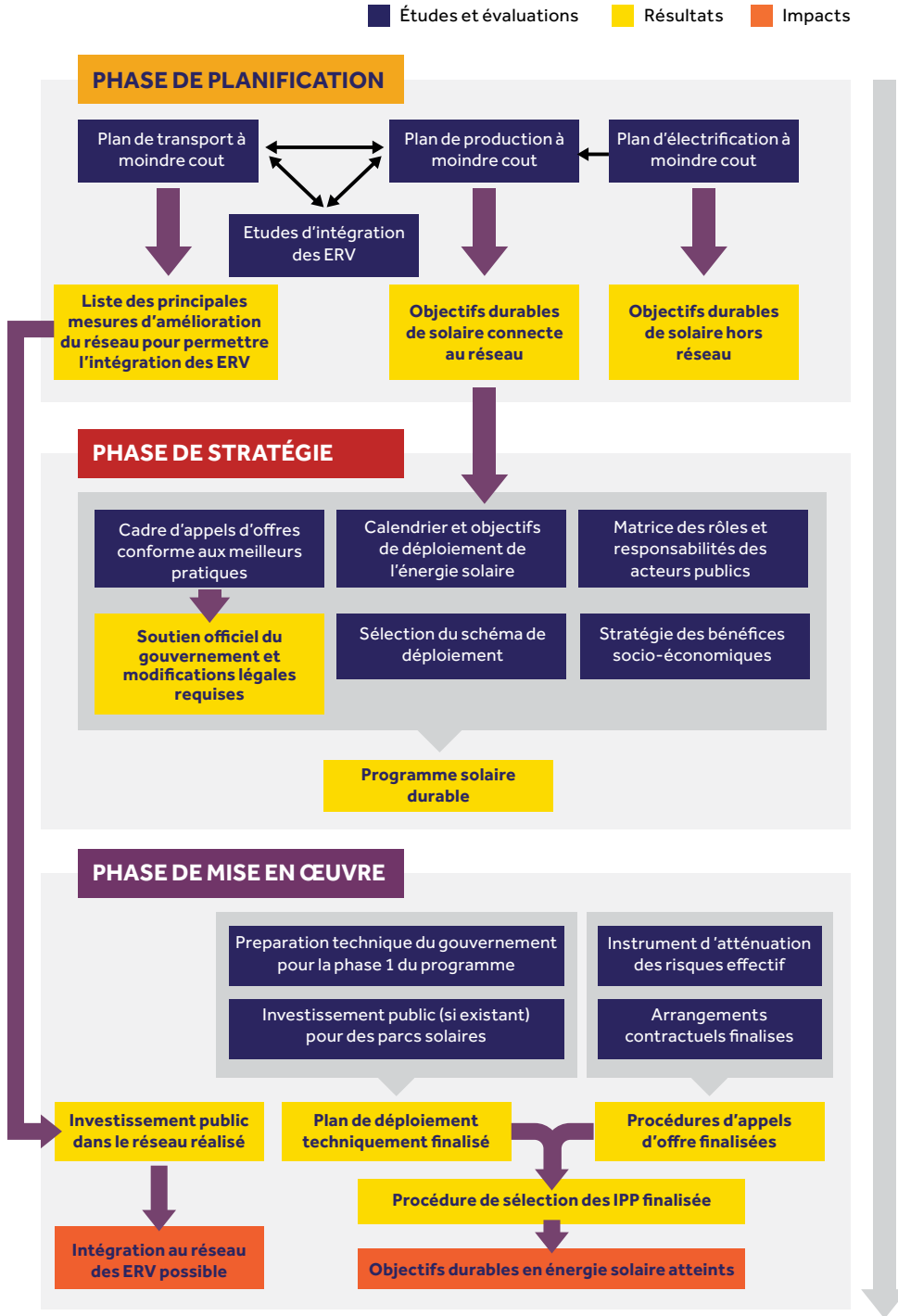
Son approche unique associe des financements d'institutions de développement et des financements climat pour proposer aux pays :

- ▶ de l'assistance, pour mettre en œuvre un programme solaire concret et suivre des procédures d'appels d'offre structurées bénéficiant de l'expertise de conseillers en transaction et conformes aux meilleures pratiques internationales
- ▶ des investissements publics, essentiels à l'intégration des énergies renouvelables variables (ERV), permettant de financer les infrastructures de parcs solaires et d'accroître l'accès à l'électricité
- ▶ des instruments d'atténuation des risques pour couvrir les risques résiduels perçus par les investisseurs privés

Le présent rapport complète l'Initiative en proposant aux pays une approche et des solutions concrètes. Cette approche comprend trois phases. Dans la phase de **planification**, des plans techniques sont élaborés pour permettre au pays d'identifier des objectifs solaires durables. Au cours de la phase **stratégique**, un programme solaire national est élaboré. Enfin, au cours de la phase de **mise en œuvre**, des mesures sont prises pour assurer le bon déploiement du programme solaire. Cette approche intégrée permet aux pays d'utiliser au mieux l'énergie solaire pour lutter contre le changement climatique et favoriser l'accès à l'électricité, mais aussi pour promouvoir la sécurité énergétique, répondre à la croissance rapide de la demande d'électricité et favoriser le développement socio-économique.

¹ Selon les estimations de la Banque mondiale, basées sur le scénario de développement durable de l'Agence internationale de l'énergie.

Figure 1. SRMI : une approche en trois phases



Le rapport détaille chaque étape à suivre pour élaborer un programme adéquat, en soulignant les liens entre les étapes et d'autres aspects critiques qui devront être pris en compte pour assurer une approche intégrée.

Ce guide comprend également un outil de diagnostic que les pays peuvent utiliser pour évaluer leur état d'avancement au regard des conditions d'un programme solaire durable.

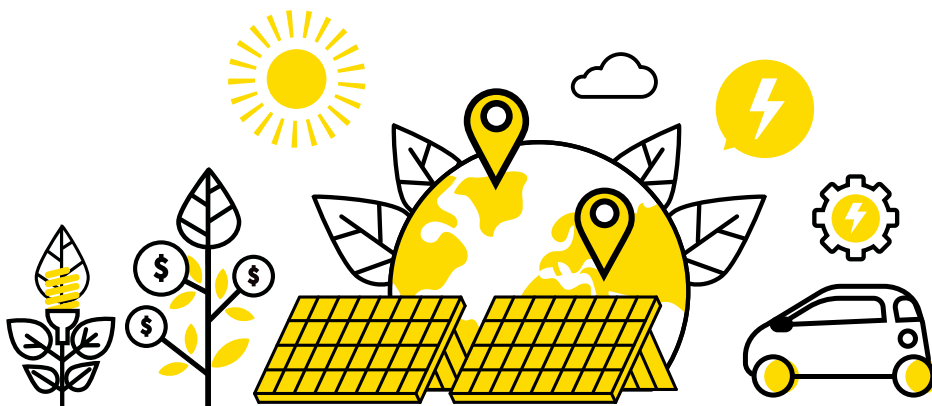
Pour appuyer le développement de l'Initiative, un sondage de marché ainsi que des consultations auprès des gouvernements et des investisseurs privés ont été menés. Parallèlement, une évaluation du pipeline des projets a été réalisée pour évaluer les besoins des pays en matière d'assistance technique, d'investissements publics et d'instruments d'atténuation des risques.

La principale conclusion de l'évaluation est que peu de pays ont achevé les travaux préliminaires nécessaires pour mettre en place un programme solaire durable. En Afrique subsaharienne, par exemple, 90 pour cent des pays évalués dans ce rapport² ne remplissent pas toutes les conditions requises pour développer un programme solaire durable, même si, dans la plupart des pays, la volonté de développer de tels programmes est forte.

Le rapport estime à plus de USD 120 millions le besoin en assistance technique - pour la réalisation de plans de production, de transport et d'électrification à moindre coût, d'études d'intégration des ERV et d'élaboration de programme solaire, avec l'appui de conseillers en transactions - et ainsi permettre à tous les pays de cette région d'atteindre la phase de mise en œuvre d'un tel programme.

Pour que le déploiement de l'énergie solaire ne devienne pas une difficulté pour les sociétés nationales d'électricité, les pays devront construire les infrastructures nécessaires permettant l'intégration des ERV dans les réseaux électriques existants. D'après l'évaluation du pipeline en Afrique subsaharienne, trois pays de la région sur quatre disposent d'un réseau électrique qui ne pourra pas absorber une production solaire supérieure à 5-10 pour cent.

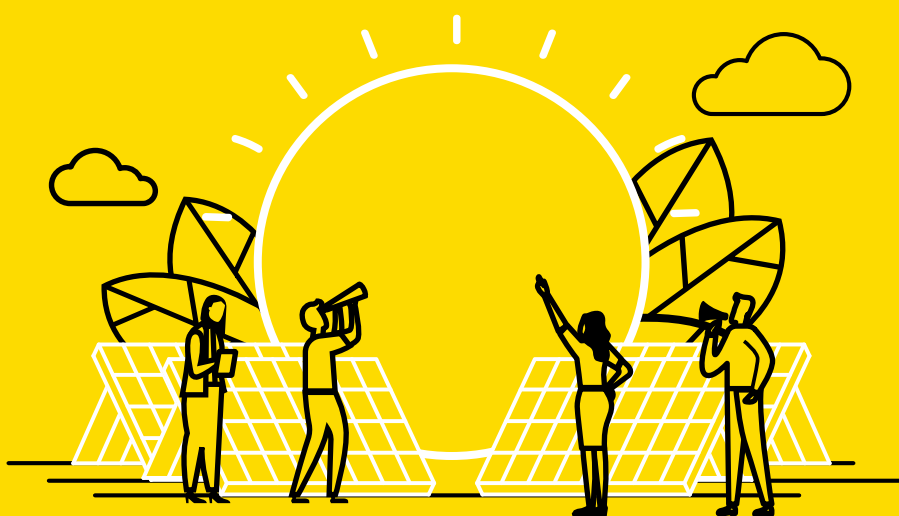
Pour permettre à ces réseaux d'absorber leurs objectifs actuels en énergie solaire PV (plus de 22 GW), un investissement public de plus d'un milliard de USD est nécessaire en amélioration du réseau, renforcement du dispatching et en investissement dans le stockage. Ces mesures permettraient toutefois de débloquer plus de 17 milliards de USD en investissements privés.



² Une évaluation de la région d'Afrique subsaharienne a été réalisée à partir de données provenant de diverses sources, dont SEforAll, l'Agence Internationale de l'Énergie, la Banque mondiale et les pays eux-mêmes. Des données suffisantes étaient disponibles pour 46 pays de la région.

1

INTRODUCTION



1.1 CONTEXTE GÉNÉRAL

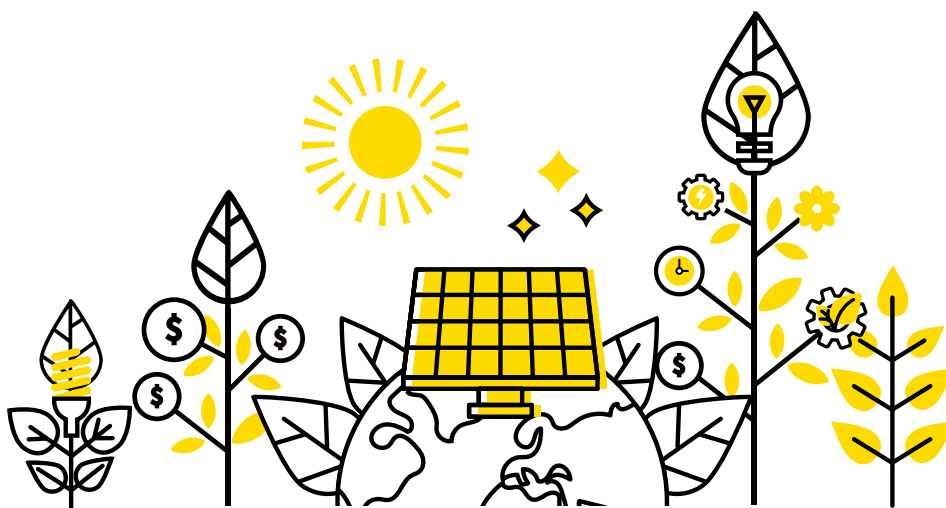
Un déploiement substantiel du solaire et de l'éolien est nécessaire pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris visant à atténuer le changement climatique, à aider les pays à atteindre leurs objectifs de sécurité énergétique et à garantir l'accès universel à l'électricité. Selon les estimations de la Banque mondiale, basées sur le scénario de développement durable de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), 950 gigawatts (GW) de solaire photovoltaïque (PV) et 580 GW d'éolien doivent être installés dans les pays en développement d'ici 2025³. Ces objectifs représentent une augmentation de 690 GW de PV et de 330 GW d'éolien par rapport à la capacité installée actuelle, à construire dans les six ans à venir, soit un investissement de plus de 500 milliards de dollar américains (USD) en énergie solaire et USD 400 milliards en énergie éolienne.

Malgré la forte baisse des prix des contrats d'achat d'électricité (CAE) pour les projets solaires et éoliens, le déploiement d'énergies renouvelables variables (ERV) est en retard par rapport au rythme nécessaire et à l'échelle requise pour atteindre les objectifs de développement durable (ODD) et l'Accord de Paris.

Pour soutenir un déploiement plus rapide et réduire l'impact sur les ressources fiscales publiques, la mobilisation des investissements privés dans la production solaire et éolienne est essentielle.

Toutefois une question est primordiale : pourquoi y a-t-il si peu de projets solaires et éoliens privés dans les pays en développement ? Que doivent faire les pays pour parvenir à un déploiement substantiel d'investissements privés dans les ERV qui serait aligné sur les besoins nationaux tout en étant financièrement accessible ?

Pour répondre à ces questions et apporter des solutions concrètes, plusieurs institutions se sont associées à la Banque mondiale pour développer SRMI (Solar Risk Mitigation Initiative - Initiative d'atténuation des risques pour les projets solaires). Axée sur le déploiement du solaire, mais qui sera prochainement adaptée à l'éolien, SRMI aide les pays à concevoir des programmes durables pour mobiliser des investissements privés. Ce rapport constitue la première partie d'un Guide pour le Déploiement du Solaire élaboré dans le cadre de l'Initiative. Prenant le point de vue des gouvernements et des sociétés nationales d'électricité, ce rapport présente les étapes clés à suivre pour concevoir et mettre en œuvre une feuille de route pour une production d'énergie solaire durable, dans laquelle les investissements privés sont mobilisés par le biais de projets bancables et optimisés en termes de coûts, et qui permettra de maximiser les avantages socio-économiques générés par les projets solaires mis en œuvre.



³ Accès universel à l'énergie (ODD 7), réduction des effets de la pollution atmosphérique sur la santé (ODD 3) et lutte contre le changement climatique (ODD 13).

SOLAR RISK MITIGATION INITIATIVE

SRMI est une initiative de la Banque mondiale et ESMAP, en partenariat avec l'AFD, l'ISA et l'IRENA. Elle est soutenue par un Groupe de Partenaires comprenant la Banque Africaine de Développement (BAD), la Banque Européenne d'Investissement (BEI) et le Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). SRMI aide les pays à élaborer et à mettre en œuvre leurs objectifs en termes de projets solaires connectés au réseau et hors réseau en atténuant les risques inhérents (i) au déploiement du solaire et (ii) à la mobilisation de capitaux privés.

Cette approche restreint les investissements publics aux aspects critiques du déploiement des ERV et de l'accès à l'énergie. La démarche au cœur de SRMI sera appliquée à l'énergie éolienne dans la deuxième phase du Guide.

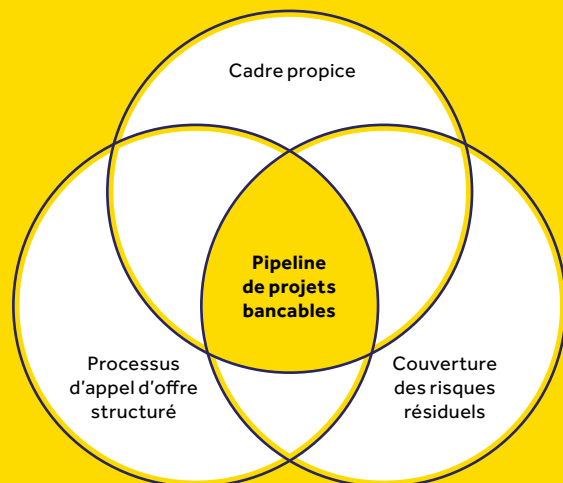
SRMI associe des financements développement et climat pour proposer aux pays

- ▶ de l'assistance technique pour les aider à développer des objectifs solaires durables, mettre en œuvre un programme solaire concret avec des procédures d'appel d'offre structurées conformément aux meilleures pratiques internationales bénéficiant de l'expertise de conseillers en transactions ;
- ▶ des investissements publics essentiels pour permettre l'intégration des énergies renouvelables variables (ERV), financer les infrastructures de parcs solaires et accroître l'accès à l'électricité le cas échéant ;
- ▶ des instruments d'atténuation des risques pour couvrir les risques résiduels perçus par les investisseurs privés.

Pour surmonter les difficultés posées par le déploiement à grande échelle du solaire dans les pays en développement, SRMI met l'accent sur trois composantes qui visent à atténuer les risques limitant le développement de l'énergie solaire et à soutenir le développement d'un pipeline durable de projets bancables :

- ▶ un cadre propice
- ▶ un processus d'appel d'offre robuste et compétitif
- ▶ une couverture des risques résiduels adéquate.

Les premiers supports disponibles sous SRMI sont (i) le Guide pour le Déploiement du Solaire, dont le présent document constitue la première partie (la deuxième partie se présentera sous la forme d'un document interactif axé sur des projets solaires PV connectés au réseau, ainsi que sur l'énergie éolienne et le solaire hors réseau), et (ii) une plateforme électronique d'appels d'offres qui permettra aux pays de lancer un processus concurrentiel pour sélectionner les producteurs d'énergie indépendants (IPP) de manière structurée et conformément aux meilleures pratiques internationales. Cette plateforme sécurisée et personnalisable permettra d'accroître la visibilité des programmes solaires des pays renforçant la concurrence et permettant une réduction des prix des CAE. En outre, une plateforme d'évaluation et d'atténuation des risques, dirigée par l'IRENA, est en cours d'élaboration pour fournir une assistance sur les instruments d'atténuation des risques. Aussi en développement, un programme intégré de renforcement des capacités, dirigé par l'ISA, couvrira la chaîne de valeur du PV, de la conception et de la passation de marchés à l'exploitation et la maintenance (O&M).



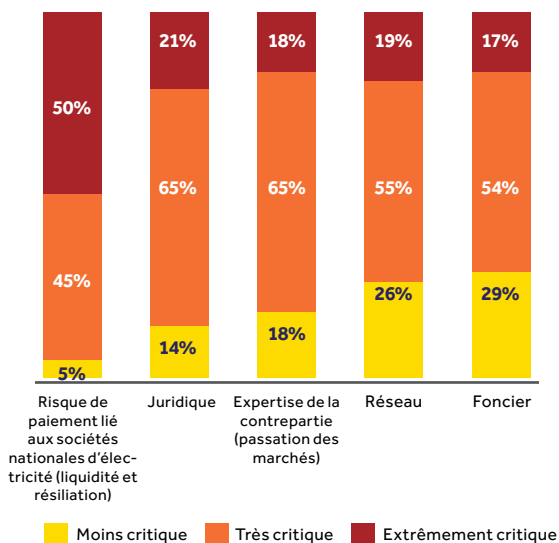
Pour plus d'informations : <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/brief/srmi>

1.2 DÉVELOPPER UN PIPELINE DE PROJETS SOLAIRES DURABLES ET BANCABLES

SRMI a été créé pour pallier le nombre limité de projets solaires durables appartenant aux IPP. Le but de ce document est d'informer les gouvernements dans l'élaboration d'un programme attirant le secteur privé mais durable car prenant en compte également la perspective du secteur public.

En 2018, sous SRMI, la Banque mondiale a réalisé une étude de marché sur la couverture des risques pour les projets solaires. Axée sur les IPP, les développeurs, les fonds d'investissement et les prêteurs, l'enquête a confirmé que l'enjeu crucial auquel sont confrontés les IPP n'est pas le manque d'instruments disponibles d'atténuation des risques à proprement parler, mais plutôt la combinaison (i) de la solvabilité insuffisante des sociétés nationales d'électricité ; (ii) de l'inadéquation des cadres juridiques et réglementaires ; (iii) de la faiblesse des capacités et des processus de passation de marchés ; (iv) du risque d'écrêtement du fait des contraintes d'intégration du réseau et (v) des problèmes de propriété foncière (voir Figure 2).

Figure 2. Principaux risques identifiés par les investisseurs privés



Source : Banque mondiale étude de marché 2018.

Bien que certains risques soient inhérents à chaque pays et à son contexte, la plupart des pays en développement présentent des risques communs qui peuvent être regroupés en deux grandes catégories : (i) les risques survenant pendant la phase de développement du projet, c'est-à-dire avant la construction et l'exploitation et (ii) ceux qui surviennent lorsque le projet entre en phase d'exploitation. Les deux types de risque sont intégrés par les IPP et les prêteurs dans leur coût du capital.

- ▶ Les risques de développement comprennent (i) les risques liés au réseau, tels que les risques de connexion ; (ii) les risques fonciers, tels que la disponibilité, les permis et les aspects environnementaux et sociaux ; (iii) les risques juridiques, tels que les cadres réglementaires, d'arbitrage et judiciaires applicables ; (iv) les risques liés à la passation de marchés ; et (v) les risques d'intégrité.
- ▶ Les risques opérationnels comprennent (i) le risque de solvabilité de la société nationale d'électricité considérant notamment ses antécédents en matière de performance et de paiement, et le risque de résiliation du contrat ; (ii) le risque du secteur de l'électricité du pays tel que le risque de viabilité financière du secteur, le risque de réforme, le risque réglementaire et le retard des travaux publics ; (iii) le risque marché tel que le risque de change et de taux d'intérêt ; (iv) le risque pays et le risque macroéconomique ; (v) le risque politique tel que le risque de rupture de contrat, les expropriations, la restriction du transfert de devises, la non-convertibilité des devises et la guerre civile.

À la lumière des résultats de l'étude, les pays qui cherchent à attirer des investissements privés peuvent commencer par concevoir un programme solaire national, en adressant les risques de développement et les risques opérationnels critiques. Une répartition équitable des risques entre les parties prenantes privées et publiques, traduite par des arrangements contractuels clairs, permettrait aux gouvernements de faire face à ces risques d'une manière viable et d'arriver à un tarif plus abordable avec une prime de risque la plus basse possible.

1.3 APPROCHE EN TROIS PHASES

Le Guide pour un Déploiement du Solaire présente une méthodologie visant à développer un pipeline durable de projets solaires pouvant être financés par le secteur privé.

S'appuyant sur les enseignements tirés des succès et des échecs des politiques nationales d'électricité et des processus de sélection des IPP dans les pays en développement, chaque étape de la méthodologie est conçue pour que le programme soit soutenable pour le pays tout en réduisant les risques perçus par les IPP et les prêteurs.

Le présent document est axé sur les projets solaires PV connectés au réseau, tandis que la deuxième partie du Guide inclura aussi l'éolien et le solaire hors réseau. Le rapport adopte le point de vue du gouvernement/secteur public. Comme le rôle spécifique des ministères, des sociétés nationales d'électricité et des régulateurs est propre à chaque pays, la partie publique est appelée " le gouvernement " dans l'ensemble du document, sauf lorsqu'un rôle donné est clairement défini pour la société nationale d'électricité ou tout autre acteur spécifique. De plus, comme le document adopte le point de vue du secteur public, il ne tient pas compte des configurations dans lesquelles le gouvernement ne participe pas, par exemple lorsque l'acheteur dans le CAE est une entité privée. La mise en œuvre de ces approches devra tenir compte de la situation spécifique du pays pour concevoir des solutions sur mesure en s'appuyant sur la méthodologie décrite dans le présent document.

La méthodologie peut être divisée en trois phases.



La phase de **Planification** est axée sur les plans techniques qui permettent au pays d'élaborer des objectifs solaires en toute connaissance de cause.



Dans la phase de **Stratégie**, le programme solaire national s'articule autour des étapes clés dont a besoin un gouvernement pour une mise en œuvre durable de ses objectifs solaires. Ces étapes tiennent compte des besoins spécifiques du pays dans la sélection des investisseurs et de la répartition du risque.



La stratégie est exécutée lors de la phase de **Mise en œuvre**.

Au cours de ces trois phases, il est essentiel de prendre en compte les questions clés suivantes, qui sont au cœur du développement d'un programme solaire durable :



Quelle quantité d'ERV est-il possible d'intégrer au réseau national ?



Quelle nouvelle capacité de production, en particulier d'énergie solaire, est nécessaire pour répondre à la demande estimée et à quelle échéance ?



Où doivent être localisées les nouvelles installations de production d'ERV, et où la production devrait-elle être injectée dans le réseau ?



Quels sont les investissements publics critiques nécessaires au déploiement durable des ERV ?



Qui devrait investir dans les projets solaires ?



Comment les investisseurs privés doivent-ils être sélectionnés ?



Quelle est la meilleure méthode pour répartir et atténuer les risques pour que les projets puissent être à la fois financièrement viables et financièrement accessibles ?



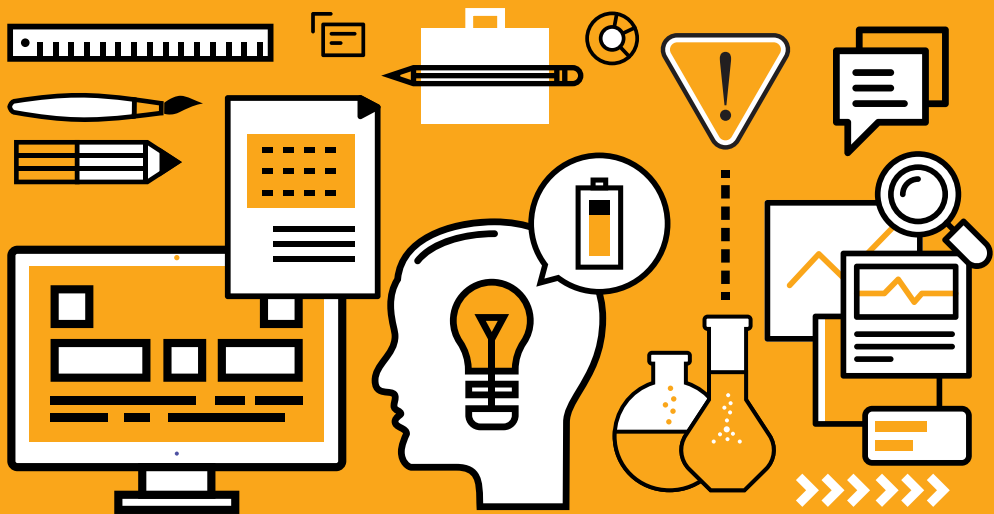
Comment les avantages socio-économiques des projets peuvent-ils être optimisés ?



De quels instruments d'atténuation des risques les investisseurs privés ont-ils besoin pour couvrir les risques résiduels ?

2

OUTIL DE DIAGNOSTIC



2 OUTIL DE DIAGNOSTIC

L'outil de diagnostic présente les actions clés qu'un pays devrait considérer pour déployer des projets solaires de manière durable. L'approche est centrée sur le développement d'un pipeline de projets capables d'attirer des investissements privés à moindre coût. Les étapes sont élaborées du point de vue des parties prenantes publiques, en particulier le ministère de l'énergie et la société nationale d'électricité. Selon les pays, les rôles sont assumés par différents acteurs. Par conséquent, les parties prenantes affectées à chaque activité/étape devront être identifiées lors de la mise en œuvre de la méthodologie dans le pays donné.

Ces étapes ont différents niveaux d'importance. Les étapes marquées d'une étoile dans le tableau ci-dessous sont considérées modérément importantes, celles marquées de deux étoiles sont considérées très importantes. Elles doivent cependant être considérées comme un tout, avec une appréciation de la façon dont elles interagissent – dans la mesure où les résultats d'une étape peuvent en affecter d'autres. Ces interactions sont examinées en détail dans le corps du rapport ainsi que dans la *figure 1*. Il n'est pas nécessaire d'initier les étapes dans un ordre strict, car certaines étapes peuvent se dérouler en parallèle. Il est toutefois impératif de comprendre comment une étape donnée peut fondamentalement modifier l'ensemble du programme. Les principales contributions analytiques sont présentées dans l'outil de diagnostic ; les données d'entrée ne sont pas représentées ci-dessous, mais dans le cœur du document.

Tableau 1 : Outil de diagnostic : Une approche du déploiement de l'énergie solaire

TYPE	ÉLÉMENTS	APPROCHE	CLASSEMENT
PHASE 1 : PLANIFICATION			
Intrants	Évaluation de la demande hors réseau	Critique lorsque l'accès est faible. Le Multi-Tier Framework peut être utilisé pour appuyer l'évaluation.	*
Plan	Plan d'électrification à moindre coût		**
Résultats	OBJECTIFS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE HORS RÉSEAU		
Intrants	Études d'intégration des ERV	Effectuer des analyses d'écoulement de charge, de contingence, de défauts et de stabilité transitoire.	**
Intrants	Études de localisation préliminaires	Effectuer une analyse d'écoulement de charge et collecter des données géospatiales sur les terrains et la topologie	*
Plan	Plan de transport/distribution à moindre coût (analyse économique en itération avec le plan de production)		**
Résultats	LISTE DES INVESTISSEMENTS POUR LA MODERNISATION DU RESEAU, comprenant les investissements dans des batteries de stockage électrique (si besoin)		
Intrants	Évaluation des ressources nationales	Les atlas solaire et éolien (outil en ligne) peuvent être utilisés pour identifier des sites dans chaque pays.	*
Intrants	Évaluation de la demande connectée au réseau	Intégrer les résultats du plan d'électrification à moindre coût.	*
Intrants	Évaluation de la flexibilité du réseau	Clarifier les contraintes de flexibilité techniques et commerciales telles que l'absence d'un contrôle automatique de dispatch ou des CAE en « take or pay »	**
Plan	Plan de production à moindre coût (en itération avec le plan de transport et d'intégration des ERV)		**
Résultats	OBJECTIFS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE RACCORDÉE AU RÉSEAU		

* Moyennement important

** Très important

TYPE	ÉLÉMENTS	APPROCHE	CLASSEMENT
PHASE 2 : STRATÉGIE			
Intrants de la Ph1	Objectifs de production solaire connectée au réseau de la Phase 1	Établir des objectifs pour l'ensemble du Programme ainsi que pour ses phases en fonction des résultats du plan de production. Si le plan n'est pas prêt, les objectifs de la première phase peuvent être basés sur une analyse de réseau préliminaire.	**
Stratégie	Objectifs et calendrier pour le déploiement du solaire		**
Intrants	Évaluation du développement local	Évaluer l'impact socio-économique du programme.	*
Intrants	Évaluation du développement industriel	Évaluer les capacités locales industrielles et les ressources humaines.	*
Stratégie	Stratégie de développement socio-économique		*
Intrants	Évaluation du cadre juridique	Veiller à ce que le cadre juridique permette la production privée et la sélection concurrentielle des IPP. Si les barrières juridiques identifiées ne sont pas critiques, le Programme peut être lancé avant l'adoption des modifications juridiques.	**
Stratégie	Rôles et responsabilités des parties prenantes publiques		**
Résultats	CADRE JURIDIQUE MODIFIÉ pour lever les barrières identifiées et traduire la matrice des responsabilités définie		
Intrants	Perception des risques par les acteurs publics	À partir de l'analyse des lacunes du cadre juridique existant, identifier les restrictions juridiques, financières et politiques.	**
Intrants	Consultation du secteur privé	Mener des consultations avec le secteur privé afin d'identifier les principaux risques liés au développement et à l'exploitation de futurs projets solaires dans le pays concerné.	*
Intrants	Analyse des risques stratégiques perçus par le secteur privé	Mener une analyse intégrant les résultats des consultations.	**
Intrants	Répartition des risques de développement entre les différents acteurs	Allouer les risques, en intégrant les perspectives des parties prenantes publiques et du secteur privé.	**
Stratégie	Type de déploiement identifié		**
Intrants	Répartition des risques opérationnels	Allouer les risques, en intégrant les perspectives des parties prenantes publiques et du secteur privé.	**
Stratégie	Cadre de l'appel d'offres		**
Résultats	ACCORD SUR L'AIDE GOUVERNEMENTALE ET LES RISQUES PRIS PAR LA PARTIE PUBLIQUE		
Résultats	PROGRAMME SOLAIRE OPTIMISÉ, traduisant les considérations stratégiques gouvernementales et les intrants/résultats clés de la Phase 2		

* Moyennement important

** Très important

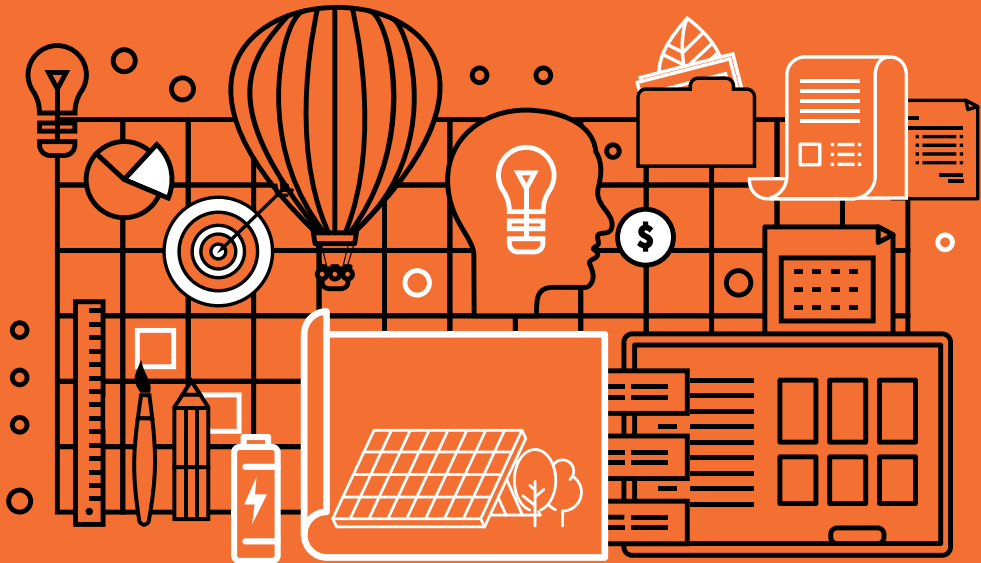
TYPE	ÉLÉMENTS	APPROCHE	CLASSEMENT
PHASE 3 : MISE EN ŒUVRE			
Intrants de la Ph1	Liste des investissements pour la modernisation du réseau	Liste des travaux de modernisation des lignes de transport et du dispatching, ainsi que des investissements potentiels de stockage définis dans la Phase 1.	**
Résultats INVESTISSEMENTS PUBLICS DANS LE RÉSEAU ET EXPLOITANTS DE RESEAU QUALIFIES			
Impact INTEGRATION DES ERV POSSIBLE			
Intrants de la Ph2	Sélection du type de déploiement	Choix du type de déploiement et application au Programme solaire élaboré pendant la Phase 2.	**
Intrants	Évaluation de la disponibilité aux postes sources	Nécessaire si le schéma de déploiement sélectionné est celui par postes sources. L'évaluation intègre l'analyse de l'écoulement de charge et une évaluation préliminaire de disponibilité des terrains.	*
Intrants	Étude de faisabilité, sélection et acquisition de terrains, investissements publics dans les parcs solaires	Nécessaire si le schéma de déploiement sélectionné est celui par parcs solaires. L'étude identifie les investissements dans les parcs solaires que le secteur public va financer.	*
Résultats PROJET PRÊT POUR L'APPEL D'OFFRES			
Intrants	Etude de marché avant appel d'offres	Intégrer les résultats des consultations menées au niveau du développement du programme. Fournir des informations utiles au montage de l'appel d'offres (y compris sur le développement des critères de préqualification).	**
Intrants	Matrice finale de répartition des risques	Allouer les risques, en intégrant les restrictions des parties prenantes publiques et la perspective du secteur privé, sur la base du sondage de marché effectué avant l'appel d'offres.	**
Intrants	Mécanisme d'appel d'offres final et cadre de passation des marchés	Répartir les risques en intégrant les points de vue des parties prenantes publiques et du secteur privé, conformément à la matrice finale de répartition des risques.	**
Intrants	Dispositions contractuelles finales et instruments d'atténuation des risques	Arrangements contractuels et instruments d'atténuation des risques prêts, avec le support de l'État ou des organismes de développement le cas échéant.	**
Résultats SELECTION DES IPP (appel d'offres conclu)			
Intrants	Vérification de la conformité technique de la ou des installations et réception de la centrale et mise en service de la centrale	Centrale construite par un IPP après signature du CAE, dans le respect des normes techniques et des exigences contractuelles.	**
Impact RÉALISATION DES OBJECTIFS SOLAIRE			

* Moyennement important

** Très important

3









PHASE 1: PLANIFICATION



3.1 OBJECTIFS

La phase de planification est critique.

Les gouvernements cherchant à fixer des objectifs d'énergie solaire doivent veiller à ce que l'électricité soit abordable et le service de qualité. Cela passe par une planification rigoureuse. L'atteinte des objectifs en matière d'énergie solaire durable passe par l'élaboration de plans techniques basés sur des éléments factuels et des études d'intégration des ERV qui devront répondre aux questions suivantes :

-  Quelle est la demande d'électricité de la population connectée au réseau et la demande hors réseau ?
-  Quelle est la capacité de production nécessaire pour répondre à la demande et à quelle échéance ?
-  Quelle est la capacité optimale des ERV compte tenu de la forme de la courbe de charge ?
-  Quelle quantité d'ERV est-il possible d'intégrer au réseau compte tenu des paramètres techniques et économiques ?
-  Dans quelle mesure les limites d'intégration des ERV peuvent-elles être repoussées à l'aide d'instruments tels que le stockage d'énergie ou la modernisation du réseau ?
-  Quels sont les résultats d'une analyse coûts-bénéfices de ces investissements ?
-  Où sont situés les points d'injection optimaux pour les ERV ?
-  Quels sont les renforcements nécessaires du réseau, et quand doivent-ils être réalisés pour que l'intégration des ERV soit réussie ?

Un ensemble complet de plans à moyen terme doit couvrir l'électrification, la production, le transport et la distribution, en incluant les résultats des analyses techniques de l'intégration des ERV et du déploiement de l'efficacité énergétique. Planifier rationnellement le développement du secteur électrique permet aux gouvernements de mieux s'approprier ce processus tout en les risques induits par la multiplication des négociations bilatérales avec les promoteurs privés. La planification aide également les décideurs à identifier les meilleurs stratégies et projets.

Du point de vue des IPP, le fait de savoir qu'un pays a préparé des plans à moyen terme diminue les risques perçus

- ▶ d'annulation des projets et
- ▶ de problèmes d'intégration au réseau entraînant un risque d'effacement de production (car les effets de l'intégration des ERV auront été soigneusement étudiés et anticipés).



Les principaux résultats de la phase de planification incluent



des objectifs à moyen terme en matière d'énergie solaire durable hors réseau et sur réseau et



une liste des modernisations du réseau et de la distribution nécessitant un investissement public.



Principaux résultats



Plans



Études et évaluations

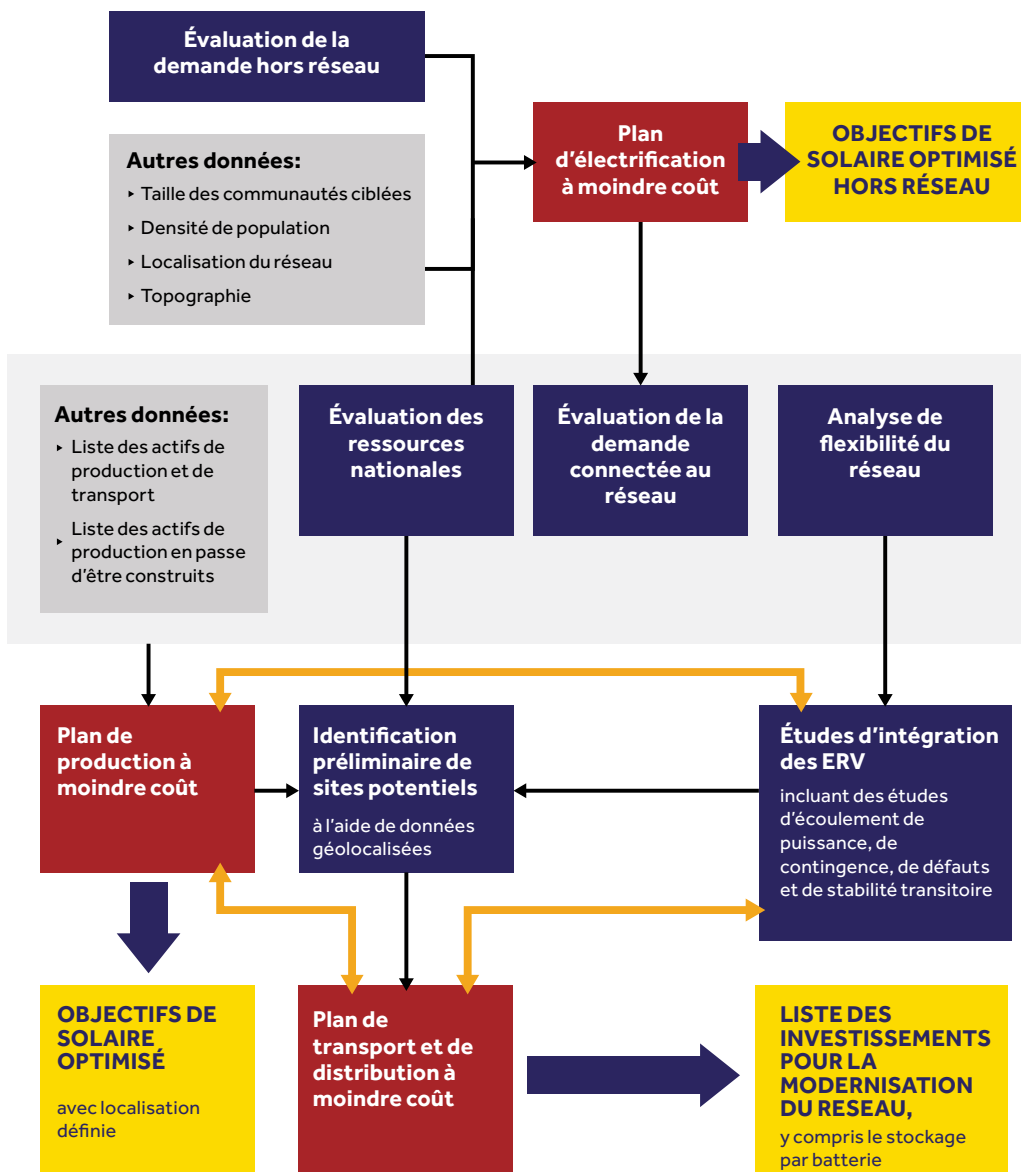


Autres données



Processus itératif

Figure 3. Principales étapes du processus de planification du déploiement de l'énergie solaire



3.2 RÉPONDRE À LA DEMANDE EXISTANTE ET FUTURE EST AU COEUR DE LA PHASE DE PLANIFICATION

*Les plans de développement du secteur électrique ont un objectif transverse : répondre à la demande existante et futur. Par conséquent, la première question à se poser est la suivante : **quelle est la demande ?** Y répondre nécessite une évaluation au niveau national de la demande raccordée au réseau et hors réseau.*

3.2.1 DEMANDE HORS RÉSEAU

En 2018, environ 1 milliard de personnes n'avaient pas accès à l'électricité. Parmi elles, 600 millions de personnes vivent en Afrique subsaharienne et 15 pays de cette région ont un taux d'accès inférieur à 25 pour cent. En Asie, le nombre de personnes sans accès était d'environ 350 millions. Cette même année, 2,7 milliards de personnes dans le monde n'avaient pas accès à des solutions de cuisson propre et utilisaient la biomasse, le charbon ou le kérosène comme principal combustible (AIE, 2018).

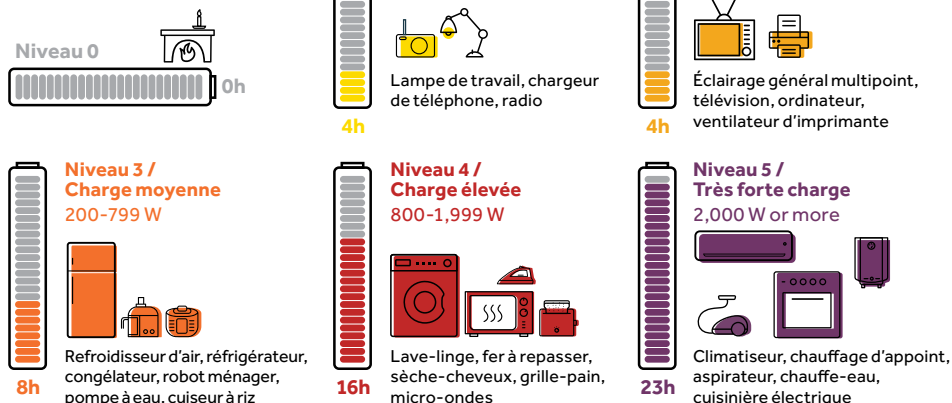
Il est important d'évaluer de façon la plus précise possible la demande en électricité des personnes qui ne sont pas raccordées à un réseau. Ces informations aideront à décider des solutions techniques répondant au mieux et de la manière la plus financièrement accessible à leur demande. Les enquêtes de terrain, telles que celles du Multi-Tier Framework (MTF), sont essentielles à cet égard (ESMAP, 2018). Les évaluations doivent couvrir un échantillon représentatif de ménages, de petites et moyennes entreprises ainsi que les usages agricoles, commerciaux et industriels et les installations publiques (comme les écoles et les cliniques) pour obtenir une image détaillée de la consommation et de la demande d'énergie hors réseau. Des données détaillées par sexe sont nécessaires pour concevoir des programmes visant à améliorer les conditions de

vie des femmes grâce à l'accès à l'électricité. Des consultations avec les consommateurs, les agences gouvernementales locales, les organisations de la société civile, les entrepreneurs et les investisseurs peuvent également jouer un rôle important dans l'identification des priorités d'accès à l'électricité pour ces différents types de consommateur.

Dans le MTF, l'accès à l'énergie est mesuré sur des niveaux technologiquement neutres (voir Figure 4) et les seuils sont définis en fonction de la satisfaction des exigences en matière d'approvisionnement en énergie fournie suivant un ensemble de caractéristiques (SEforALL et Banque mondiale, 2015). Les enquêtes fournissent des données sur les dépenses liées à l'utilisation de l'énergie, la consommation d'énergie, les préférences des utilisateurs, la volonté/capacité des consommateurs à payer pour l'électricité et les solutions proposées de cuisson, et leur satisfaction quant à la source d'énergie principale utilisée. Les résultats peuvent être utilisés pour identifier les barrières empêchant les utilisateurs d'avoir accès à de plus hauts niveaux d'accès à l'énergie. Cette analyse des contraintes peut être un puissant outil pour les gouvernements lors de prises de décisions en matière de politique, de réglementation et d'investissement.

Figure 4. Mesurer l'accès à l'énergie : les niveaux

Améliorer les caractéristiques de l'approvisionnement en énergie conduit à des niveaux d'accès plus élevés



Source : d'après le MTF, Banque mondiale, 2019.

ÉVALUATION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE HORS RÉSEAU POUR UNE CUISSON PROPRE DES ALIMENTS ET D'AUTRES USAGES PRODUCTIFS

L'initiative SEforALL (Sustainable Energy for All), alignée sur les objectifs des Nations Unies en matière de développement durable, vise à réaliser l'accès universel à l'électricité et à des systèmes énergétiques modernes de cuisson d'ici 2030.

La cuisson est l'application productive négligée qui offre pourtant une rare opportunité de saisir une dépense existante. Cuisiner à l'électricité offre une proposition de valeur transformatrice pour les ménages, permettant des temps de cuisson plus efficaces et plus rapides, des niveaux de chaleur réglables, une cuisson plus sûre, aucune émission intérieure dangereuse (responsable de millions de décès), ainsi qu'un espace de cuisson propre. L'utilisation de cuisinières électriques propres et de cuiseurs à riz électriques peut augmenter considérablement la demande énergétique d'un ménage. Il s'agit là d'un facteur essentiel que les planificateurs du secteur de l'énergie doivent prendre en compte ; un changement dans l'équipement de cuisson ayant une incidence sur la demande globale des ménages peut également orienter la solution technique optimale pour l'approvisionnement énergétique.

Le développement des usages productifs et d'appareils électroménagers (tels que le rechargeur de téléphones, des radios, des téléviseurs, des ventilateurs et des réfrigérateurs) doit être intégré dans l'évaluation de la demande hors réseau car ils sont au cœur de la décision de la solution d'approvisionnement en électricité via une connexion au réseau ou via une connexion à des micro/mini-réseaux ou des systèmes solaires domestiques (SHS). En effet, la demande en électricité des petites industries et entreprises est un facteur clé de succès pour les micro/mini-réseaux. En raison de la consommation électrique généralement faible des clients domestiques, les micro/mini-réseaux génèrent difficilement des revenus suffisants à leur viabilité financière en l'absence d'appareils électroménagers consommateurs d'électricité. Les revenus générés par les ménages sont souvent modestes compte tenu du faible niveau de la consommation d'électricité. En favorisant les usages productifs liés à l'agriculture, à la pêche, au tourisme, à l'artisanat, aux services et aux industries extractives, les exploitants peuvent augmenter la consommation d'électricité et par conséquent les revenus moyens générés par les micro/mini-réseaux, améliorant ainsi leurs chances de viabilité à long terme (NREL 2018).

Pour plus d'informations : voir <https://www.esmap.org/node/71163>

3.2.2 DEMANDE RACCORDÉE AU RÉSEAU

Les principaux paramètres d'une évaluation de la demande sont

- ▶ les tendances socio-économiques telles que les prévisions de population et d'activité économique (taux de croissance, dynamiques sectorielles, etc.)
- ▶ la localisation des zones connectées au réseau et hors réseau
- ▶ les besoins en électricité pour les usages domestiques et productifs,
- ▶ les échéances temporelles et
- ▶ la répartition géographique

La compilation des profils de charge pour les différentes catégories de consommateurs et les modèles de demande par régions géographiques et par saisons permet d'affiner les prévisions de la demande raccordée au réseau. Ce point est important lorsqu'il s'agit de s'assurer de l'adéquation entre l'offre et la demande.

Les évaluations doivent également prendre en compte la demande due aux nouvelles connexions au réseau. Cette demande additionnelle devrait idéalement provenir des résultats du plan d'électrification, qui donne un calendrier prévisionnel des nouvelles connexions ainsi que de leur demande associée.

ÉVALUATION DE LA DEMANDE DANS UN CONTEXTE DE RUPTURES TECHNOLOGIQUES

Il est essentiel de réfléchir à la manière dont la demande raccordée au réseau pourrait être affectée par les efforts pour accroître l'efficacité énergétique, pour étendre l'installation des systèmes solaires domestiques et pour accélérer le déploiement des véhicules électriques (VE). Une plus grande efficacité énergétique peut avoir une incidence sur le volume d'électricité demandé par les clients isolés. De même, les efforts pour déployer la production photovoltaïque en toiture, s'ils atteignent des niveaux significatifs, peuvent conduire à un pic de production qui se produirait pendant la journée et à une production limitée ou nulle le soir après le coucher du soleil (phénomène dit de la « duck curve »).

La mobilité électrique représente une occasion unique de récolter des bénéfices à la fois environnementaux et économiques. Les choix

technologiques (mode de charges, modèle de charge, type de batteries) dicteront l'impact que l'augmentation de la part des VE aura sur les réseaux électriques. Les VE peuvent influencer sur les besoins en capacité en certains lieux et moments précis. Cependant, la mobilité électrique représente aussi des opportunités pour le développement du système électrique, avec la possibilité d'accroître sa flexibilité et donc de participer à l'intégration d'une part plus importante d'énergie renouvelable variable. Afin de bénéficier de ces opportunités liées aux VE et de pouvoir mettre en place une tarification intelligente, il sera nécessaire de développer une infrastructure de communication, de contrôle, d'électronique de puissance et de stockage.

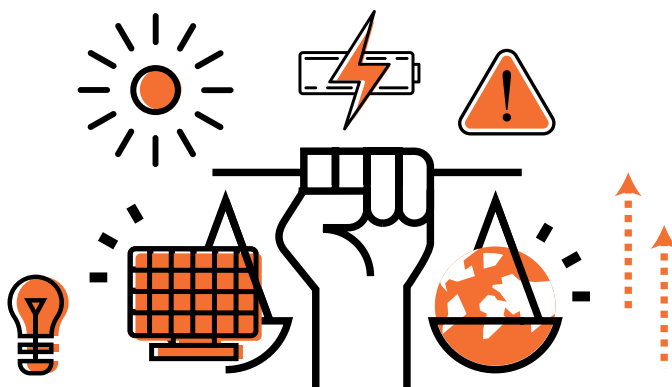
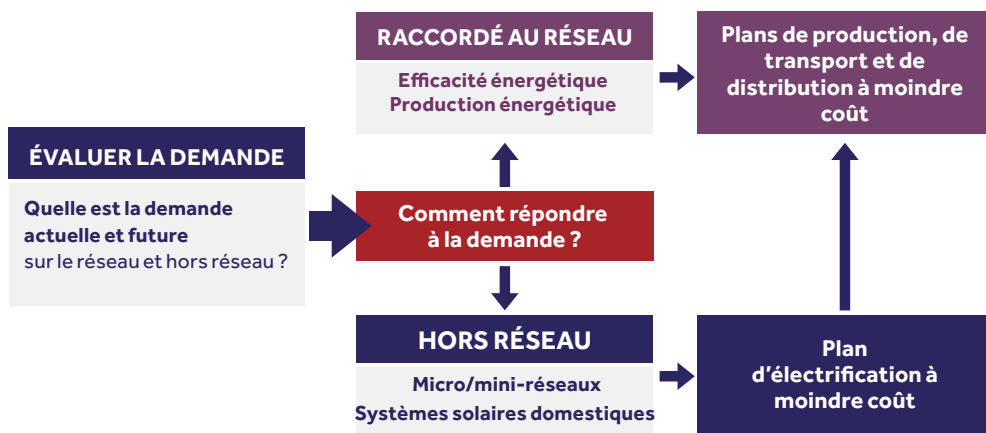
Pour plus d'informations voir <http://documents.worldbank.org/curated/en/193791543856434540/pdf/132636-EMADv4-web.pdf>

3.3 LIER LA DEMANDE AUX SOLUTIONS TECHNIQUES

Une fois la prévision de demande établie, l'étape suivante consiste à déterminer la meilleure façon d'y répondre. **Quelle est la solution de production optimale pour satisfaire la demande ?**

Cette détermination prendra la forme de plans à moindre coût, établis séparément pour les zones hors réseau et les zones raccordées au réseau (Figure 5).

Figure 5. De la demande aux plans

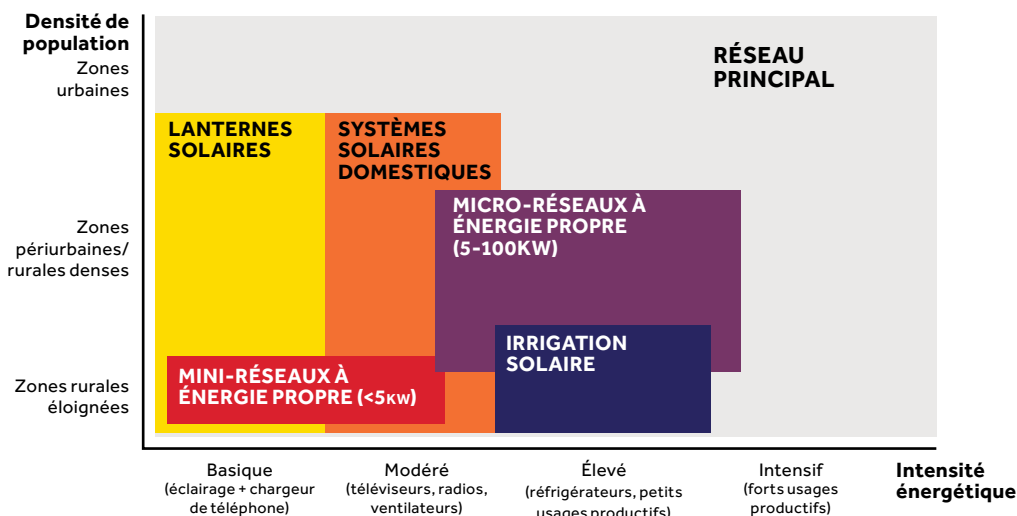


3.3.1 PLAN D'ÉLECTRIFICATION DES ZONES HORS RÉSEAU

Pour les zones hors réseau, il est nécessaire d'élaborer un plan d'électrification qui définit les zones les mieux adaptées (i) au raccordement au réseau, (ii) à des micro/mini-réseaux ou (iii) à des systèmes solaires domestiques (SSD).

La solution technique est choisie principalement en fonction de la taille de la communauté ciblée, de la densité de sa population, de sa distance par rapport au réseau existant, de la difficulté du terrain et des prévisions de la demande, (voir Figure 6). Le niveau d'accès ciblé par le MTF et les niveaux prévus d'investissement public et privé sont également considérés.

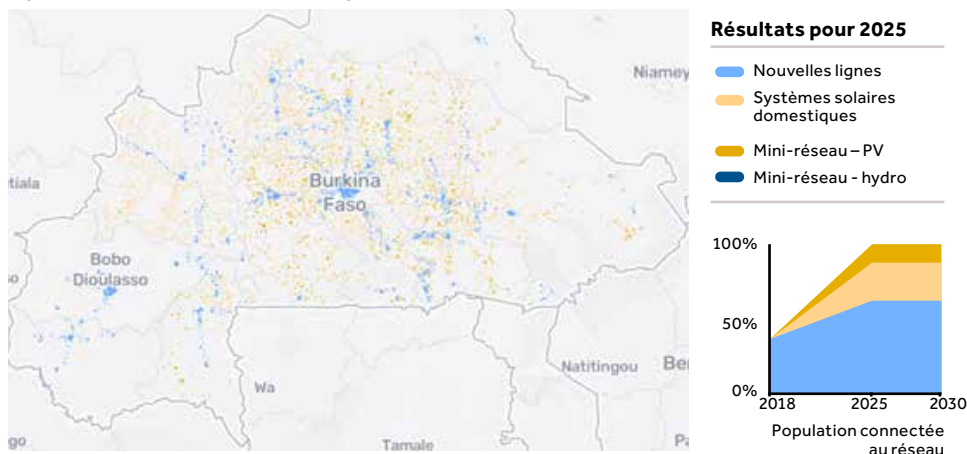
Figure 6. Options d'électrification, en fonction de la densité de population et de l'intensité énergétique



Source : Hystra 2017

La cartographie géospatiale et les outils de planification à moindre coût sont indispensables à l'élaboration des plans d'électrification intégrés (voir Figure 7 à titre d'exemple). Ceux-ci peuvent faciliter l'identification des moyens les plus rapides et les plus rentables pour atteindre l'accès universel à l'électricité dans un pays.

Figure 7. Exemple de représentation géospatiale d'un plan de déploiement hors réseau au Burkina Faso



Source : Banque mondiale Global Electrification Plan (GEP) 2019.

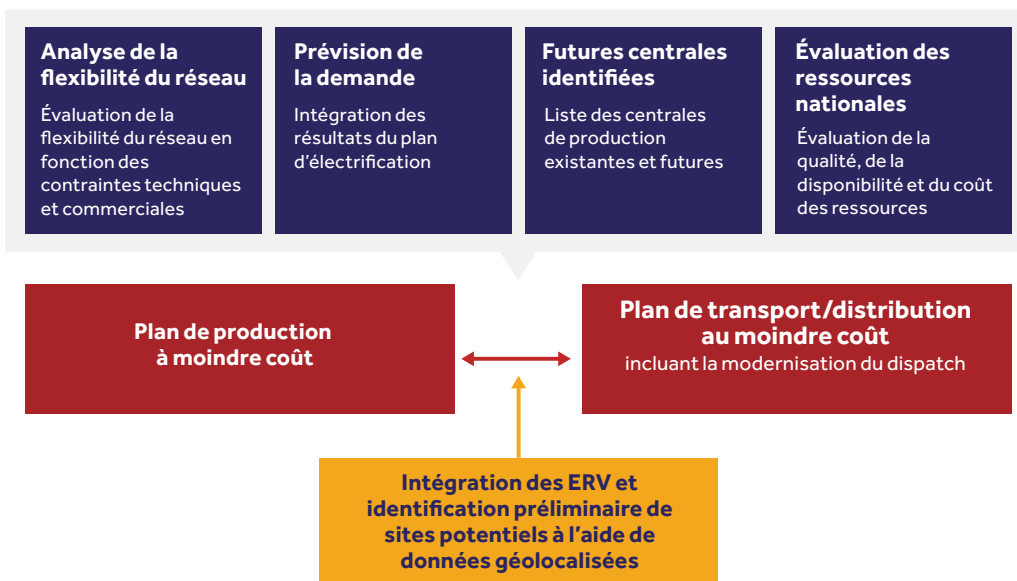
3.3.2 PLANS DE PRODUCTION, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ RACCORDÉE AU RÉSEAU

Pour associer la demande d'énergie raccordée au réseau à une solution d'accès à l'électricité, le gouvernement et/ou la société nationale d'électricité doivent préparer deux plans : **un plan de production à moindre coût** (qui détermine l'expansion optimale du parc de production pour répondre à une demande donnée) et **un plan de transport et de distribution à moindre coût** (voir Figure 8). Ces modèles d'expansion de capacité optimisent les investissements à venir en tenant compte des hypothèses sur la future demande d'électricité, sur les prix des combustibles, sur le coût et le rendement des technologies, ainsi que sur les politiques et la réglementation.

Ces deux plans sont généralement réalisés à l'aide de logiciels spécifiques. Le plan de production à moindre coût nécessite des outils tels que PLEXOS, Balmorel,

Opt-GEN ou WASP pour ne citer que quelques exemples commerciaux. D'autres modèles non commerciaux peuvent également être développés en utilisant des outils d'optimisation tels que ceux fournis par GAMS, Julia, et d'autres langages de programmation. Selon l'outil de planification utilisé, la variabilité entre énergie solaire, éolienne et hydroélectrique pourra être représentée de manière plus ou moins précise. Il est essentiel en cas de déploiement de grandes quantités d'ERV que les planificateurs utilisent des outils de planification appropriés et veillent à ce que la société nationale d'électricité ou le ministère concerné dispose des capacités suffisantes pour les utiliser. Les outils les plus avancés permettent aux décideurs d'intégrer les coûts liés aux externalités environnementales (comme les émissions de gaz à effet de serre).

Figure 8. Intrants clés des plans de production et de transport/distribution



Les principaux éléments de ces deux plans comprennent (i) une analyse de la flexibilité du réseau qui répondra à la question de savoir combien d'ERV et quelle capacité solaire photovoltaïque peuvent être intégrées au réseau aujourd'hui et dans le futur, (ii) une prévision de la demande qui traduit les objectifs fixés dans le plan d'électrification, (iii) une liste des centrales existantes et futures et (iv) une évaluation de la capacité des ressources solaires nationales.




La prévision de la demande a été détaillée ci-dessus et les trois autres intrants sont présentés dans ce qui suit. Il convient également de noter que les données techniques relatives à l'infrastructure du réseau (lignes, postes, compensateurs de puissance réactive, etc.) et les informations sur les règles d'exploitation doivent impérativement être prises en compte lors de la planification de l'intégration des ERV. Les plans de production et de transport à moindre coût et les études d'intégration des ERV sont menés en parallèle afin que les résultats des uns nourrissent les autres dans un processus itératif.

A. ANALYSE DE LA FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU

Les principaux défis liés à l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque dans le réseau sont

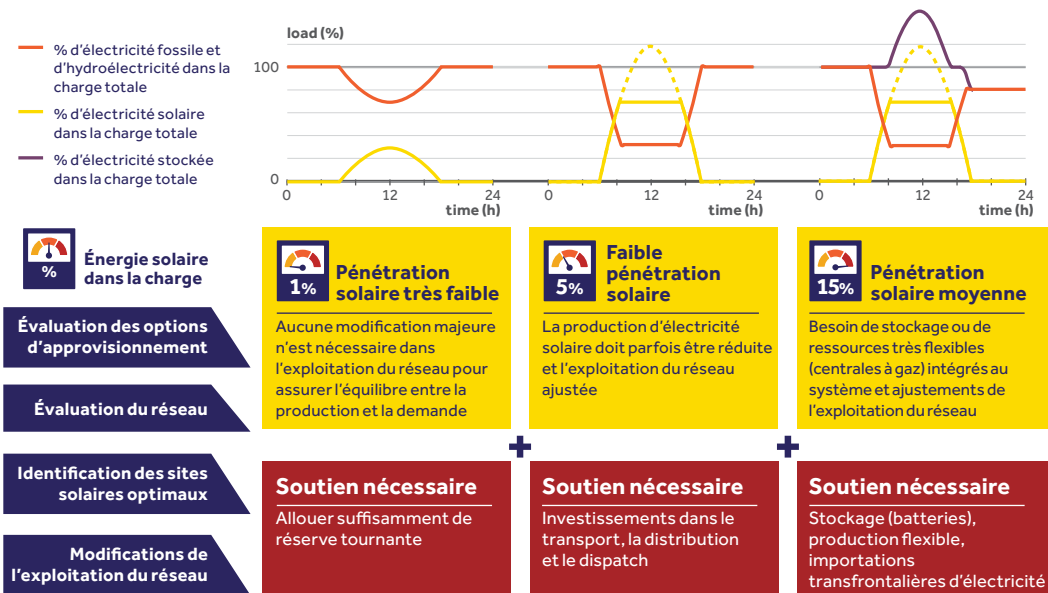
- ▶ son caractère intermittent
- ▶ une disponibilité incertaine (bien que celle-ci puisse être estimée à court terme sur la base de prévisions météorologiques)
- ▶ son caractère diurne et
- ▶ son absence d'inertie

Trois problèmes doivent être pris en compte lors de l'étude de l'intégration des ERV dans un réseau :

-  la capacité du système électrique à répondre à la demande à toute heure de l'année malgré la variabilité des ERV
-  l'optimum économique en termes de coût d'exploitation du réseau, en tenant compte du faible coût des ERV mais aussi des coûts d'investissement nécessaires à leur déploiement et intégration et
-  l'impact de l'intermittence du solaire sur la stabilité du réseau.

La figure 9 montre comment le degré de soutien requis dépend de la quantité d'électricité solaire dans la charge, les pourcentages étant utilisés à des fins d'illustration, ce pourcentage devant être adapté en fonction des spécificités du pays.

Figure 9. Évaluation du soutien au réseau nécessaire en fonction de la part de l'énergie solaire



L'évaluation des capacités de dispatch et des contraintes actuelles d'intégration donne une image du réseau existant. Cette étape est essentielle pour déterminer les objectifs court termes relatifs aux ERV.

Ces analyses évaluent le niveau de pénétration potentiel des ERV sur la base de contraintes techniques et commerciales, forment un premier élément du plan de production au moindre coût. Il est important de noter que les études d'intégration des ERV seront répétées dans un processus itératif au fur et à mesure que sera révisé le plan de production à moindre coût.

EVALUATION DES CAPACITÉS DE DISPATCH

Pour évaluer la flexibilité d'un réseau, il est essentiel d'identifier ses contraintes techniques, telles que l'absence de système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), de système de contrôle de production automatique (AGC) ou l'existence de centrales de production peu réactives (comme la plupart des centrales à charbon). Il est également important d'intégrer les contraintes commerciales, telles que les CAE « take or pay », les exigences du code de réseau (s'il existe) sur la participation des IPP à la réserve tournante, ainsi que les principaux indicateurs de performance des centrales appartenant à la société nationale d'électricité. Ces contraintes commerciales peuvent être un frein au développement des ERV.

ÉTUDES D'INTÉGRATION DES ERV

L'étude d'écoulement de charge et les évaluations de la stabilité du réseau sont réalisées à l'aide de logiciels d'analyse du système énergétique tels que PSS/E ou DigSilent et Matlab et leurs résultats font l'objet d'une évaluation plus approfondie dans le cadre de l'analyse économique réalisée pour les plans d'expansion à moindre coût. Ceux-ci déterminent en particulier (i) la capacité d'électricité solaire photovoltaïque maximale pour garantir la stabilité du réseau (compte tenu de la capacité de stockage, des réserves existantes et des besoins de réserve de montée en puissance), (ii) les nouveaux besoins de transport et de distribution (si le système de transport existant dans une zone donnée n'est pas suffisamment dimensionné pour intégrer des ERV), (iii) les exigences de compensation de puissance réactive pour maintenir les niveaux de tension, (iv) les caractéristiques d'exploitation du système électrique (telles que le type de centrales, les pertes du système, les flux de puissance active et réactive, le réglage des transformateurs et des relais de protection) et (v) la performance du système dans des conditions d'urgence (par exemple, la perte d'une ligne de transport ou d'une centrale) (Banque mondiale 2019).

*Ces analyses recenseront également les modernisations techniques nécessaires à l'amélioration du système de dispatch et d'intégration globale des ERV, ainsi que les améliorations potentielles du code de réseau et des aspects commerciaux. **Les nécessaires renforcements à moindre coût du réseau seront également décrits dans le plan de transport.***

Il peut également s'agir d'infrastructures supplémentaires pour accroître la résilience du système, en particulier dans le contexte des effets du changement climatique.

IMPACTS DE LA RAPIDE BAISSÉ DU PRIX DES BATTERIES SUR LES STRATÉGIES TRADITIONNELLES D'INTÉGRATION DES ERV

Pour profiter de la production d'énergie renouvelable variable (ERV), une extension et une modernisation significatives des réseaux électriques sont nécessaires. Des technologies et des processus spécifiques peuvent être utilisées pour accompagner la transition progressive des systèmes électriques vers des réseaux « compatibles ERV » qui réduiront considérablement les coûts d'intégration à long terme. La pénétration des ERV demande que la planification du système électrique et la gestion du réseau s'adaptent aux caractéristiques particulières des ERV. Elle nécessite également de meilleures méthodes de prévision et un code de réseau clair et directif. Les services d'assistance de base du réseau sont alors applicables à tous les producteurs d'électricité, y compris les ERV, qui sont raccordés à des niveaux de tension moyen et basse (Banque mondiale 2019).

Les renforcements du réseau pour améliorer l'intégration des ERV (conformément au plan de transport au moindre coût) incluent :

- ▶ l'ajout ou le remplacement de lignes et de transformateurs pour étendre le réseau et améliorer sa capacité (à la fois pour répondre à la demande croissante et intégrer la production des ERV).
- ▶ des équipements destinés à lisser la tension, tels que des bancs de condensateurs et d'autres compensateurs de puissance réactive associés à un système de transmission flexible en courant (FACTS).
- ▶ des équipements assurant une exploitation rapide et efficace du réseau, tels que des systèmes de surveillance, des systèmes de prévision de la demande et de prévisions météorologiques, des automates de contrôle des unités de production ou encore un système SCADA performant.

Des programmes de réponse de la demande, c'est-à-dire l'envoi d'un signal aux consommateurs afin que ceux-ci réduisent leur demande permettant à la compagnie électrique de maintenir l'équilibre offre/demande, peuvent également être mis en place pour une meilleure intégration des ERV et une meilleure gestion du réseau.

En outre, l'intégration régionale et le commerce transfrontalier de l'électricité peuvent être très efficaces pour

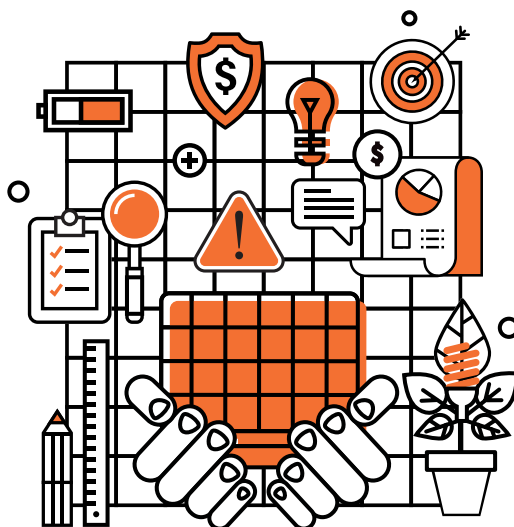
- ▶ accroître la capacité du réseau national à absorber les ERV
- ▶ réduire le coût en kWh en augmentant la taille des projets PV là où l'irradiation solaire est la plus favorable
- ▶ optimiser le mix au niveau régional, réduisant ainsi le besoin en investissements nationaux pour le renforcement du réseau

Grace à la baisse de son coût, le stockage par batteries devient un élément important pour l'intégration des ERV. Il peut fournir un appui au réseau pour le contrôle de la fréquence et de la tension. Associé à des centrales d'ERV, il peut également atténuer certains des problèmes posés par le manque de dispatchabilité des ERV. Il peut fournir des réserves de puissance pendant des événements transitoires tels que la défaillance d'une centrale, lisser la production par exemple lorsqu'il y a des nuages, et déplacer la production en soirée ou la nuit.

Pour plus d'informations voir <https://www.esmap.org/batterystorage>

B. INVESTISSEMENTS FUTURS DANS LE PARC DE PRODUCTION

Un intrant essentiel du plan de production est la liste des centrales potentielles et celles des centrales futures dont la construction est déjà approuvée. Il est en effet important de pouvoir faire la distinction entre les centrales électriques déjà en construction ou ayant atteint l'étape de clôture financière et celles qui ne sont qu'engagées et n'ont pas atteint l'étape de clôture financière. Le plan de production à moindre coût permettra aux gouvernements de déterminer si les centrales potentielles sont réellement à moindre coût et nécessaires ; cela les aidera à éventuellement revoir leurs engagements avant d'atteindre le point où l'annulation d'un projet devient impossible.



SUBVENTIONS AUX COMBUSTIBLES FOSSILES DANS LES PLANS DE PRODUCTION À MOINDRE COÛT

Ces dernières années, les gouvernements du monde entier ont subventionné la production et la consommation de combustibles fossiles pour un coût pour les contribuables pouvant atteindre jusqu'à 1 000 milliards USD par an. Ces subventions ont pour vocation de rendre les énergies fossiles plus abordables mais elles entraînent des coûts sociaux considérables en raison de leur inefficacité économique, des inégalités qu'elles créent, de la pollution qu'elles entraînent et de leur effet sur le changement climatique. Les réformes des subventions fossiles éliminent les incitations qui empêchent les pays de progresser vers leurs objectifs, mais peuvent également débloquer d'importants financements intérieurs qui pourraient faciliter et accélérer les efforts de développement durable. Il est primordial d'utiliser le coût réel des combustibles lors de l'élaboration des plans afin de s'assurer que le plan de production à moindre coût ne soit pas (le cas échéant) biaisé par les subventions accordées aux combustibles fossiles et ne pas favoriser la production à base de combustibles fossiles.

Pour plus d'informations voir

<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/28863/121266-WP-PUBLIC-10-11-2017-16-35-36-ESRAFRreportOverviewNoteFINALdigital.pdf?sequence=4>

C. CAPACITÉ DES RESSOURCES NATIONALES

Le niveau des ressources en ERV est propre à chaque lieu, comme le montre la *figure 10*. Si la ressource est hautement spécifique à une région/zone, cette caractéristique doit être prise en compte dans tous les plans, et en particulier dans le plan de modernisation du transport. Des données géospatiales pour les énergies solaire et éolienne sont disponibles en ligne et en libre accès sur les sites⁴ du Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP).

Les données géospatiales devraient être combinées aux données météorologiques locales pour plus d'exactitude, ce qui aidera les prêteurs à considérer les projets solaires comme bancables.

Dans les endroits où l'irradiation normale directe est suffisamment élevée, l'énergie solaire concentrée (ESC) est une bonne option à considérer, car elle peut produire une électricité dispatchable. Les principales étapes présentées dans le document sont les mêmes pour le PV solaire et le ESC.

Figure 10. Carte des ressources solaires du Vietnam



Source : Atlas solaire mondial - Vietnam

ÉNERGIE SOLAIRE À CONCENTRATION : ÉNERGIE RENOUVELABLE DISTRIBUABLE

Les systèmes d'énergie solaire à concentration produisent de l'électricité en utilisant des miroirs ou des lentilles pour concentrer la lumière du soleil qui est ensuite convertie en chaleur, qui permet enfin de produire de l'électricité grâce à une turbine à vapeur. Cette chaleur peut aussi être stockée thermiquement permettant aux ESC de fournir de l'électricité pendant les heures de pointe après le coucher du soleil, et de répondre aux besoins critiques de la plupart des sociétés nationales d'électricité. Le prix des systèmes d'ESC a fortement chuté au cours des deux dernières années et est devenu concurrentiel par rapport aux autres installations de distribution situées dans les régions bénéficiant d'un bon ensoleillement normal direct, y compris par rapport aux centrales à charbon.

Le prix des systèmes d'ESC pourrait être optimisé davantage en combinant ESC et PV, permettant ainsi la distribution pendant plusieurs heures après le coucher du soleil tout en réduisant les coûts. L'ESC présente également un potentiel plus élevé que le PV pour contribuer au développement industriel. Les principaux éléments des centrales ESC (champ solaire, stockage thermique et bloc de puissance) peuvent souvent être produits par les industries locales (industries métalliques et métallurgiques, industries de la tuyauterie, du verre, industries de l'électricité et de l'électronique).

⁴ Les données géospatiales en accès libre sur l'énergie éolienne sont disponibles en ligne sur le « ESMAP Global Wind Atlas » : <https://globalwindatlas.info/> et les données pour l'énergie solaire sont disponibles sur le « Global Solar Atlas » : <https://globalsolaratlas.info/>

3.4 PLANIFIER POUR MIEUX INTÉGRER LES FUTURS PROJETS ERV

Une fois les objectifs préliminaires du solaire définis, il est important d'identifier les points optimaux d'injection des ERV dans le réseau et de déterminer le rôle des centrales dans leur soutien au réseau.

3.4.1 IDENTIFICATION DE SITES SOLAIRES

L'évaluation des ressources nationales combinée aux résultats de l'étude du réseau et, si nécessaire, d'un examen de la disponibilité des terres, permettra de clarifier les points optimaux d'injection des ERV dans le réseau, en minimisant les coûts de renforcement du réseau. L'identification de sites solaires qui en découle (voir *Figure 10* en exemple) se base sur une analyse multicritère des sources d'énergies renouvelables (l'ensoleillement pour la production solaire, par exemple), de la disponibilité des terres, de la capacité des infrastructures du réseau existant (lignes, postes) pour l'évacuation de l'énergie produite, de la proximité des centres de demande et de l'acceptabilité sociale. MapRE, un outil développé par le Berkeley Lab, (<https://mapre.lbl.gov/>) permet aux pays intéressés d'effectuer cette analyse à l'aide des données géospatiales disponibles.

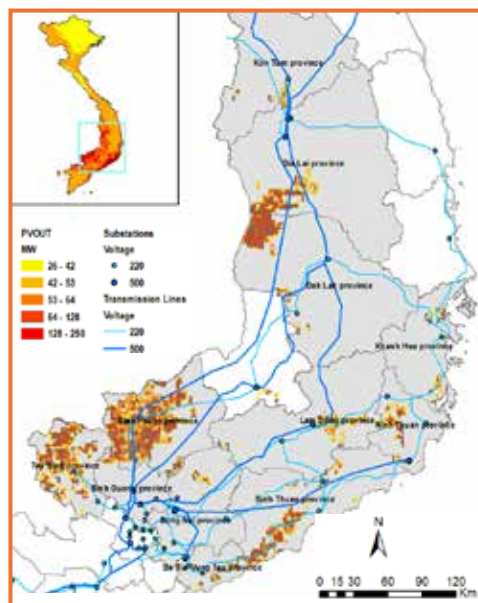
Dans le cadre de l'étude d'identification des sites solaires, une même localisation d'une production par PV solaire et d'une production hydroélectrique pourrait être envisagée. Cette combinaison présente de nombreux avantages, tels que la maximisation des infrastructures de la centrale hydroélectrique et du raccordement au réseau, la minimisation des effets des variations saisonnières de la production d'électricité, le maintien de la charge de pointe de jour, et de plus grandes réserves d'énergie hydroélectrique pour la pointe du soir.

Les résultats de cette étude d'identification de sites renseignent les plans de transport et de distribution et aident en particulier à identifier les points où

3.4.2 CODE DE RÉSEAU

Le réseau électrique doit être considéré dans sa globalité, mais les services fournis par chaque unité de production sont essentiels pour assurer la stabilité de la fréquence et de la tension du courant fourni. Définir des règles claires de service du réseau permet de couvrir plusieurs risques, à la fois pour les exploitants du réseau et pour les IPP. Les services auxiliaires améliorent la flexibilité de l'exploitation et la stabilité du réseau en (i) minimisant les chutes de fréquence et de tension pendant les périodes transitoires standard et de pannes dues à la maintenance des centrales, (ii) réduisant le

Figure 11. Exemple d'étude de localisation de haut niveau



Source : MapRE for Vietnam, World Bank.

l'infrastructure du réseau doit être modernisée de façon à intégrer les projets d'énergie solaire.

Les points d'injection identifiés sont optimaux à un moment donné. Comme les investissements sont échelonnés, le réseau change et cette étude doit régulièrement être réactualisée.

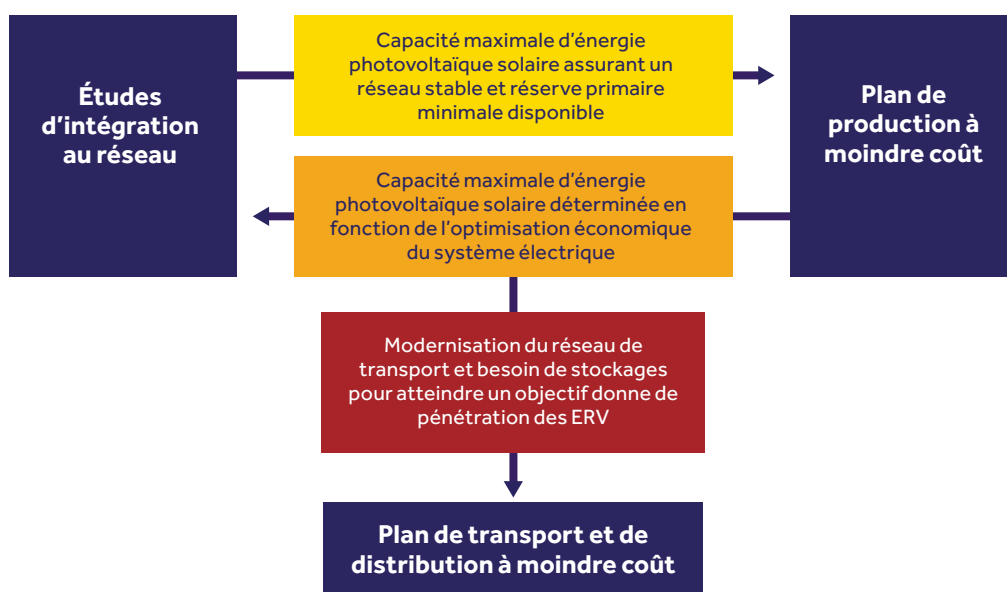
risque d'oscillations et le besoin en compensateurs de puissance réactive ou de stockage et (iii) garantissant la qualité de l'électricité.

Dans le cadre du code de réseau, des procédures standards relatives à la phase de raccordement des projets d'énergie solaire pourront être ajoutées pour minimiser les risques techniques et de planification pour les producteurs d'énergie indépendants et les exploitants du réseau.

3.5 DÉFINIR DES OBJECTIFS D'ÉNERGIE SOLAIRE DURABLE BASÉS SUR DES ÉLÉMENTS FACTUELS

En conclusion, la capacité solaire optimale est déterminée par un processus itératif qui implique un plan de production à moindre coût, des études d'intégration des ERV dans le réseau et des études d'identification des sites solaires. Les analyses et les simulations sont répétées jusqu'à ce que la contrainte la plus critique, technique ou économique, soit déterminée.

Figure 12. Planification selon un processus itératif



Du point de vue des gouvernements, un plan de production solide, basé sur une étude d'intégration des ERV et une étude de localisation préliminaire, peut considérablement atténuer le risque d'effacement des renouvelables.

À la fin de la phase de planification, les gouvernements auront des objectifs clairs en matière d'énergie solaire, avec une liste d'emplacements potentiels pour les futurs projets et une liste des investissements nécessaires à l'amélioration de la capacité du réseau à intégrer les ERV.

4

PHASE 2 : DÉFINIR UNE STRATÉGIE



4.1 OBJECTIFS

Une fois que la quantité d'ERV qui peut être injectée dans le réseau a été évaluée et que le gouvernement a fixé ses objectifs moyen-terme de déploiement du solaire, les questions suivantes se posent :

-  Comment les objectifs solaires seront-ils atteints ?
-  Si la participation du privé est envisagée pour financer ces objectifs, comment les IPP seront-ils sélectionnés et comment les risques stratégiques seront-ils répartis ?
-  Quels sont les rôles et responsabilités des parties prenantes publiques ?
-  Le cadre juridique et réglementaire en vigueur permet-il une sélection adéquate des IPP ?
-  Comment maximiser les avantages socio-économiques du déploiement de l'énergie solaire ?

Pour répondre à ces questions, le gouvernement doit élaborer une stratégie de déploiement de l'énergie solaire.

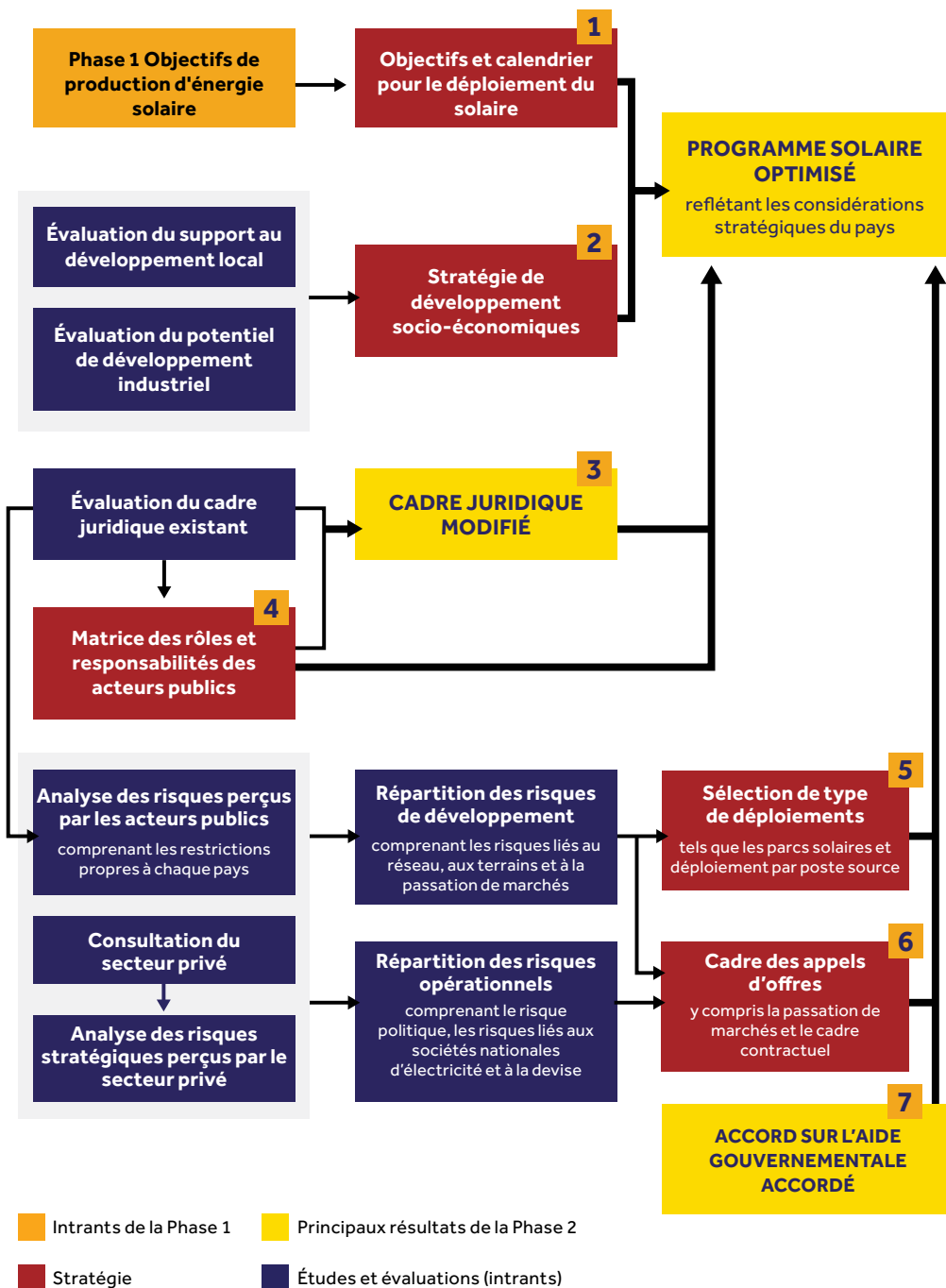
Elle décrira la façon dont les risques stratégiques doivent être répartis entre les diverses parties prenantes, détaillera leurs rôles et responsabilités et décidera d'un calendrier pour le déploiement. Elle comprendra également un plan d'atténuation des risques. Par exemple, le gouvernement peut choisir d'appuyer les IPP au moyen de garanties souveraines, d'autorisations de change ou d'exonérations fiscales. Ces mesures doivent être définies pendant la phase de la stratégie et intégrées dans le programme gouvernemental afin d'éviter de potentiels retards ultérieurement.

La mobilisation de capitaux privés permet aux pays de réduire ainsi le recours aux finances publiques. Une stratégie soigneusement conçue permettra d'optimiser la participation du secteur privé. À ce stade, le gouvernement doit décider (i) des rôles et responsabilités des différentes parties prenantes, (ii) de la modification le cas échéant du cadre juridique et réglementaire, (iii) des études nécessaires et du financement public à mobiliser en fonction du type de déploiement sélectionné, et (iv) des risques qu'il va prendre et des instruments d'atténuation des risques qu'il pourrait offrir aux IPP.

La clarification de ces points avant la sélection d'un IPP et la signature du CAE peut contribuer à accélérer le processus de sélection des IPP, à réduire les risques d'échec de la procédure d'appel d'offre et à fournir une vision à moyen/long terme du déploiement du solaire. Du point de vue des IPP, une stratégie gouvernementale claire réduit les risques perçus liés à un cadre juridique faible ou inadéquat et à un processus de sélection obscur. Les types de déploiement qui réduisent le risque perçu d'écrêtage et les problèmes liés au foncier sont également essentiels au développement d'un programme solaire optimisé.



Figure 13. Concevoir une stratégie de déploiement du solaire



4.2 UN CADRE JURIDIQUE PROPICE

*Si un gouvernement décide de mobiliser des capitaux privés pour financer ses objectifs solaires, deux questions essentielles se posent : **qui sera responsable de chaque étape du processus de mise en œuvre de la stratégie ? Le cadre juridique existant permet-il au secteur privé d'intégrer la production électrique et d'organiser la sélection d'IPP par le biais d'un processus concurrentiel ?***

Dans les pays qui ne disposent pas d'un cadre juridique pour les IPP et les appels d'offres, cette étape doit être considérée comme prioritaire. Pour ceux qui disposent d'un tel cadre, il est important de bien comprendre les restrictions potentielles liées au cadre juridique du pays.

4.2.1 FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS

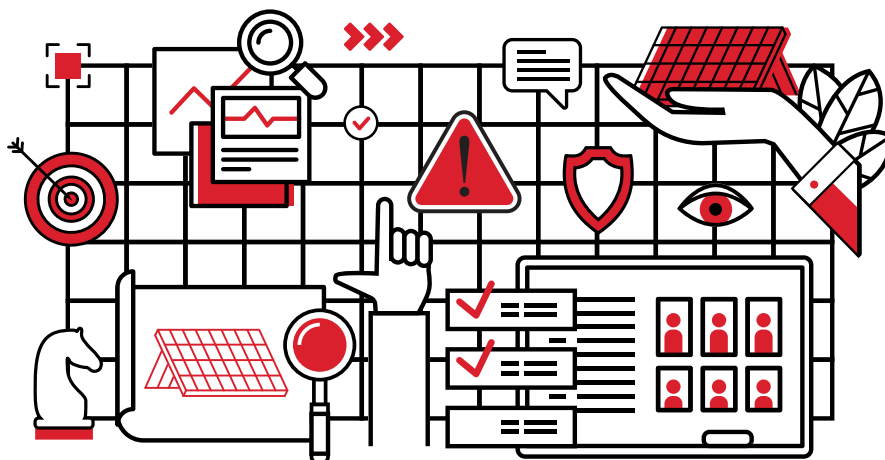
Les rôles et responsabilités des institutions publiques liées au marché de l'énergie, telles que le ministère de l'Énergie, la société nationale d'électricité, le ministère des Finances, le ministère de l'Industrie, l'agence des énergies renouvelables et le régulateur, selon le cas, doivent être précisés et formalisés légalement, en consultation avec l'ensemble des parties prenantes.

Il est important d'identifier les entités responsables des fonctions suivantes :

- ▶ Élaborer le programme de déploiement de l'énergie solaire
- ▶ Diriger les appels d'offres et la sélection des IPP
- ▶ Signer le CAE
- ▶ Définir et approuver les tarifs
- ▶ Fournir les mécanismes de soutien requis
- ▶ Réaliser les études techniques
- ▶ Piloter les investissements publics liés au type de déploiement sélectionné
- ▶ Modifier le cadre juridique (si besoin est)

La participation de toutes les parties prenantes publiques au niveau stratégique assurera la cohérence entre les objectifs du programme solaire et son implémentation, tout en assurant la disponibilité des ressources (telles que le soutien du gouvernement) permettant la mise en œuvre du programme. Elle facilitera également la prise en compte durable des problématiques liées au développement local et industriel. Par la suite, l'implication des parties prenantes au niveau opérationnel garantira que le programme soit aligné avec les stratégies déployées par d'autres ministères, renforçant les synergies potentielles. De solides mécanismes de coopération interministérielle sont nécessaires pour coordonner efficacement les efforts entre les parties prenantes des projets (les niveaux administratifs étatiques et locaux, les IPP, les exploitants du réseau, les sociétés nationales d'électricité etc.) et assurer l'exécution du programme (voir l'encadré ci-dessous pour une analyse de l'un de ces mécanismes).

De plus, le fait d'établir des liens solides entre la société nationale d'électricité et l'entité qui gère les appels d'offres, s'ils sont différents, permettra de s'assurer que les projets sont conformes aux besoins et aux plans du service public en termes de technologie, de capacité, de calendrier et de spécifications techniques.



SCHÉMAS ORGANISATIONNELS AD HOC

Les gouvernements peuvent adopter des mesures organisationnelles ad hoc en vue d'améliorer leur efficacité. Par exemple, ils peuvent créer un organisme dédié chargé de coordonner les efforts entre les ministères, les administrations et les juridictions, ou une autorité publique spécifique pour diriger le processus d'appel d'offres. Une entité nouvellement créée, de propriété publique mais régie par le droit privé, comme dans le cas de Masen (l'Agence marocaine pour l'énergie durable), peut potentiellement être en mesure d'appliquer un système d'appels d'offres plus souple et de recruter une équipe plus qualifiée. La désignation d'un point de contact unique pour les soumissionnaires et la rationalisation de l'ensemble du processus d'appel d'offres permettront également de réduire les délais et les coûts associés.

Toutefois, la création d'une nouvelle entité peut également ralentir le processus de mise en œuvre de la stratégie et réduire les moyens déjà limités des agences/ministères concernés.

4.2.2 SOUTENIR LA PARTICIPATION DU SECTEUR PRIVÉ

Avant 1990, la participation privée au secteur de l'électricité dans les pays en développement se limitait au Chili, où des réformes globales dans les années 1980 ont créé un marché concurrentiel. Aujourd'hui, la plupart des pays ont ouvert le segment de la production de leurs marchés de l'énergie au privé.

Pour ouvrir la production d'électricité à la participation privée, des réglementations spécifiques doivent être adoptées de manière à assurer une cohérence du niveau constitutionnel à celui des réglementations locales, en particulier lorsque la participation du gouvernement dans le secteur de l'électricité est importante (comme dans le cas des monopoles publics). L'adoption de réformes par le biais de lois et de règlements promulgués au niveau ministériel garantit la stabilité à long terme du cadre réglementaire et, ainsi, réduit la perception du risque des IPP.

En plus de permettre la production privée sur le marché de l'énergie grâce à des dispositions juridiques adéquates, le cadre juridique global devrait couvrir les points suivants :

- ▶ L'établissement de mécanismes efficaces de règlement des différends à toutes les étapes de l'appel d'offres (des étapes initiales de la passation de marchés à la mise en service du projet). Les principaux aspects du processus d'appel d'offres (à l'instar des garanties à première demande) doivent être traduits par des arrangements contractuels clairs assortis de mécanismes de règlement des différends acceptables pour toutes les parties.
- ▶ L'accès effectif au foncier et à la propriété de la centrale solaire sur une longue période.
- ▶ Des mécanismes adéquats pour exercer les sûretés offertes au prêteur dans le cadre du financement de la centrale solaire.
- ▶ Des processus de délivrance de permis simples.
- ▶ Une réglementation adaptée en matière d'assurance.
- ▶ Une réglementation appropriée en matière de change.
- ▶ Des dispositions fiscales claires applicables aux projets IPP solaires.

Les Indicateurs Règlementaires pour l'Énergie Durable (Regulatory Indicators for Sustainable Energy ou RISE) ont été élaborés par le Groupe de la Banque mondiale, ESMAP et SEforAll, avec le soutien du CIF.

RISE permet aux pays de se comparer entre eux par le biais d'un score reflétant le cadre réglementaire et juridique en vigueur dans le secteur de l'énergie du pays. Cet ensemble d'indicateurs permet de comparer les cadres politiques et réglementaires nationaux, organisés selon les trois piliers de l'énergie durable : accès à l'énergie, efficacité énergétique et énergies renouvelables.



REPENSER LA RÉFORME DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

La dissociation des activités fournies par les sociétés nationales d'électricité, la création de régulateurs indépendants, l'établissement de tarifs reflétant les coûts et l'introduction de la concurrence dans la production d'électricité font partie d'un ensemble courant de prescriptions politiques pour la réforme du secteur de l'électricité. Le rapport de la Banque mondiale intitulé « Rethinking Power Sector Reform » évalue les expériences concrètes vis-à-vis de ces réformes et la façon dont la réalité peut diverger du paradigme théorique.

En conclusion, premièrement la participation du secteur privé à la production a été relativement réussie malgré les défis persistants en termes de planification, de passation de marchés et de partage des risques.

Dans les pays où ces trois aspects ont été abordés de manière adéquate, les pouvoirs publics ont réussi à mobiliser des investissements privés pour le bénéfice de la société, et ce en les choisissant par un processus transparent et concurrentiel. Deuxièmement, les changements technologiques actuellement en cours vont avoir de vastes répercussions sur la conception des réformes du secteur de l'énergie. La vague actuelle d'innovations, tels que le développement des énergies renouvelables décentralisées, le stockage et la digitalisation, contribue à l'autonomisation des consommateurs, qui peuvent devenir des « consommateurs » (producteur-consommateur) et ainsi sanctionner les sociétés nationales d'électricité tenues responsables de la défaillance du réseau en le quittant.

Pour plus d'informations, voir : https://www.esmap.org/rethinking_power_sector_reform.

4.2.3 APPELS D'OFFRES CONCURRENTIELS

Des appels d'offres transparents et concurrentiels réduisent une variété de risques et contribuent ainsi à abaisser les tarifs. Les processus concurrentiels doivent être fondés sur des bases juridiques solides. Certains pays peuvent parfois recourir à un décret ministériel pour présenter les mécanismes d'appel d'offres.

Une analyse des risques stratégiques permettra de sélectionner le meilleur schéma de déploiement du programme solaire prenant en compte les contraintes du pays et de finaliser le cadre général des appels d'offres.

PROGRAMMES DE SÉLECTION : SÉLECTION CONCURRENTIELLE, TARIFS DE RACHAT GARANTIS OU NÉGOCIATIONS BILATÉRALES

Les négociations bilatérales entre un promoteur privé et le gouvernement ne sont pas recommandées car elles mènent habituellement à des prix plus élevés et à de longues périodes de négociations.

Pour encourager la mobilisation de capitaux privés à moindre coût, les pouvoirs publics ont généralement deux choix.

- ▶ Ils peuvent fixer le prix du contrat d'achat d'énergie à l'avance au moyen d'un tarif de rachat garanti (feed-in-tariff/FIT), auquel cas la quantité d'énergie produite dépend uniquement de l'intérêt de chaque investisseur.
- ▶ Inversement, ils pourraient fixer la quantité à l'avance et inviter les investisseurs à se concurrencer sur le prix (exprimé par kWh) par le biais d'un programme d'appel d'offres concurrentiel.

À l'échelle internationale, les programmes de tarif de rachat garanti ont surtout soutenu un secteur de l'énergie solaire naissant. Toutefois, à présent que le marché se chiffre en centaines de GWs, l'appel d'offres concurrentiel est considéré comme le meilleur moyen de faire baisser les prix. Par contre, si la concurrence peut réduire les prix, dans le même temps, les appels d'offres peuvent devenir coûteux et prendre beaucoup de temps pour les pouvoirs publics. Ces inconvénients peuvent être éliminés en élaborant un ensemble de documents contractuels et de processus d'appels d'offres qui pourront être réutilisés dans les phases ultérieures de leur programme solaire.

Grâce à SRMI, une plateforme électronique d'appels d'offres sera mise à la disposition des gouvernements qui ne disposent pas encore de plateforme dédiée à la sélection des IPP dans le secteur des énergies renouvelables. Cette plateforme augmentera la visibilité de chacun de ces appels d'offres tout en réduisant les coûts, car elle sera mise à la disposition des gouvernements en tant que bien public. Le rôle des plateformes d'appels d'offres électroniques est présenté dans la *Phase 3 : Mise en œuvre*.

4.3 ANALYSE DES RISQUES STRATÉGIQUES

Une fois que le cadre juridique aura été évalué, il est nécessaire d'examiner quels sont les risques critiques perçus par les IPP, c'est-à-dire les risques qui affecteront leur volonté d'investir ou leur coût du capital ? Et quel est le point de vue des parties prenantes du public par rapport à ces risques (y compris les restrictions propres à chaque pays) ?

L'identification, la répartition et l'atténuation des risques sont des contributions essentielles à une stratégie solaire nationale.

L'évaluation des risques perçus par le secteur privé définit :

- ▶ chaque risque du point de vue de l'IPP intégrant une approche 'go/no go' (si le risque n'est pas couvert, l'IPP n'investira pas dans le projet)
- ▶ son impact sur le coût du capital du point de vue des fonds propres et de la dette, pour pouvoir mobiliser du financement commercial dans des conditions compétitives

Pour attirer les IPP, il est essentiel d'offrir des conditions permettant aux prêteurs de prêter sous forme de « financement de projet », sans recours ou avec un recours limité.

L'évaluation des risques perçus par le secteur privé combine des consultations auprès des investisseurs ainsi que des analyses de marché sur les coûts financiers avec et sans risques. Cette évaluation permet aux pays de choisir les types de déploiement les plus appropriés et de structurer leur appel d'offres de manière à équilibrer les risques entre le secteur privé et le gouvernement, en gardant à l'esprit l'arbitrage entre le prix du CAE et les risques pris par les gouvernements.

La mise en place d'un environnement propice pour les investisseurs étrangers, qui garantit des conditions d'investissement sûres et attrayantes, et qui répartit équitablement les risques réduit la prime de risque pour les IPP, ce qui améliore les conditions de prêt. En effet, ces risques perçus sont pris en compte dans les conditions de prêt et les attentes de rendement de capitaux propres. L'intégration de ces risques dans le cadre du programme solaire d'un pays et leur répartition claire entre les parties – et la mise en place des instruments d'atténuation des risques associés – sont essentielles au succès du programme.

Il est important d'évaluer le point de vue des parties prenantes publiques sur les risques, ainsi que les restrictions qu'elles peuvent imposer ou par lesquelles elles peuvent être liées, pour apprécier la volonté ou la capacité d'un pays donné d'assumer un risque spécifique.

Une analyse des risques stratégiques prend en compte

- ▶ les **risques de développement** (avant la construction et l'exploitation) qui influent sur le choix du type de déploiement et
- ▶ les **risques opérationnels** qui sont à considérer dans le cadre de l'appel d'offres

4.4 CHOISIR UN TYPE DE DÉPLOIEMENT

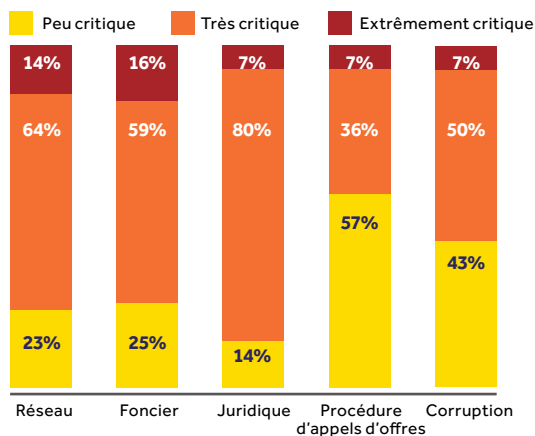
Une fois que les principaux risques sont identifiés dans l'analyse des risques stratégiques, la question suivante se pose : **quel est le type de déploiement optimal pour couvrir les principaux risques de développement ?**

4.4.1 IDENTIFICATION DES RISQUES DE DÉVELOPPEMENT

Le gouvernement devra adapter sa stratégie de déploiement en fonction (i) de l'évaluation des risques perçus par le secteur privé, (ii) de la volonté du pays de contribuer aux activités de développement d'un projet solaire (comme la mobilisation du foncier pour le projet) et (iii) des contraintes spécifiques du pays (contraintes juridiques, financières et politiques).

D'après les résultats de l'étude de marché présentés dans l'introduction et dans la Figure 14, les principaux risques propres à la phase de développement du projet sont les risques juridiques, les risques liés au réseau et au foncier et, dans une moindre mesure, le risque d'intégrité et le manque de transparence dans la passation de marchés.

Figure 14. Risques de développement



Source : Banque mondiale étude de marché 2018.

Tableau 2. Principaux risques auxquels les types de déploiement doivent répondre

RISQUE LIÉ À LA PROPRIÉTÉ FONCIÈRE	INFORMATIONS RELATIVES AU RÉSEAU ET RISQUE D'ÉCRÊTAGE
<p>Des droits fonciers sécurisés sont essentiels pour les investissements et le financement à long terme. Le principal actif considéré comme une sûreté pour le prêteur est la centrale solaire, dont la propriété repose légalement sur le terrain, ce qui permet à la société de projet (SPV) de détenir la centrale pendant la durée des accords de projet (CAE et accords financiers).</p> <p>Selon la nature juridique de la terre, l'accès au terrain peut se faire par des systèmes formels, informels ou coutumiers. Les IPP évalueront le système foncier du pays pour évaluer la sécurité foncière que le système fournit à son projet. Si les terres ne peuvent être garanties de manière financièrement viable, les IPP n'investiront généralement pas dans le pays ou s'attendront à des rendements de capitaux propres très élevés.</p>	<p>Une connaissance limitée de la disponibilité/des conditions du réseau a pour conséquence que</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ l'IPP passe beaucoup de temps à essayer d'obtenir des informations auprès du gouvernement/de la société nationale d'électricité pour mener une étude d'intégration du réseau pour le projet en question ▶ l'IPP réalise une étude incomplète d'intégration du réseau qui ne reflète pas la réalité de ce dernier <p>Si le projet est basé sur une étude incomplète du réseau, il y a potentiellement un risque d'écrtage car le projet n'aurait pas été évalué sur des contraintes techniques et commerciales solides. Il s'agit d'un risque qui se présentera pendant l'exploitation, mais qui est lié à la phase de développement, car il dépend de l'endroit où le projet est raccordé au réseau.</p>

4.4.2 TYPES DE DÉPLOIEMENT

Les systèmes d'appels d'offres concurrentiels dans le domaine du solaire sont en général regroupés en deux catégories : les « appels d'offres concurrentiels conventionnels » et les « appels d'offres concurrentiels par parcs solaires », la principale différence entre les deux étant que le terrain est fourni aux IPP dans le cadre des programmes de parcs solaires. Deux types d'appels d'offres concurrentiels conventionnels sont courants dans le déploiement du solaire : les appels d'offres non tributaires de l'emplacement et les appels d'offres liés aux postes sources, présentés dans le *Tableau 3*. Chaque type de déploiement atténue différents risques perçus par les IPP.

Tableau 3. Types de déploiement

APPELS D'OFFRES CONCURRENTIELS NON TRIBUTAIRES DE L'EMPLACEMENT

L'adjudicateur fait un appel d'offres pour une quantité prédéterminée de capacité/ énergie, sans contrainte d'emplacement, ce qui permet à l'IPP de choisir librement l'emplacement de son projet.



Les développeurs peuvent sélectionner les sites en fonction de leurs propres critères, ce qui leur permet de cibler des sites moins onéreux et plus faciles à développer ou qui ont de meilleures ressources solaires.



Les développeurs peuvent s'installer dans la même région/zone, ce qui peut entraîner une congestion du réseau ainsi qu'une pénurie de terrains et de la spéculation foncière. Le raccordement de ces sites choisis indépendamment peut entraîner une augmentation du coût du réseau qui aurait pu être évitée avec une meilleure planification.

Les premiers appels d'offres concurrentiels pour l'énergie solaire (tels qu'en Afrique du Sud) n'étaient pas tributaires de l'emplacement. La plupart des pays s'éloignent aujourd'hui de ce type de systèmes d'appels d'offres concurrentiels car ils sont confrontés à d'importantes contraintes de réseau. Les tarifs de rachat garantis (FIT) ne sont généralement pas non plus tributaires de l'emplacement et les pays qui ont de larges programmes de tarifs de rachat garantis sont de ce fait souvent affectés par les mêmes contraintes de réseau.

APPELS D'OFFRES CONCURRENTIELS LIÉS AUX POSTES SOURCES

Le gouvernement identifie les postes sources qui disposent d'une certaine capacité disponible en MW, et une partie donnée de cette capacité à chaque poste source est ouverte à la concurrence.



Il permet d'optimiser l'utilisation de la capacité de transport existante dans le déploiement de projets solaires, réduisant ainsi le coût potentiel de leur intégration. Il permet d'anticiper en amont les investissements dans le réseau nécessaires à l'intégration de nouveaux projets ERV.



Si le nombre de postes sources sélectionnés est très réduit, il pourrait y avoir une concurrence importante pour les terrains autour desdits postes qui ferait grimper le prix du CAE.

Le Mexique a mis au point un programme de ce type qui a permis un déploiement plus contrôlé de l'énergie solaire dans le pays. Le programme allemand de primes et de pénalités est une variante de ce type de déploiement.

APPELS D'OFFRES CONCURRENTIELS POUR UN PARC SOLAIRE

Le gouvernement identifie le(s) site(s), procède à la mobilisation des terrains et construit l'infrastructure du parc solaire qui, dépendant de la propension au risque du gouvernement, peut aller de la ligne d'évacuation aux éléments de base (tels que la clôture du site, les routes, l'éclairage public, etc.). Une fois que le projet est prêt pour l'appel d'offres, la procédure commence et l'IPP retenu est responsable du financement, de la construction et de l'exploitation du projet solaire.



Le parc solaire réduit considérablement les risques de développement (en particulier ceux associés à l'obtention des terrains et des autorisations) et raccourcit les délais de développement pour le secteur privé, ce qui se traduit par des économies de coûts et donc par une baisse des tarifs des CAE.



L'agence d'exécution aura besoin de temps et d'un budget initial pour développer l'infrastructure du parc solaire avant de procéder à l'appel d'offre. Il y a un risque que l'infrastructure attendue du gouvernement ne soit pas construite dans les délais convenus avec l'IPP sélectionné, ce qui entraînerait un coût supplémentaire pour le gouvernement. Il est important d'intégrer ces retards potentiels dans l'évaluation de ce que le gouvernement construira et de ce qu'il laissera aux IPP (tel que la ligne d'interconnexion).

L'Inde et le Maroc ont été parmi les premiers à développer des parcs solaires, ce qui a permis d'obtenir des prix compétitifs pour les CAE. Le Groupe de la Banque mondiale a développé le Scaling Solar Program qui réduit les risques de développement initiaux. Il a connu un grand succès en Zambie et au Sénégal.

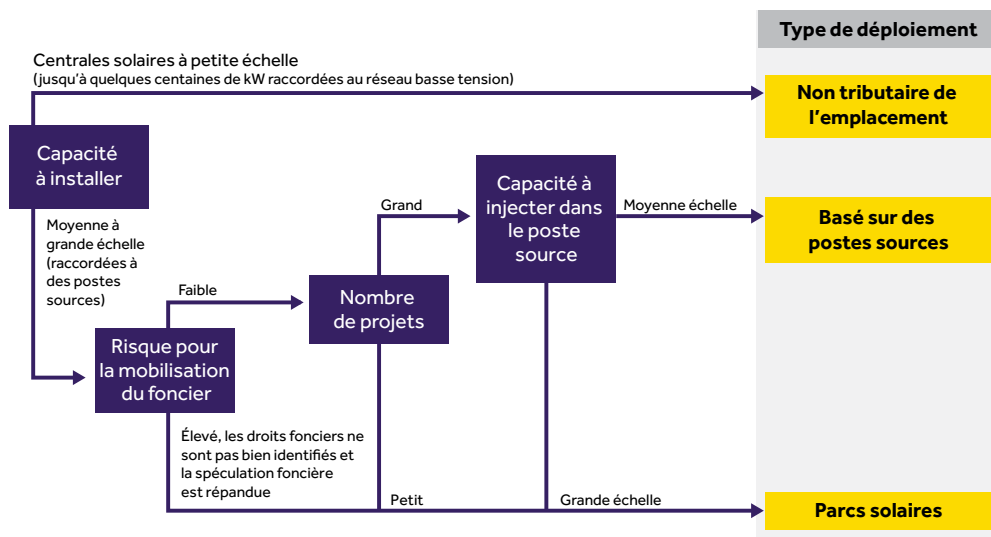
4.4.3 CHOISIR LE(S) TYPE(S) DE DÉPLOIEMENT

Le choix du bon type de déploiement pour le pays dépend des résultats d'une analyse des risques stratégiques, basée sur des consultations et des discussions avec les investisseurs privés, afin d'évaluer les risques inhérents au développement du projet.

Selon les résultats du sondage de marché de la Banque mondiale, les IPP en général préfèrent en général atténuer les risques de développement

- ▶ avec la mise en œuvre de parcs solaires et
- ▶ par la disponibilité des informations sur le réseau

Figure 15. Risques liés au foncier et au réseau : Clé pour la sélection du type de déploiement



Si le **réseau** est identifié dans l'analyse des risques stratégiques comme un problème clé pour les IPP, le gouvernement peut

- ▶ rendre l'information sur le réseau disponible en ligne afin que les IPP aient une meilleure connaissance de l'endroit où il y aura le moins de risque d'écrêtage dans le type de déploiement non tributaires de l'emplacement
- ▶ développer une offre concurrentielle basée sur les postes sources
- ▶ développer des parcs solaires

Du point de vue de l'intégration au réseau et afin d'optimiser l'infrastructure existante, il n'est pas recommandé d'adopter le type de déploiement non tributaire de l'emplacement pour les projets de plus de quelques MW. Même pour les projets PV en toiture de quelques kW en pointe, il est en général recommandé à la société nationale d'électricité d'avoir un certain contrôle sur la connexion pour s'assurer que le projet n'endommagera pas le réseau.

Si des **contraintes foncières**, telles que les contraintes de la disponibilité des terres ou liées à la sécurité foncière, sont identifiées dans l'analyse des risques stratégiques, les parcs solaires pourraient être favorisés par les gouvernements comme mesure

d'atténuation. Il est essentiel dans ce cas que les terres mises à la disposition de l'IPP sélectionné soient libres de toute personne et que le sol et les autres caractéristiques environnementales soient alignés sur les exigences de l'installation solaire. De plus, le droit de passage pour la ligne d'évacuation doit être mis à la disposition de l'IPP. En cas de fortes contraintes foncières, le PV flottant peut être une option viable et qui est de plus en plus populaire.

Bien que les coûts de construction et d'équipement soient actuellement plus élevés que pour les installations au sol, ces coûts supplémentaires sont partiellement compensés par une augmentation de la production d'énergie grâce aux effets de refroidissement de l'eau environnante et par une absence générale de poussière.

Le choix d'un ou de plusieurs types de déploiement doit être clairement indiqué dans le programme de déploiement solaire d'un pays et décidé d'emblée car il implique un travail des pouvoirs publics en matière d'analyse technique ou même d'investissements, tel que présenté dans la *Phase 3 : Mise en œuvre*. L'évaluation du risque perçu en matière de développement sera traduite en une **matrice de répartition des risques de développement** qui appuiera la sélection du type de déploiement optimal à mettre en œuvre dans le pays.

BUSINESS MODELS HORS RÉSEAU

Pour réduire le volume de l'investissement nécessaire pour l'électrification et pour accroître les résultats, les investissements privés peuvent faire partie de la solution hors réseau pour les mini-réseaux et les systèmes solaires domestiques (SHS). Il n'existe pas de modèle commercial standard pour intégrer les investissements privés dans les plans d'électrification. Le processus dépend plutôt de la solidité de la société nationale d'électricité, du financement public disponible pour l'électrification, du calendrier et du taux d'électrification, ainsi que de la volonté et de la capacité de payer des populations qui sont hors réseau.

Les business models de mini-réseaux sont nombreux et peuvent impliquer de nombreux partenaires différents. Plus précisément, ils peuvent être entièrement financés par le secteur public, dans le cadre d'un partenariat public-privé ou entièrement par le secteur privé. Ils peuvent être gérés par le service public, par les communautés, par le secteur privé ou par le secteur privé conjointement avec le secteur public. Les clients stratégiques, tels que les sociétés minières, peuvent également être mises à contribution pour leur solvabilité et leur demande dans le cadre d'un modèle d'entreprise qui intégrerait l'intermédiaire financier public et un producteur d'énergie indépendant.

Chacun de ces modèles présente des défis différents et la principale contrainte est généralement la réglementation en vigueur dans un pays donné. Le service public a généralement le monopole de la distribution et du transport et

cèdera une zone uniquement à un mini-réseau entièrement privé ou fournira une concession à un gestionnaire de mini-réseau privé.

Les mini-réseaux soulèvent trois questions fondamentales : Que se passe-t-il lorsque le réseau arrive ? Comment les tarifs de détail sont-ils réglementés ? Et quelles sont la qualité du service et les normes techniques ?

Le déploiement de mini-réseaux doit être bien réfléchi par le gouvernement, et avant la passation de marchés, pour s'assurer que le programme est viable et que les règlements en place permettent la mise en œuvre du modèle choisi.

Les SHS sont une bonne solution d'électrification pour les clients à faible consommation et dans les zones à faible densité de population. Le déploiement des SHS peut être encouragé de différentes manières.

Par exemple, les ménages peuvent i) acheter leur propre système directement sans aucune exploitation ni maintenance, ii) par le biais d'un modèle de rémunération à l'acte où le fournisseur de SHS reste propriétaire de l'appareil, et iii) par un modèle de location avec option d'achat où le ménage devient propriétaire de l'appareil. Le service public peut faire partie du déploiement dans le cadre du modèle de rémunération à l'acte (comme au Pérou). Le secteur privé peut être exploité et promu par le gouvernement au moyen de divers mécanismes, tels que le financement axé sur les résultats (en vertu duquel le gouvernement paie la partie privée en fonction des résultats et la concurrence entre les intervenants privés fait baisser les prix) et les appels d'offres pour des subventions minimales.

Pour de plus amples informations, voir <http://hdl.handle.net/10986/31926>

4.5 CADRE DE L'APPEL D'OFFRES

Sur la base des résultats de l'analyse des risques préliminaires et en parallèle de la prise de décision relative au plan de déploiement, on doit se poser la question : **Quels sont les principaux paramètres du programme d'appel d'offres pour une répartition équitable des risques ?**

Le cadre d'appel d'offres est destiné à fournir le cadre pour l'ensemble du programme solaire. Il inclut les enjeux propres

- ▶ à l'appel d'offre et
- ▶ aux contrats.

Ces paramètres sont intégrés dans les réglementations nationales, généralement par décret ministériel. Le gouvernement doit élaborer, en partenariat avec le secteur privé, un plan stratégique de répartition des risques liés aux appels d'offres et des risques contractuels afin de déterminer les éléments clés du cadre.

Ce cadre d'appel d'offres devra être plus détaillé et affiné pour chaque phase du programme ou pour un

projet particulier lorsque commence l'appel d'offre associé. Il comprend plus de détails sur les mécanismes et le cadre des appels d'offres, ainsi que sur les dispositions contractuelles qui serviront de base aux stipulations contractuelles spécifiques. Cependant, selon les pays, ces paramètres doivent parfois être inclus dès le départ dans la réglementation. Ces points sont présentés plus en détail dans la *Phase 3 : Mise en œuvre*.

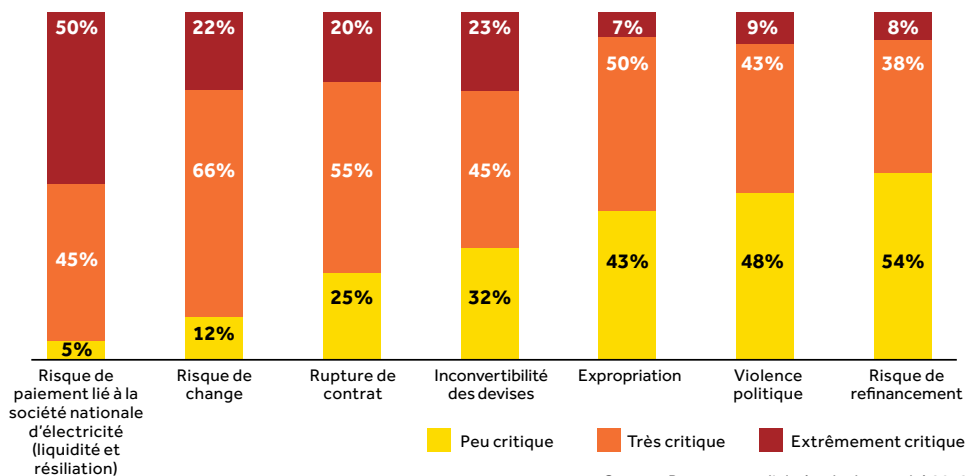
Les pays gagnent à fournir de la visibilité au marché sur les processus d'appel d'offres à venir. Dans la mesure du possible, les gouvernements devraient communiquer aux parties privées un calendrier transparent des appels d'offres à venir, y compris des informations sur les phases successives, le cas échéant.

4.5.1 IDENTIFICATION DES RISQUES OPÉRATIONNELS

Chaque pays a des risques opérationnels différents perçus par les IPP dont il devrait tenir compte au niveau de son cadre d'appels d'offre et des arrangements contractuels proposés, tout en considérant les restrictions et intérêt des acteurs publics. Sur la base des résultats de l'étude de marché présentés dans l'introduction et en *Figure 16*, les principaux

risques perçus par les IPP au cours de l'exploitation sont les risques de paiement liés à la société nationale d'électricité en tant que signataire du CAE (liquidité et résiliation), les risques de change, les risques de rupture de contrat, d'inconvertibilité des devises et, dans une moindre mesure, d'expropriation, la violence politique, le refinancement.

Figure 16. Risques opérationnels



Source : Banque mondiale étude de marché 2018.

Tableau 4. Principaux risques auxquels le cadre d'appel d'offres doit répondre

RISQUE DE PAIEMENT LIÉ À LA SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ

Dans le cadre d'un financement de projet avec recours limité ou sans recours, la viabilité financière du projet solaire est basée sur la capacité de la SPV à rembourser le prêt, et donc sur la capacité de la société nationale d'électricité à payer l'électricité dans les délais prescrits dans le CAE. Le risque de retard de paiement et de

rupture de contrat de la part de la société nationale d'électricité, également appelé **risque de liquidité et risque de résilience**, a un impact important sur le coût du capital lorsque la société nationale d'électricité est financièrement fragile (comme c'est le cas dans la plupart des pays en développement).

RISQUE POLITIQUE

Les principaux risques politiques perçus par les IPP sont

- ▶ le risque de rupture de contrat (tel que le risque d'arbitration)
- ▶ le risque de restriction de transfert et d'inconvertibilité monétaire
- ▶ le risque d'expropriation
- ▶ le risque de guerre et de troubles civils.

RISQUE DE CHANGE

Les risques de change peuvent avoir une incidence sur l'intérêt des IPP à investir dans le pays en raison de risque de dévaluation monétaire/taux de change, du risque de convertibilité et des restrictions de transfert.

Les risques liés au taux de change peuvent être facilement gérés pendant la phase de construction de la centrale, car elle est limitée dans le temps. S'il existe une **différence entre la devise de la dette/capitaux propres et la devise du contrat de construction**, ce risque est susceptible d'être couvert et les coûts associés considérés comme un coût unique par l'IPP.

Toutefois, pendant la phase d'exploitation de la centrale (généralement entre 20 et 25 ans), le risque de change est important en cas d'**inadéquation des flux monétaires** (flux en différentes devises).

Lorsque les revenus de l'IPP sont dans une monnaie locale et qu'il existe une inadéquation entre les revenus et la devise de la dette et celle des capitaux propres, le risque de dévaluation et de convertibilité pourrait entraîner des coûts élevés pour l'IPP. Les dépenses d'exploitation (OPEX) sont mineures pour les projets solaires et, par conséquent, une inadéquation monétaire entre les OPEX et les revenus aura un impact minimal.

4.5.2 CADRE DE PASSATION DES MARCHÉS

Le cadre de passation des marchés définit les exigences du processus d'appel d'offres pour un adjudicateur en fonction de l'appétence du pays pour le risque et de son engagement à intégrer les ERV dans le bouquet énergétique et à assurer la sécurité énergétique pour le pays. **L'adjudicateur doit être clairement identifié dès le départ, en même temps que deux éléments clés :**

A. LE MÉCANISME DE PAIEMENT

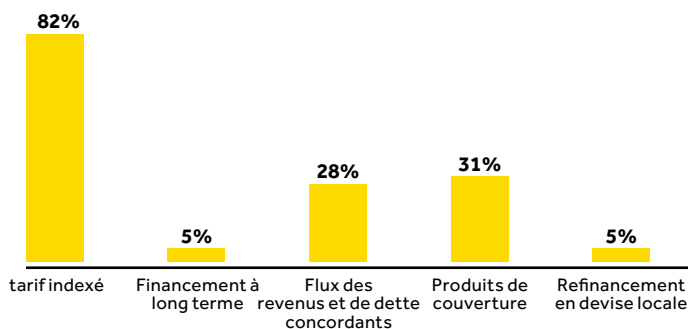
Le **mécanisme de paiement** est décidé dans la structure de paiement du CAE. Compte tenu de la variabilité de la production solaire, les paiements sont généralement effectués sous la forme de paiements basés sur l'énergie par mégawattheure (MWh) et non en termes de MW (capacité).

B. LA STRUCTURE DU TARIF

La structure du tarif est une décision importante du gouvernement dans la répartition des risques. Elle considère les résultats de l'analyse des risques stratégiques et de la disponibilité d'un financement adéquat dans la monnaie locale. Le tarif peut être en devise étrangère, indexé à une devise étrangère, indexé à l'inflation ou augmenté chaque année à un taux donné. Le choix de l'entité qui prend le risque de l'inflation et le risque de change peut avoir une incidence considérable sur le tarif du CAE et doit donc être décidé de manière éclairée. Selon les résultats du sondage de marché présentés en *Figure 17*, la plupart des IPP préféreraient une indexation du tarif sur une devise comme le USD ou l'euro, car les produits de couverture de change à

des prix attractif et sur une longue durée sont encore rarement disponibles. Toutefois, cela signifie que le gouvernement supportera le risque lié au taux de change. Le principal facteur d'atténuation serait l'accès des IPP à un financement local adéquat, en faisant concorder les flux de prêts et les revenus. Dans beaucoup de pays, cela impliquerait le développement d'un marché financier local qui proposerait des conditions appropriées dans le cadre d'un financement de projet assorti d'une échéance appropriée (15 ans par exemple). Le choix de la structure tarifaire est important au niveau du programme car l'approbation du Bureau des Changes ou du ministère des Finances peut être requise, en fonction du cadre juridique applicable, dans le cas où le tarif est indexé à une autre devise.

Figure 17. Risques liés au change : instruments d'atténuation



Source : Banque mondiale étude de marché 2018.

4.5.3 CADRE CONTRACTUEL : RÉPARTITION DES RISQUES DANS LE CADRE DE L'APPEL D'OFFRES DU PROGRAMME

La répartition des risques entre la société nationale d'électricité et l'IPP reflétée dans le CAE résulte de l'arbitrage entre le prix (que la société nationale d'électricité est disposée à payer) et les risques (que la société nationale d'électricité/le gouvernement est disposé à prendre pour améliorer la bancabilité du projet).

Les principaux risques à considérer à l'étape du programme sont

- ▶ le risque de paiement lié à la société nationale d'électricité (liquidité et résiliation du contrat) et
- ▶ le risque de changement juridique, car les deux peuvent avoir des répercussions à long terme sur le pays et nécessiter la participation de différentes parties publiques

La répartition du risque contractuel au niveau stratégique permet de déterminer les instruments d'atténuation ou le support que le gouvernement accepte de fournir aux IPP ainsi que ce qui est attendu de la partie privée. Les modalités clés du cadre contractuel qui seront décidées par le gouvernement au niveau du programme et pour couvrir les risques clés perçus par les IPP sont les suivantes.

A. LA DURÉE DU CAE

La **durée du CAE**, qui correspond en général à la durée de vie de l'actif car il y a très peu d'OPEX, qui est habituellement entre 20 et 25 ans. La durée du CAE est essentielle pour que les IPP puissent avoir accès à un financement à long terme sans recours. Comme les projets solaires ont un faible OPEX, la majorité de l'investissement correspond au capital à mobiliser lors de l'investissement initial (*capital expenditure* ou CAPEX), et par conséquent, la teneur du prêt a une forte incidence sur le prix du CAE.

B. LE SUPPORT DU GOUVERNEMENT

Le support **du gouvernement pour protéger les IPP de modifications législatives après signature du CAE est critique** pour atténuer les risques liés aux changements juridiques et fiscaux que les IPP ne peuvent contrôler. Les gouvernements peuvent joindre une lettre d'appui au CAE, dans laquelle ils s'engagent à ce que tout changement législatif qui aurait une incidence négative sur l'exploitation et la rentabilité du projet ne s'applique pas à celui-ci. De même, les gouvernements peuvent convenir d'un arbitrage international pour fournir une assurance supplémentaire aux prêteurs et aux IPP en cas de résiliation ou de manquement au contrat. C'est essentiel, en particulier dans les pays où le système judiciaire ne s'inscrit pas les normes internationales.

C. LE RISQUE POLITIQUE

Le **risque politique** peut être atténué en mettant, dans la documentation contractuelle, une clause de résiliation au profit de l'IPP en cas d'événements politiques de force majeure, qui prévoit également des indemnités spécifiques couvrant (notamment) les obligations de remboursement de la dette de l'IPP. Une couverture spécifique telle qu'une assurance de risque politique peut également être proposée à l'IPP si le pays est particulièrement instable avec des risques de guerre ou de conflits.

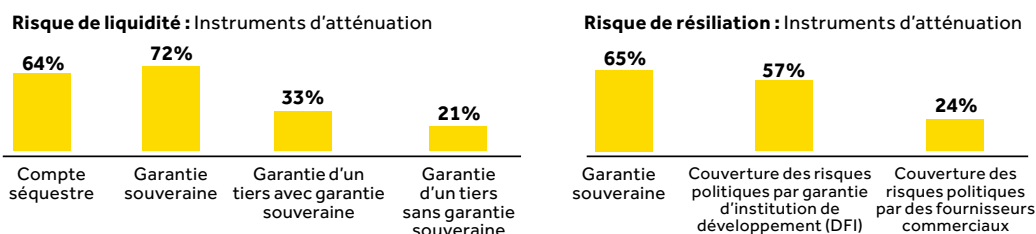
D. RISQUE LIÉ AU PAIEMENT

Comme déjà mentionné, le **risque lié au paiement par les sociétés nationales d'électricité** est critique pour les IPP lorsque la société publique n'est pas considérée comme solvable. Selon les résultats du sondage de marché présentés en *Figure 18*, la plupart des IPP préféreraient se protéger avec un mécanisme de sécurité de paiement tel qu'un compte séquestre et/ou une garantie (garantie souveraine ou garantie d'institution de financement du développement). De même, les **risques de résiliation et de rupture de contrat** dus à la défaillance de la société nationale d'électricité peuvent être réduits en stipulant des indemnités de résiliation (indemnisation des dettes dues, rendement et prime des capitaux propres) et/ou par des garanties appropriées (garantie souveraine ou garantie d'institution de financement du développement).

La **garantie de paiement** couvre les obligations de paiement du CAE de la société nationale d'électricité à la SPV, tandis que la **garantie de prêt** couvre le défaut de paiement de la SPV sur le remboursement du prêt causé par le défaut de la société nationale d'électricité de ses paiements à l'IPP.

Le soutien du gouvernement aux obligations de la société nationale d'électricité dans le cadre du CAE par une lettre de soutien bancable est très souvent un élément clé d'un système contractuel reposant sur une répartition équilibrée et équitable des risques. Ces soutiens doivent faire l'objet d'un accord entre les différentes parties publiques et, en particulier, le ministère des Finances avant la passation des marchés.

Figure 18. Risques de liquidité et de résiliation : Instruments d'atténuation



Source : Banque mondiale étude de marché, 2018.

AMÉLIORATION DE LA SOLVABILITÉ DES SOCIÉTÉS NATIONALES D'ÉLECTRICITÉ

L'introduction de la participation du secteur privé à la production d'énergie sans entreprendre au préalable ou au moins simultanément des réformes sectorielles plus profondes peut s'avérer problématique. Dans de nombreux pays, les sociétés nationales d'électricité peuvent ne pas avoir un bilan ou des antécédents de crédit solides. La faible performance financière des sociétés nationales d'électricité peut souvent être liée à des investissements élevés dans l'électrification, à des pertes de réseau et de paiement, des tarifs d'électricité non indexés qui ne reflète pas les coûts de production et ne répondent pas aux besoins en revenus du service public et au coût élevé de la production d'électricité. Le report des changements de tarif et des réformes en matière de subventions et de politiques visant à réduire les coûts de production, les pertes et les inefficacités globalement de la société nationale d'électricité ont une incidence sur sa solvabilité et entraînent généralement des demandes de garanties par les IPP, exposant les contribuables à un engagement financier latent significatif.

À court terme, les pays dont les sociétés nationales d'électricités sont financièrement vulnérables n'ont pas d'autre choix que de fournir une forme de soutien à l'atténuation de ce risque, qui est intrinsèquement du ressort du gouvernement. Toutefois, ils doivent également veiller à ce que le prix du CAE de toute nouvelle production soit aussi bas que possible, afin de ne pas peser davantage sur la situation financière de la société nationale d'électricité.

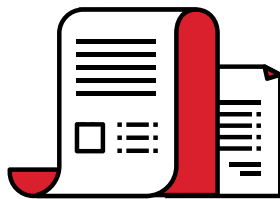
À moyen terme, les gouvernements doivent aider les sociétés nationales d'électricité à améliorer leurs services et à percevoir les paiements de ses consommateurs, à améliorer la qualité du réseau pour réduire les pertes techniques, à mieux cibler leurs subventions en matière d'énergie fossile et d'électricité sur les segments les plus pauvres de la population et à réduire continuellement leurs coûts de production. Il est essentiel que les pays élaborent un programme solide pour soutenir leurs sociétés nationales d'électricité afin qu'elles deviennent solvables.

4.6 OPTIMISER LES AVANTAGES SOCIO-ÉCONOMIQUES

La question suivante est de savoir comment optimiser les avantages socio-économiques du programme. Une planification intégrée assortie d'objectifs à moyen terme permettra aux pays de optimiser les avantages socio-économiques générés par les projets solaires mis en œuvre dans le cadre du programme.

Le gouvernement peut également décider d'intégrer l'impact sur l'emploi lors de la modélisation de production à moindre coût. Par exemple, le modèle Open Source Energy MOdelling SYStem (OseMOSYS) a été utilisé en Tunisie avec le rajout d'un module au modèle permettant de modéliser la création d'emplois en considérant les taux d'emploi comme métrique socio-économique (Dhakouani A. 2017).

Figure 19. Maximiser les avantages socio-économiques de la participation du secteur privé



PLANIFICATION

Offrir une visibilité au marché local et international, y compris

- ▶ Objectifs d'ERV et calendrier de mise en œuvre
- ▶ Évaluation des acteurs locaux
- ▶ Cartographie des compétences existantes et nouvelles
- ▶ Évaluation des impacts socio-économiques



STRATÉGIE

Stratégie de renforcement des capacités et de la compétitivité des acteurs locaux

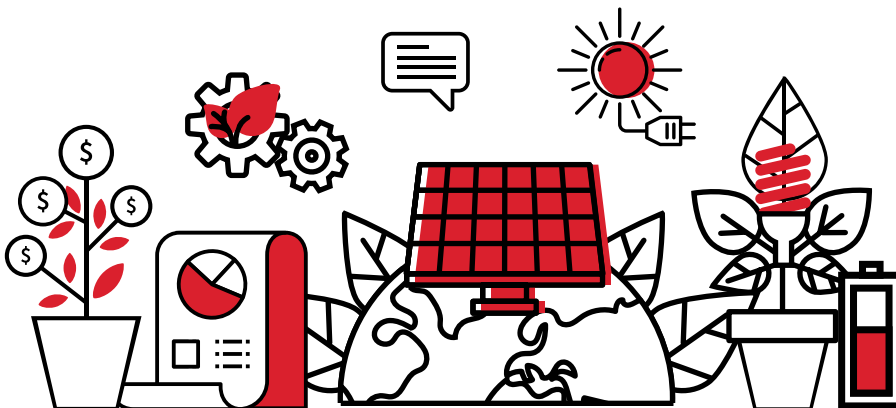
- ▶ Analyse des lacunes en matière de compétences et d'industries
- ▶ Plans d'action visant à renforcer la compétitivité des acteurs locaux et à les former aux compétences nécessaires



MISE EN ŒUVRE

Soutenir l'emploi des travailleurs locaux, des communautés, des femmes et des jeunes

- ▶ Politiques publiques telles que les traitements préférentiels et les incitations financières pour maximiser le développement local positif



LES AVANTAGES SOCIO-ÉCONOMIQUES PEUVENT ÊTRE SOUTENUS DE LA FAÇON SUIVANTE.

A. OFFRIR UNE VISIBILITÉ LOCALE ET INTERNATIONALE

Pour soutenir le développement de l'industrie locale, le gouvernement peut

- ▶ informer le marché des caractéristiques du programme solaire, y compris ses objectifs par rapport au développement local et industriel, et
- ▶ présenter la chaîne de valeur solaire aux fournisseurs locaux pour leur permettre d'identifier les opportunités qui leur seraient pertinentes afin qu'ils puissent se positionner le cas échéant.

La création d'un groupe professionnel (à l'instar d'un cluster) pour les entreprises pourrait également aider les acteurs locaux à bénéficier du programme solaire déployé pour diffuser des connaissances adéquates sur la chaîne de valeur solaire, proposer des formations pertinentes en coordination avec les institutions de formation professionnelle, aider les entreprises locales à gagner en visibilité et les mettre en relation avec les acteurs internationaux impliqués dans les appels d'offres, le cas échéant.

B. FACILITER L'ÉVALUATION DES OPPORTUNITÉS LOCALES

Le gouvernement pourrait mener des études pour évaluer le potentiel du marché local dans la chaîne de valeur de l'énergie solaire et partager ces études avec les soumissionnaires préqualifiés afin de leur faciliter l'examen du potentiel de partenariat/sous-traitance. Des réunions entre les soumissionnaires préqualifiés (et leurs principaux sous-traitants pour l'ingénierie et la construction ainsi que l'exploitation et la maintenance) et les acteurs locaux pourraient être organisées.

C. GÉNÉRER DES LES AVANTAGES POUR LES COMMUNAUTÉS LOCALES

La réalisation d'une étude socio-économique pour évaluer les besoins des communautés locales aiderait à concevoir des programmes sur mesure pour répondre à ces besoins dans la mesure du possible, en coordination avec tous les acteurs publics concernés. Bien que le gouvernement comprenne souvent les besoins des collectivités et la façon d'y répondre, il ne dispose souvent pas de moyens pour financer les mesures nécessaires pour y répondre. Le processus d'appel d'offres pourrait inclure des dispositions permettant aux IPP de financer par un pourcentage des dépenses en capital (e.g. 1 pour cent) que le gouvernement pourrait consacrer au développement local.

Par exemple, en Afrique du Sud, les projets mandatés dans le cadre du *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme* sont tenus de réserver un pourcentage des recettes totales du projet au développement socio-économique au profit des communautés locales. C'est le cas du projet solaire Redstone 100MW CSP, qui s'est engagé sur un fond communautaire de 2,5 pour cent. Créé en tant qu'organisation à but non lucratif, le fond profite aux communautés locales vivant autour du site du projet, en particulier aux femmes (qui sont impliquées en tant qu'administratrices). Les revenus du fond doivent être affectés à des programmes particuliers de développement communautaire, notamment en matière de de santé, d'éducation, de formation et de développement.

CENTRALES SOLAIRES ET ÉMANCIPATION DES FEMMES : UN EXEMPLE AU MAROC

Depuis 2013, dans le cadre du projet solaire Noor Ouarzazate, l'IPP sélectionné par le gouvernement a mis en œuvre un plan complet de responsabilité sociale des entreprises (RSE) en collaboration avec les entités gouvernementales. L'objectif du plan de RSE est d'améliorer les moyens de subsistance et les opportunités économiques des communautés locales, avec un accent particulier mis sur les femmes. Pour atteindre cet objectif, l'IPP a facilité la création de coopératives agricoles mixtes et de coopératives d'artisanat réservées aux femmes, et a fourni des formations liées à l'élevage, l'agriculture et l'artisanat.

Six ans après sa mise en œuvre, des avantages importants pour les femmes qui participent au programme sont déjà visibles. Parmi les résultats, il y a une augmentation substantielle des revenus et des actifs et une meilleure connaissance de la gestion du bétail et de la production artisanale.

Les certificats W+ ont été utilisés pour monétiser les bénéfices de ces actions en faveur des femmes. Dans le cadre de cette certification, le projet fait l'objet d'un suivi pour les catégories "Revenus et actifs" et "Connaissances et éducation". Les certificats W+ associés à ces actions peuvent être vendus, générant des revenus supplémentaires que les femmes peuvent réinvestir dans leurs projets.

Pour plus d'informations, voir <https://www.wplus.org/project/livelihoods-project-in-ouarzazate-morocco-2/>

D. GÉRER LES ATTENTES POUR OBTENIR DE MEILLEURS RÉSULTATS

Un plan de communication et de participation soigneusement conçu améliore l'interaction avec les intervenants locaux et permet au gouvernement de mieux gérer les attentes des principaux intervenants.

SYNERGIES ENTRE L'EXPLOITATION MINIÈRE ET LES ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE RÉUSSIE

L'industrie solaire peut représenter une opportunité pour les travailleurs de l'industrie houillère en offrant de meilleurs salaires aux ouvriers à tous niveaux de compétences. Les personnes travaillant dans l'industrie houillère pourraient par exemple augmenter leurs revenus en devenant monteuses mécaniques peu qualifiées dans l'industrie solaire (Harvard Business Review 2017).

Un investissement relativement mineur dans les formations proposées dans le pays permettrait à la grande majorité des travailleurs du charbon d'accéder à des postes dans le secteur de l'énergie solaire, car un grand nombre d'entre eux possèdent un ensemble de compétences, comme le savoir-faire en mécanique et en électricité, qui sont transférables aux emplois dans l'industrie solaire. Ils pourraient bénéficier de nouveaux emplois créés dans le secteur des énergies renouvelables dans un contexte d'élimination progressive du charbon avec l'appui du gouvernement pour gérer les impacts sociaux sur les travailleurs et les communautés.

Un cadre intégré pour une telle transition doit aborder les aspects temporels, spatiaux et éducatifs du processus de conversion d'emplois, ainsi que les pertes d'emplois dans le secteur de l'énergie et dans d'autres secteurs de l'économie. La ferme solaire de Guqiao, en Chine, est un exemple d'une telle transition puisqu'elle a été construite sur une mine de charbon abandonnée dans la province d'Anhui. Cette ferme solaire de 150 MW forme et emploie d'anciens mineurs (par exemple comme monteuses de panneaux solaires) et leur donne un meilleur salaire tout en leur offrant un environnement de travail plus sain.

E. RENFORCER LA POSITION DES ACTEURS LOCAUX ET DES EMPLOIS LOCAUX SUR LA CHAÎNE DE VALEUR

Le gouvernement peut cartographier les acteurs locaux et leurs compétences, puis identifier comment ils pourraient combler les lacunes de la chaîne de valeur solaire. L'évaluation théorique pourrait être améliorée en comparant les acteurs locaux à des sous-traitants présélectionnés en demandant, par exemple, aux soumissionnaires préqualifiés d'expliquer pourquoi ils n'ont pas l'intention de présélectionner des sous-traitants locaux. Ces informations aideront les parties prenantes publiques à concevoir un programme sur mesure pour améliorer la position des acteurs locaux dans la chaîne de valeur. Du point de vue du développement durable, les emplois d'exploitation et de maintenance requièrent une attention particulière car ils représentent plus de la moitié des emplois associés à une centrale solaire PV (IRENA 2017).

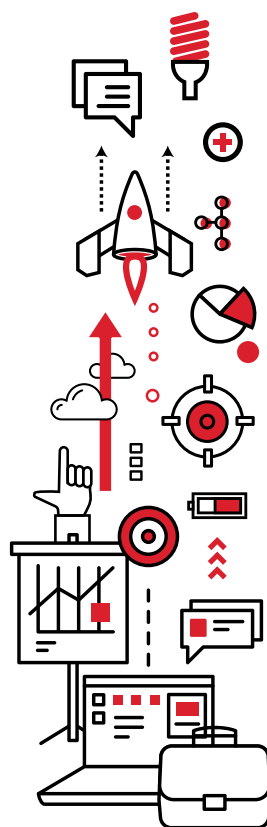
LA DIVERSIFICATION DES COMPÉTENCES : DES OPPORTUNITÉS À SAISIR EN MATIÈRE D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

Dans la chaîne de valeur de l'énergie solaire PV, 56 pour cent des ressources humaines nécessaires se trouvent dans l'O&M, tandis que la fabrication et la passation de marchés représentent 22 pour cent du total. La majorité des ouvriers sont des techniciens du bâtiment.

Le développement de nouvelles compétences en matière d'O&M nécessite, en plus des connaissances théoriques, un « apprentissage par la pratique ». Pour créer un champion local, le gouvernement pourrait désigner une équipe de personnes qualifiées et inclure des dispositions dans les documents d'appel d'offres pour les détacher auprès du contractant O&M.

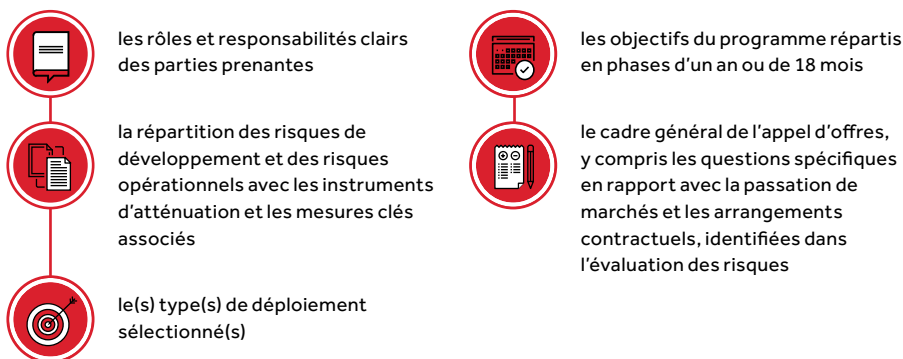
Ils pourraient acquérir une expérience pratique, évolutive et reproductible, sans surcoût pour le gouvernement (puisqu'ils seront pris en charge par le producteur d'énergie indépendant et budgétisés d'emblée) et sans risque accru (ils seront détachés et donc sous la responsabilité de l'entrepreneur). Le fait de détenir une participation minoritaire dans le véhicule d'O&M pourrait permettre au gouvernement d'améliorer sa connaissance des activités en la matière en ne mettant en jeu qu'une somme d'argent limitée.

Pour plus d'informations, voir <https://www.irena.org/publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Benefits-Leveraging-Local-Capacity-for-Solar-PV>.

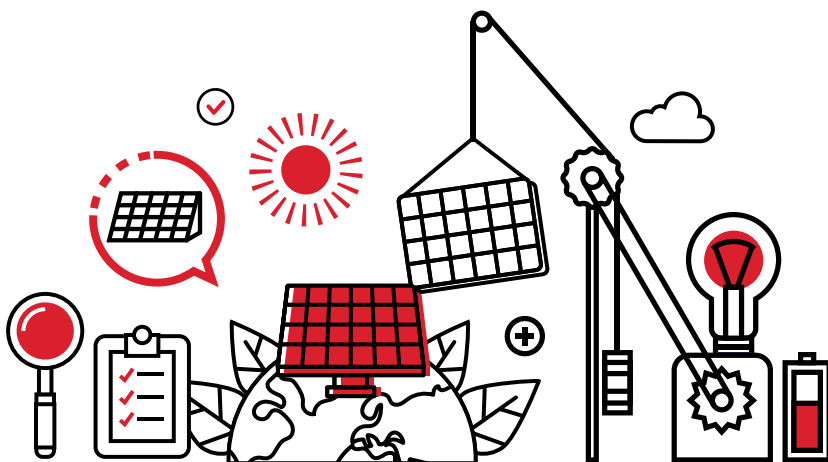


4.7 PROGRAMME DE DÉPLOIEMENT SOLAIRE : PRINCIPAUX RÉSULTATS

Sur la base de la stratégie du gouvernement et d'une évaluation des risques stratégiques, il est possible d'élaborer un **programme de déploiement de l'énergie solaire qui définit** :



Dans le cadre de ce programme, le gouvernement peut également définir et planifier des plans d'actions spécifiques pour soutenir le développement socio-économique, ainsi que les changements clés à apporter au cadre juridique pour encourager et faciliter le déploiement durable de l'énergie solaire.



5

PHASE 3 : MISE EN ŒUVRE



5.1 OBJECTIFS

Au début de la mise en œuvre de la première phase du programme, les objectifs d'un gouvernement en matière d'énergie solaire ont été fixés et une stratégie visant à atteindre ces objectifs a été discutée et adoptée par toutes les parties prenantes publiques.

Si cette stratégie implique une participation du secteur privé dans la production d'énergie solaire, plusieurs questions doivent être abordées au début de la phase de mise en œuvre :



Quelles analyses techniques et quels investissements le secteur public doit-il entreprendre avant de choisir un IPP ?



Comment optimiser le processus de sélection d'un IPP ?



Quel sera le rôle du gouvernement lors de la phase opérationnelle d'un projet solaire appartenant à un IPP ?

À ce stade, le secteur public rendra opérationnelles les décisions prises au cours des deux phases précédentes.

En préparant un processus d'appels d'offres solide, combiné à des plans techniques et à un soutien financier appropriés, le secteur public rend possible le développement de projets solaires abordables et durables qui répondent aux besoins énergétiques du pays tout en soutenant son développement socio-économique. En planifiant et en anticipant de manière coordonnée les actions clés des diverses entités publiques concernées, le gouvernement peut éviter les retards dans le processus de passation de marchés qui, autrement, affecteraient la crédibilité de l'autorité adjudicatrice ainsi que les coûts des soumissionnaires.

Du point de vue des IPP, la mise en œuvre d'un système d'appels d'offres solide et formel reposant sur des contrats financièrement viables et soutenus par une couverture adéquate des risques, permettra de réduire plusieurs risques clés, à savoir (i) le manque de transparence en matière de passation de marchés et les longs délais de négociation, (ii) les risques financiers et contractuels, et (iii) les risques de paiement liés aux sociétés nationales d'électricité et les risques politiques.

Au terme de cette phase, les objectifs du pays en matière de déploiement du solaire auront été atteints en tirant parti des investissements privés de manière durable, tandis que tous les risques du point de vue des secteurs public et privé auront été optimisés.

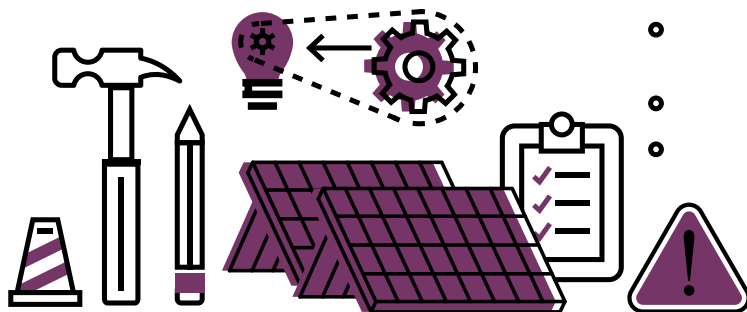
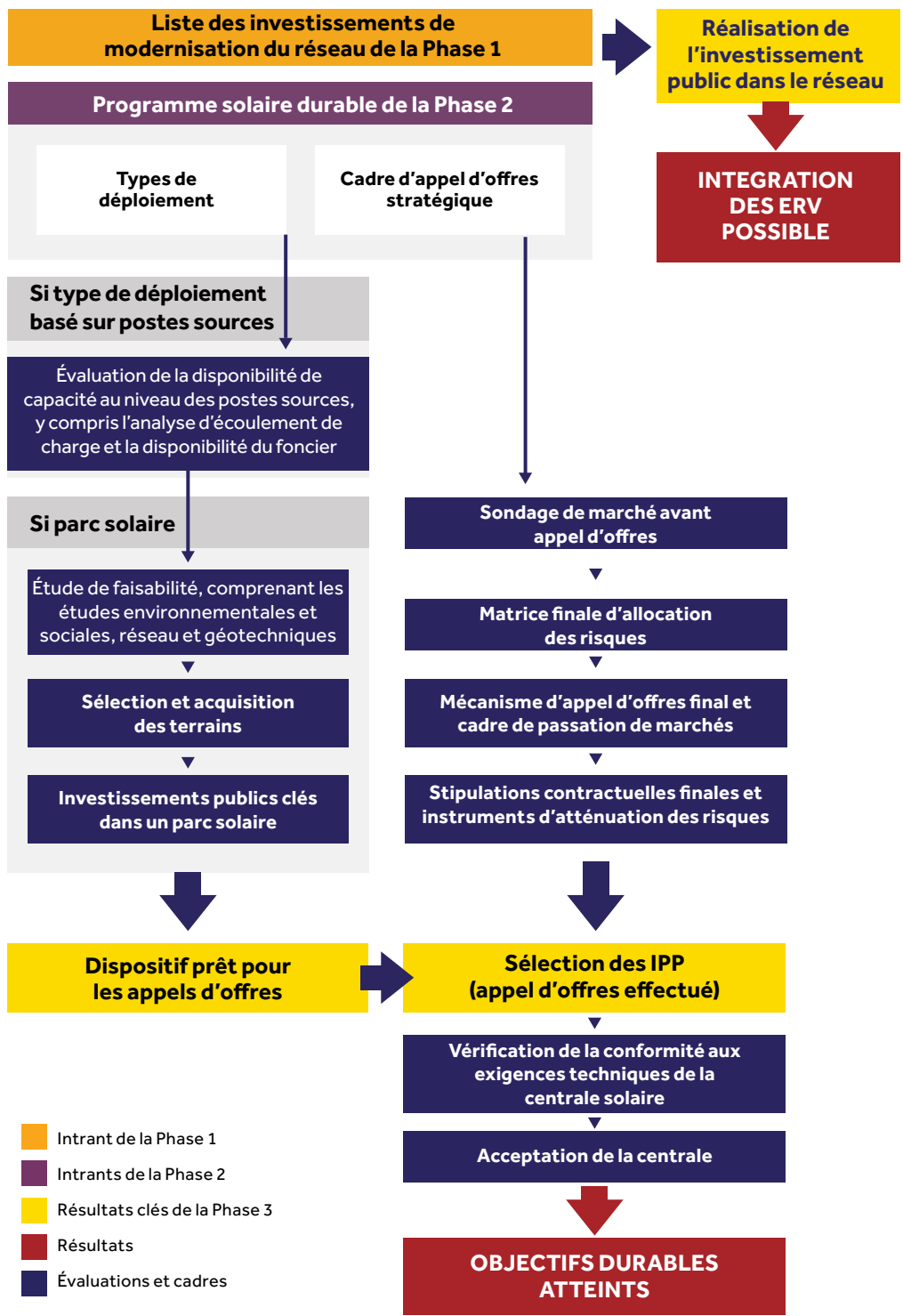


Figure 20. Étapes clés de la phase de mise en œuvre



5.2 PRÉPARER LES ASPECTS TECHNIQUES DU PROGRAMME SOLAIRE

Avant d'entamer le processus de passation de marchés, les autorités publiques doivent identifier ce qui doit être fait, d'un point de vue technique, pour mettre en œuvre le type de déploiement choisi.

Si le gouvernement opte pour un modèle non tributaire de l'emplacement, aucune démarche technique n'est nécessaire avant la passation des marchés, alors que pour un modèle basé sur postes sources ou un parc solaire, il est nécessaire de préparer le réseau et de mettre à disposition le terrain ainsi que d'autres infrastructures, le cas échéant.

Figure 21. Rôles des secteurs public et privé par type de déploiement

	PARC SOLAIRE	BASÉ SUR POSTES SOURCES	NON TRIBUTAIRE DE L'EMPLACEMENT
Décision de lancer l'appel d'offre pour une capacité donnée	Partie Publique	Partie Publique	Phase de transaction
Classement des postes sources avec la capacité associée			Phase de transaction
Études de faisabilité		Partie Privée	Partie Privée
Sélection et acquisition des terrains			
Mise en place d'une SPV/permis			
Conception et construction	Partie Publique/Privée	Partie Privée	
Mise en service	Partie Privée		
Exploitation			
Transfert ou démantèlement			

5.2.1 TYPE DE DÉPLOIEMENT BASÉ SUR POSTES SOURCES : DÉFINIR LES EMBLEMES ET LA CAPACITÉ

Un type de déploiement basé sur postes sources nécessite une évaluation des postes sources les plus appropriés pour un déploiement solaire du point de vue de l'intégration dans le réseau. Cette évaluation sera basée sur les résultats d'une analyse d'écoulement de charge associée à une évaluation des terrains. Elle prend également en compte le calendrier défini pour la modernisation des lignes de transport d'électricité.

Sur la base de cette évaluation, il est possible de préparer une liste de postes sources optimaux et des capacités associées pouvant être intégrées

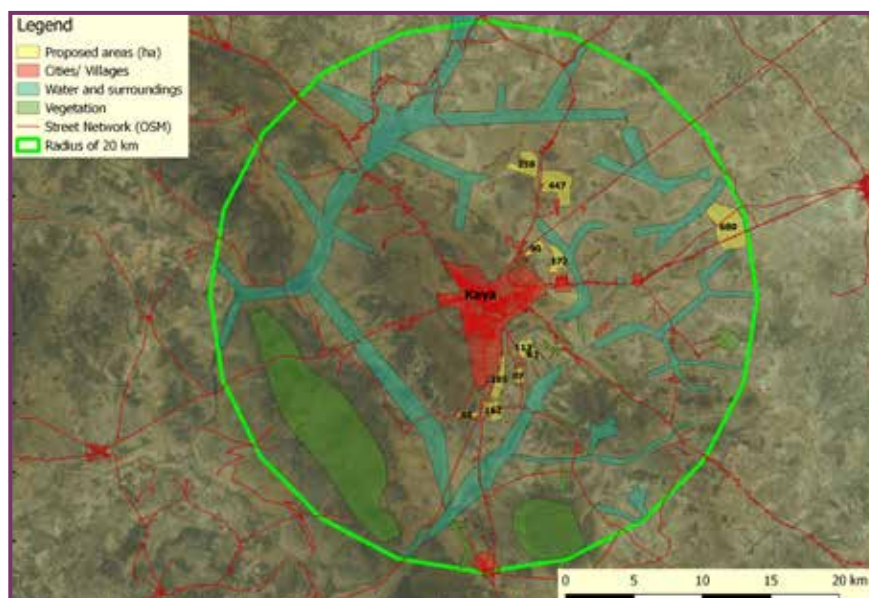
sans risque dans le réseau. L'adjudicateur doit inclure cette liste dans sa demande de propositions (DP), en indiquant la capacité maximale par poste source en MW et la capacité maximale pour l'appel d'offres total. Il est recommandé que la capacité totale adjugée soit inférieure à la capacité maximale cumulative par poste. Cela permettra de s'assurer que l'offre répond à la demande tout en maximisant la concurrence, et en réduisant le risque de collusion entre investisseurs privés. Si les terrains situés autour d'un poste sont très coûteux, ce poste sera naturellement éliminé car les offres seront plus élevées.

5.2.2 PARC SOLAIRE : ÉTUDE DE FAISABILITÉ

Si le gouvernement décide d'aménager un parc solaire, il doit choisir un terrain approprié autour du poste source identifié pour la centrale solaire et le droit de passage pour la ligne de transmission, après avoir pris en compte les impacts sociaux et environnementaux. Le parc solaire doit être situé le plus près possible du poste et de taille suffisante au regard du parc envisagé. Le projet peut être

développé en plusieurs phases (par exemple, pour un parc solaire de 300 MW, seulement 150 MW pourraient être adjudés dans un premier temps et le reste 12 mois plus tard, dans un deuxième appel d'offres). Une analyse géospatiale des terrains autour du poste peut être réalisée pour permettre l'identification de différentes parcelles de terrain afin de déterminer celle qui est optimale.

Figure 22. Un exemple d'analyse géospatiale pour l'identification des terrains d'un parc solaire



Dans le cadre de l'étude de faisabilité, et une fois le terrain identifié, plusieurs analyses différentes doivent être effectuées :

- ▶ Une analyse topographique et géotechnique pour vérifier que le sol et le terrain conviennent à une centrale solaire.
- ▶ Une étude d'impact environnemental et social (EIES), associée, si nécessaire, à un plan d'acquisition de terrains et de réinstallation conformément aux normes internationales telles que les Principes de l'Équateur et le Cadre social et environnemental de la Banque mondiale, ainsi qu'à la réglementation environnementale et sociale propre au pays.
- ▶ Une étude d'interconnexion du réseau spécifique au site.
- ▶ Une analyse de l'ensoleillement à l'aide de données satellites, éventuellement corrélées avec des mesures au sol pour une évaluation plus fine des ressources solaires locales.

D'autres études (sur la poussière, les risques d'inondation, l'activité sismique, les impacts du changement climatique et la disponibilité de l'eau) peuvent être nécessaires selon l'emplacement du site.

Réalisées conformément aux normes internationales et partagées avec les soumissionnaires présélectionnés au cours du processus d'appel d'offres, ces études leur fourniront des données utiles et contribueront ainsi à réduire les coûts de l'appel d'offres et la prime de risque intégrée au tarif proposé.

5.2.3 PERMIS

Pour réduire le risque perçu associé à l'obtention de permis dans un pays donné, le gouvernement peut, dans le cadre d'un parc solaire, obtenir certains des permis clés du projet avant même qu'un IPP ne soit sélectionné.

Selon la façon dont les permis sont obtenus, le gouvernement peut choisir de mettre sur pied une nouvelle SPV qui peut être transférée au gagnant de l'appel d'offres, ou de transférer les permis sans une telle entité. Les permis sont propres à chaque pays et leur importance doit être évaluée en fonction de l'analyse des risques effectuée dans le cadre du programme. Deux permis clés qui

devraient être acquis par le gouvernement, si possible, avant la passation de marchés, sont la licence de connexion au réseau et les permis environnementaux et sociaux. Parfois, le projet doit aussi être officiellement inscrit sur une liste de partenariats public-privé.

Une liste des permis nécessaires avant la phase d'exploitation (comme le permis de construction) et les étapes, ainsi que les autorisations et les règlements connexes, peuvent être élaborés et fournis aux soumissionnaires dans le cadre de l'appel d'offres. Une procédure facilitée et accélérée au sein des ministères/organismes compétents pourrait être mise en place pour aider les IPP à obtenir les permis identifiés.

SCHÉMA D'APPEL D'OFFRES : SOLAIRE + STOCKAGE PAR BATTERIE

Dans les pays où la flexibilité du réseau a déjà été maximisée et où de nouveaux projets solaires ne peuvent pas être intégrés sans affecter le réseau, ou dans les pays où la « duck curve » est prédominante, le stockage par batterie peut être une solution. Si le stockage par batterie appartenant aux services publics est souvent plus avantageux, dans les pays où l'espace fiscal est limité, le secteur privé peut aussi financer les batteries. Néanmoins, comme très peu de pays ont des marchés de services auxiliaires, la plupart des batteries appartenant au secteur privé sont combinées à un projet solaire.

En Californie et à Hawaï, aux États-Unis, les projets combinant énergie solaire et batterie deviennent la norme. Dans ces appels d'offre, les sociétés nationales d'électricité préparent des spécifications techniques détaillées (montées et descentes maximales, pourcentage de production à distribuer pendant la pointe du soir, qualité de l'électricité, etc.) et fournissent tous ces éléments aux soumissionnaires pour qu'ils puissent préparer leurs offres. Comme les prix des batteries continuent de baisser, les projets solaires avec batterie pourraient bientôt devenir la norme.

5.3 INVESTISSEMENTS PUBLICS

Au-delà de la centrale solaire à financer par des investisseurs privés, le gouvernement doit déterminer **quels investissements supplémentaires sont nécessaires pour le développement efficace du programme solaire.**

5.3.1 INVESTISSEMENTS PUBLICS POSSIBLES DANS LES PARCS SOLAIRES

Effectués en temps opportun et conformément aux meilleures pratiques, les investissements publics dans les parcs solaires donnent de la visibilité aux IPP (atténuation des risques de développement) et optimisent les coûts (car les coûts peuvent être mis en commun et les synergies maximisées). En fonction de la décision du gouvernement d'avoir un ou plusieurs IPP dans un parc solaire donné, le partenaire public peut optimiser ses investissements différemment.

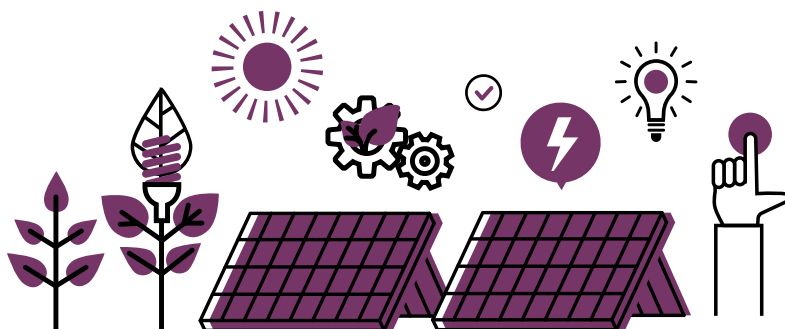
Les engagements du secteur public à mettre

en place une infrastructure stratégique, telle que la ligne de transport d'électricité, réduisent les risques de l'IPP, mais augmentent les risques pour le gouvernement si ces engagements ne sont pas respectés. Si le gouvernement décide, par exemple, de construire la ligne de transport, il doit s'assurer que la ligne sera prête avant que la centrale solaire n'atteigne sa phase de test. Dans le cas contraire, la société nationale d'électricité devra payer l'IPP pour de l'électricité non livrée jusqu'à ce qu'il y ait été remédié.

Tableau 5. Éléments d'un parc solaire à prendre en compte pour l'investissement public

ÉLÉMENTS	PARTIE RESPONSABLE
Site du parc solaire, y compris l'identification du droit de passage pour la ligne	La partie publique qui développe le projet solaire, généralement la société nationale d'électricité.
Clôtures	Il est généralement préférable que les clôtures soient posées par la partie publique pour veiller à ce que de nouvelles habitations ne soient pas construites après la sélection du site et pendant la phase de passation de marchés.
Préparation technique du terrain	Si le site est complexe et qu'il y a plus d'un IPP dans le même parc, il est généralement préférable que la partie publique prépare le terrain, surtout en ce qui concerne les terrassements.
Ligne de raccordement au poste source	S'il y a plus d'un IPP dans le même parc, il est généralement préférable que ce soit le partenaire public qui le fasse. Sinon, le droit de passage sécurisé peut être suffisant.
Alimentation en eau et canalisation	Généralement à la charge de la partie publique si l'alimentation en eau et les inondations présentent des risques et si plusieurs IPP se partagent le parc.
Station météorologique	Peut être prise en charge par la partie publique pour optimiser les coûts.
Caserne de pompiers	Peut être prise en charge par la partie publique pour optimiser les coûts.
Route principale	Peut être prise en charge par la partie publique pour optimiser les coûts.
Éclairage public	Peut être prise en charge par la partie publique pour optimiser les coûts.
Routes d'accès internes	Peut être prise en charge par la partie publique pour optimiser les coûts.

Source : Adapté de *Bridge to India* (2017).



Dans le cas des parcs solaires, le gouvernement conserve généralement la propriété du terrain, le louant aux IPP dans le cadre d'un contrat de location bancable. Un tel accord devrait permettre à l'IPP d'être propriétaire de la centrale solaire érigée sur le terrain pendant la durée du CAE. Les IPP peuvent verser au gouvernement une redevance annuelle pour le parc solaire pour l'utilisation du terrain et d'autres coûts encourus par le public, tels que la ligne de transport et la clôture. Un fonds communautaire peut également être intégré à cette redevance pour soutenir le développement local (en particulier pour soutenir l'implication des femmes et des jeunes dans les entreprises locales travaillant sur le projet).

5.3.2 RENFORCEMENT DU RÉSEAU

Parallèlement à la mise en œuvre du programme de déploiement du solaire, les pouvoirs publics devraient investir dans la modernisation de l'infrastructure de réseau prévue dans le cadre de leur plan de transport à moindre coût pour soutenir l'intégration des ERV et assurer une meilleure qualité du service d'électricité. Ces améliorations pourraient inclure le stockage par batterie si le niveau de pénétration des ERV atteint déjà les limites imposées par l'infrastructure existante.

FINANCEMENT INNOVANT

Le gouvernement (s'il finance l'infrastructure d'un parc solaire) ou les IPP qui financent l'installation peuvent choisir de rechercher des types de financement tels que du financement vert (par exemple, des obligations vertes certifiées), du financement concessionnel/climatique, du « financement responsable » (auprès d'investisseurs socialement responsables) et des financements complémentaires, comme la vente des certificats associés au projet ou aux activités connexes. Les certificats peuvent attribuer une valeur aux émissions de gaz évitées (comme dans le cas des certificats carbone) ou attester d'autres caractéristiques de la production d'électricité d'origine renouvelable de la production à la consommation (à l'instar des certificats internationaux pour les énergies renouvelables).

5.4 APPELS D'OFFRES/ SÉLECTION DES IPP

Une fois que le gouvernement a terminé son analyse et décidé des investissements à faire dans un projet donné, la question suivante est de savoir **comment sélectionner les investisseurs privés**.

Pour sélectionner les IPP qui financeront, construiront et exploiteront la centrale solaire pendant 20 à 25 ans, il faut des processus d'appels d'offres et de sélection bien organisés.

Les principaux domaines d'expertise requis au cours du processus de sélection sont les suivants :

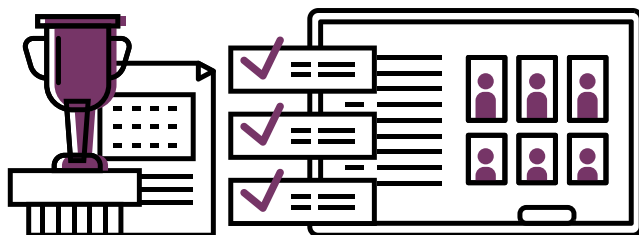
- ▶ les aspects juridiques et réglementaires
- ▶ les aspects techniques, environnementaux et sociaux,
- ▶ les aspects financiers
- ▶ la passation de marchés

Généralement, le gouvernement aura besoin de l'aide de conseillers en transaction pour l'aider à cet égard. Il existe des sociétés d'experts-conseils ou des institutions de financement du développement, comme la Société financière internationale (SFI) dans le cadre de son programme « Scaling Solar » qui peuvent soutenir le gouvernement en la matière.

Les principaux paramètres à considérer lors de l'élaboration du projet sont

- ▶ **un sondage de marché avant le lancement de l'appel d'offres**
- ▶ **des mécanismes d'appel d'offres clairs** (comprenant un processus d'appel d'offres cohérent, des critères de qualification et de sélection des soumissionnaire clairs) et une documentation complète et bancable
- ▶ **une passation de marchés** (qui intégrerait, le cas échéant, un tarif plafond, des limites de capacité par IPP et le système d'indexation des tarifs)
- ▶ **les arrangements contractuels et les mécanismes de soutien** (comprenant la matrice finale d'allocation des risques, les différents contrats reflétant la répartition finale des risques et les garanties à première demande et les lettres de crédit associés, le cas échéant).

Des contrats standardisés pour les projets solaires ont été lancés par IRENA et Terrawatt Initiative dans le cadre de l'Open Solar Contracts Initiative afin de rationaliser les processus de développement et de financement des projets solaires PV de petite et moyenne taille connectés au réseau. Les contrats sont actuellement disponibles en ligne pour revue.⁵



⁵ Pour plus d'information : <https://opensolarcontracts.org>.

5.4.1 PÉRIODE PRÉCÉDANT L'APPEL D'OFFRES : SONDAGE DE MARCHÉ

En utilisant comme point de départ le cadre général d'appel d'offres du programme et les résultats des consultations effectuées lors de la conception des principales caractéristiques du programme, le gouvernement peut examiner l'opportunité de lancer un appel à manifestations d'intérêt ou d'effectuer un sondage détaillé du marché pour affiner le mécanisme d'appel d'offres, le cadre de passation des marchés et les stipulations contractuelles. Un sondage détaillé permet au gouvernement d'évaluer l'appétit du marché, de sonder ses mécanismes de répartition des risques et de recueillir des renseignements utiles qui peuvent être pris en compte dans l'établissement des critères de présélection.

Figure 23. Les étapes clés d'un sondage de marché

OBJECTIFS PRINCIPAUX	ACTIONS ENTREPRISES
Renseigner le marché sur le programme	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Communication sur le programme aux principaux acteurs du marché et sondage de leur intérêt
Meilleure définition des caractéristiques du programme	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Recueillir l'avis du marché sur la structuration préliminaire et la répartition des risques stratégiques ▶ Meilleure compréhension des pratiques de marché ▶ Évaluation des attentes et des contraintes des acteurs
Préparation de la phase de présélection	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Évaluation de la solidité financière et des capacités techniques des acteurs pour développer les critères de préqualification maximisant la compétition tout en attirant des acteurs solides
Préparation de la phase de demande de propositions	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Préparation des règles de passation de marchés et des dispositifs contractuels

5.4.2 MÉCANISMES D'APPEL D'OFFRES

Les mécanismes d'appel d'offres fournissent la structure du processus d'appel d'offres, les critères de préqualification, la procédure de sélection de l'IPP gagnant et les documents d'appel d'offres.

A. PROCESSUS D'APPEL D'OFFRES

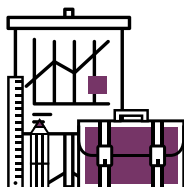
PRÉQUALIFICATION

Une phase de préqualification est généralement recommandée pour limiter le nombre de soumissionnaires et faciliter la gestion du processus d'appel d'offres. En général, la présélection de 8 à 12 soumissionnaires assure à la fois un bon niveau de concurrence et une gestion plus facile. Les critères de préqualification doivent être rigoureusement choisis afin de préqualifier des soumissionnaires ayant une expérience et des capacités financières suffisantes. Un document de demande de qualifications est mis à la disposition de toutes les parties sans restriction.



PROPOSITIONS TECHNIQUES ET FINANCIÈRES ET ENCHÈRES INVERSÉES

Habituellement, le gouvernement demande aux IPP qualifiés, à l'étape de la DP, deux offres : l'une technique, l'autre financière. L'évaluation technique utilise en général une approche 'pass or fail' pour vérifier la conformité technique de la proposition. Dans ce cas, seules les offres financières des IPP ayant remis une offre technique jugée substantiellement conforme sont ensuite examinées. L'offre la plus basse peut être déterminée en utilisant le prix le plus bas proposé dans les offres financières, ou elle peut être fixée dans le cadre d'une enchère inversée. La détermination itérative des prix n'est généralement pas recommandée dans les pays où le processus d'appel d'offres est nouveau, afin d'éviter des attentes non réalistes en matière de concurrence et de garantir que l'enchère n'échoue pas en raison de soumissionnaires mal informés.



Au cours du processus, les gouvernements peuvent partager les projets de documents contractuels pour commentaires et approbation avant que les IPP ne soumettent leurs propositions. Le partage anticipé permet d'éviter de longues négociations après la sélection de l'IPP.

GARANTIES À PREMIÈRE DEMANDE

Les garanties à première demande permettent aux autorités adjudicatrices d'éliminer les soumissionnaires peu sérieux ou les offres de mauvaise qualité du processus de sélection et de veiller à ce que le projet soit mené à son terme. Tous les soumissionnaires peuvent être invités à fournir une garantie à première demande d'un montant suffisant au moment de soumettre leur offre. Cette garantie peut être libérée à la signature des documents de projet, à la présentation de la garantie de développement du projet ou au rejet de l'offre.

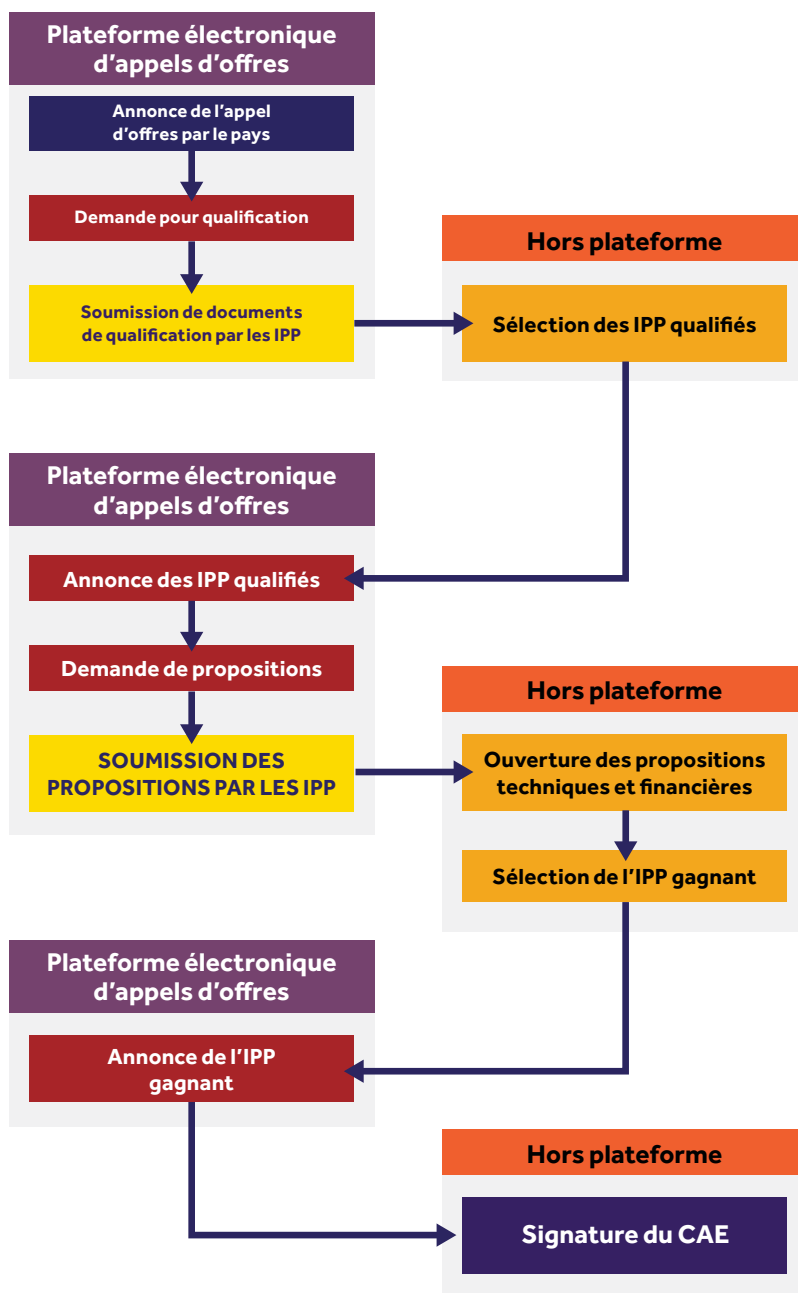


PLATEFORME ÉLECTRONIQUE D'APPELS D'OFFRES

L'utilisation d'une plateforme électronique d'appels d'offres est recommandée pour garantir la transparence et l'efficacité de l'appel d'offre. La communication, le partage de documents et les soumissions seraient effectués sur la plateforme (voir Figure 24), ce qui réduirait les risques de complications pendant la soumission et augmenterait la sécurité lors du partage de documents.



Figure 24.Éléments clés du processus d'appels d'offres via une plateforme électronique

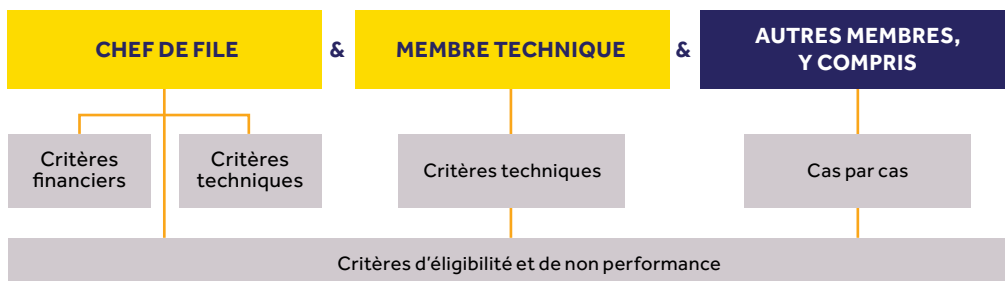


B. LES CRITÈRES DE QUALIFICATION

Les critères de qualification visent une combinaison des capacités techniques et financières des soumissionnaires et mesurent leur expérience technique ainsi que leur expérience en matière de clôture financière, leur valeur nette, etc. Les critères peuvent varier en fonction du type de modèle d'appel d'offres (en l'occurrence basé sur postes sources ou parc solaire) et, surtout, du niveau de concurrence sur le marché et de sa maturité. La préqualification des bonnes parties prenantes est essentielle, car l'ensemble du processus repose sur cette étape critique. Le gouvernement devra traiter avec le consortium retenu sur le long terme, en s'appuyant sur l'IPP choisi pour concevoir, financer, construire, exploiter et entretenir la centrale solaire pendant la durée du CAE.

Au cours de la phase de préqualification, les critères de qualification technique et financière doivent être clairement énoncés dans la demande de qualification afin d'éviter des incertitudes qui pourraient donner lieu à d'éventuelles plaintes. De même, les qualifications techniques et financières doivent être clairement énoncées dans la DP afin d'assurer la transparence et de réduire le nombre de plaintes éventuelles pour non-sélection. La composition des consortia doit également être clairement précisée par l'IPP soumissionnaire, le rôle de chaque partie étant explicitement défini. La participation d'un membre local peut être fortement encouragée ou requise dans le cadre d'une stratégie plus large visant à accroître la participation des acteurs locaux au programme solaire.

Figure 25. Critères de qualification applicables aux membres du consortium



C. SÉLECTION DES GAGNANTS DE L'APPEL D'OFFRES

Le gagnant peut être choisi sur la base des éléments suivants :

- ▶ uniquement sur le critère de prix, le projet étant attribué au soumissionnaire proposant le tarif le plus bas ; ou
- ▶ au moyen d'une moyenne pondérée du tarif issu des offres et d'autres critères en lien avec le développement économique ou les exigences de « contenu local », servant dans le cas d'autres objectifs de la politique du pays.

La sélection des soumissionnaires sur la base de critères multiples peut conduire à des tarifs plus élevés, affectant les finances de l'autorité adjudicatrice en cas d'incitations favorisant des mesures non concurrentielles (par exemple, si le contenu local n'est pas basé sur une chaîne de valeur concurrentielle).

D. DOCUMENTS D'APPEL D'OFFRES

Les documents d'appel d'offres comprennent généralement :

- ▶ **les instructions aux soumissionnaires et les formulaires**
- ▶ **un ensemble complet de documents contractuels**, qui comprennent principalement l'accord de mise en œuvre, le CAE, l'accord de raccordement et le contrat d'infrastructure du parc solaire (le cas échéant)
- ▶ toutes les **spécifications techniques** pour la construction et l'exploitation de la centrale que l'IPP doit appliquer.

Cela permettra de s'assurer que l'allocation des risques est clairement reflétée dans les documents, conformément aux décisions du gouvernement, et cela permettra aux soumissionnaires d'économiser temps et argent. Cette approche limitera également le délai de négociation des contrats après attribution dans la mesure où les soumissionnaires auront dû accepter les contrats au moment de la soumission de leurs offres.

De plus, le gouvernement peut ajouter les documents suivants à la DP :

- ▶ **tous les documents techniques** tels que la documentation technique nécessaire pour le parc solaire (étude de faisabilité, documents fonciers, etc.) et pour l'appel d'offres basé sur postes sources (liste des postes)
- ▶ **une liste des permis**
- ▶ **une annexe fiscale** détaillant le cadre fiscal et douanier et le régime applicable aux IPP
- ▶ **une évaluation du marché local** (*voir phase 2 : Stratégie*) et, le cas échéant
- ▶ **un term-sheet comprenant les termes et conditions clés des garanties et des financements** proposés par les institutions de financement du développement en coordination avec le gouvernement.

Un tel ensemble de mesures facilitera le financement, sensibilisera les soumissionnaires aux options d'atténuation des risques disponibles et réduira la prime de risque dès le départ (ce qui se traduira dans un tarif plus bas). Lorsqu'un parc solaire est combiné avec des garanties/financements préétablis, les soumissionnaires peuvent se concentrer principalement sur les aspects techniques de leurs offres, proposant le meilleur rapport qualité/prix. Le gouvernement en tirera profit bénéficiant de transactions plus efficaces et de prix plus bas.

Tout paramètre ayant une incidence sur le tarif doit être clairement énoncé dans la DP afin d'éviter des négociations après la présentation des soumissions. Une **liste d'hypothèses** (y compris le traitement fiscal) peut être communiquée aux soumissionnaires afin

qu'ils en tiennent compte dans leur modélisation financière et qu'ils évitent toute mauvaise interprétation. Le **modèle financier** utilisé pour la sélection financière peut également être partagé avec tous les soumissionnaires.

5.4.3 CADRE DE PASSATION DE MARCHÉS

Trois aspects clés du cadre de passation de marchés doivent être convenus avant le lancement de l'appel d'offres :

A. UN TARIF PLAFOND

Certains pays ont un tarif plafond pour s'assurer que le prix du CAE du projet soit abordable pour le pays. Mais cela peut être interprété comme un signal de prix au marché, encourageant les soumissionnaires à proposer des tarifs dans la fourchette plafond mais qui ne sont pas être aussi concurrentiels qu'ils auraient pu l'être. Par ailleurs, si le tarif plafond est trop bas, l'appel d'offres peut être sous-souscrit.

B. LIMITES DE CAPACITÉ PAR IPP

Définir une capacité maximale par IPP permet de diversifier l'exposition à un seul acteur au sein d'un parc solaire. L'établissement de la capacité maximale par IPP requiert un compromis entre (i) la réalisation des économies d'échelle nécessaires à la construction d'une centrale plus grande, ce qui permettrait un CAE à moindre coût, et (ii) l'atténuation du risque pour le secteur public que le projet ne soit pas construit par l'IPP sélectionné.

C. L'INDEXATION DES TARIFS

L'indexation des tarifs selon le cadre d'appel d'offres au niveau du programme présenté à la *Phase 2 : Stratégie*.

5.4.4 DISPOSITIFS CONTRACTUELS ET MÉCANISMES D'APPUI

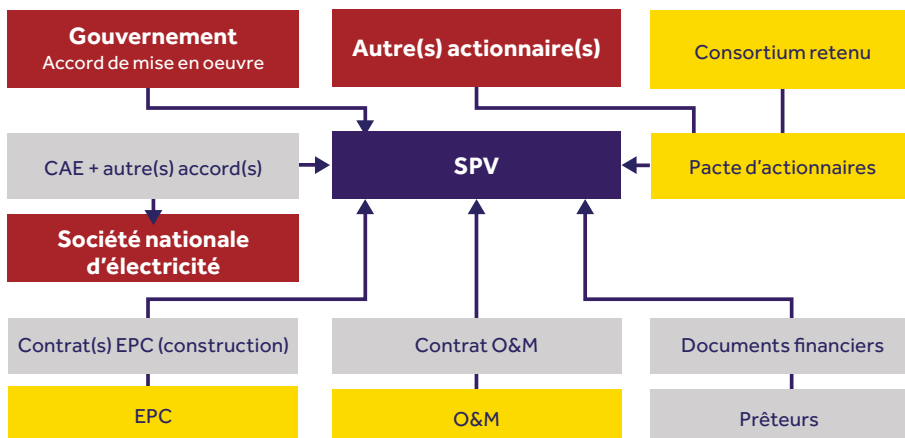
A. MATRICE FINALE DE RÉPARTITION DES RISQUES

- ▶ Les stipulations contractuelles énoncées dans la DP doivent tenir compte de tous les principaux risques, et une allocation claire des risques doit être reflétée dans les documents contractuels. Avant de rédiger ces documents, une matrice détaillée d'allocation des risques décrivant les mécanismes sous-jacents doit être finalisée, en tenant compte des principaux enseignements tirés des études achevées et de la répartition des risques stratégiques établie pendant la phase de conception du programme. Elle doit couvrir tous les risques clés identifiés, en définissant des approches d'atténuation appropriées et en évaluant les risques résiduels chaque fois que cela est possible.
- ▶ Les intrants clés des stipulations contractuelles sont la durée du CAE, les mécanismes de sécurité de paiement, les dispositions relatives aux modifications législatives et les clauses de résiliation. Les dispositifs contractuels avec la société nationale d'électricité peuvent impliquer un accord de type « take or pay » avec un nombre d'heures déterminé par an pour l'entretien du réseau. Des exigences strictes en matière d'assurance devraient être incluses dans le dossier d'appel d'offres afin de permettre une couverture adéquate des cas de force majeure.

B. DISPOSITIFS CONTRACTUELS

- Définir les dispositifs contractuels d'emblée, et conformément aux mécanismes de répartition des risques choisis, est essentiel pour le succès du processus d'appel d'offres. Une structure contractuelle type pour les projets solaires IPP est représentée dans la Figure 26.

Figure 26. La structure contractuelle typique d'un projet solaire



- Une fois sélectionné, le consortium retenu (représentant un ou plusieurs IPP) dans le cadre d'une SPV signera le CAE avec la société nationale d'électricité, fixant les conditions de fourniture de l'électricité pendant la durée du CAE. Il signera également une convention de raccordement (si elle n'est pas couverte par les permis déjà accordés au projet et garantis par le gouvernement) couvrant les conditions requises pour raccorder la centrale au poste applicable et pour injecter l'électricité produite dans le réseau. D'autres accords peuvent également être nécessaires, tels que (i) un contrat de bail foncier permettant la construction de la centrale à des conditions bancables conformes aux exigences de financement du projet, et (ii) un accord de parc solaire concernant divers éléments des infrastructures/services du parc.
- Un accord de mise en œuvre traduisant le soutien accordé par le gouvernement au projet sera signé par la SPV avec le gouvernement. L'impact de cet accord varie selon qu'il s'agit d'une simple lettre de confort ou d'une garantie du gouvernement de payer le montant dû à la SPV en cas de défaillance de la société nationale d'électricité. La nature et la portée du soutien nécessaire doivent être évaluées à la lumière de divers paramètres, notamment le cadre global de répartition des risques, la solvabilité de la société nationale d'électricité, les pratiques du marché dans le pays et ses précédents, etc.

C. GARANTIES À PREMIÈRE DEMANDE ET LETTRES DE CRÉDIT (LC) ASSOCIÉES

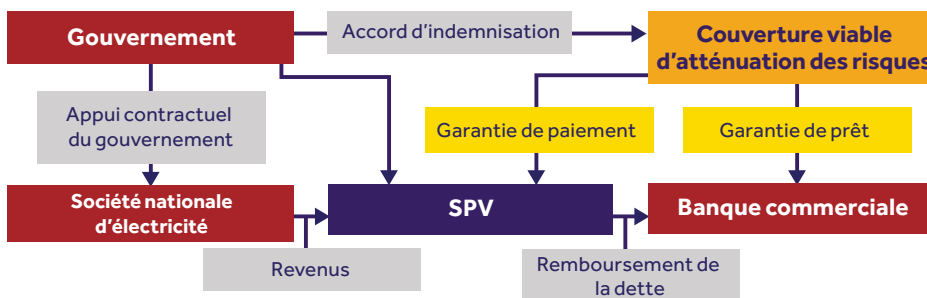
- Les garanties à première demande et les LC appuyant les obligations de l'IPP envers la société nationale d'électricité et de cette dernière envers l'IPP tout au long du processus sont des instruments essentiels d'atténuation des risques qui incitent les parties à se conformer à leurs obligations. La Figure 27 illustre les garanties à première demande et les LC requises par la société nationale d'électricité pour garantir les obligations contractuelles de la SPV tout au long du processus (les montants sont indicatifs). Ces obligations s'ajoutent à la garantie de soumission, qui est remplacée par la garantie de développement lors de la signature du CAE.

Figure 27. Garanties du CAE



- La **garantie de la construction** garantira l'obligation de la SPV de construire dans les délais impartis et pourra être utilisée pour couvrir les dommages-intérêts dus à la société nationale d'électricité en cas de retard (ou les coûts en cas de démantèlement de la centrale en cas de rejet le cas échéant). La **garantie de performance** garantira les obligations d'exécution de la SPV conformément aux stipulations contractuelles et peut être utilisée par la société nationale d'électricité pour couvrir les dommages-intérêts applicables en cas de sous-performance.
- Une LC en faveur de l'IPP pour le paiement de l'électricité, couvrant l'obligation de paiement de la société nationale d'électricité pendant une période continue de six mois, est généralement requise en cas de risque de liquidité de la société nationale d'électricité. Dans un contexte où la société nationale d'électricité a une faible solvabilité, l'IPP aura également besoin d'un mécanisme de soutien en cas de résiliation du CAE. Dans un tel cas, l'IPP devra rembourser sa dette et s'appuiera à cet effet sur le paiement du montant de résiliation par la société nationale d'électricité, garanti le cas échéant comme l'illustre la Figure 28.

Figure 28. Illustration de la structure de la garantie



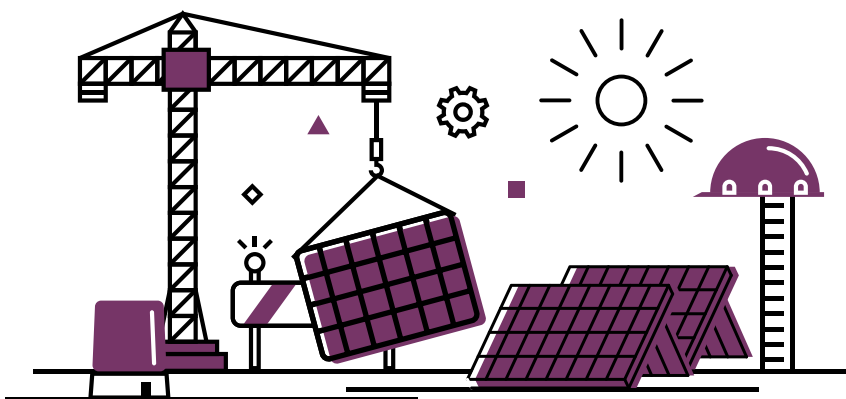
5.5 CONSTRUCTION ET PRODUCTION

*Une fois les IPP sélectionnés, le gouvernement doit notamment répondre aux questions suivantes : **Les IPP respectent-ils le calendrier et les exigences techniques convenus ? Comment les actifs seront-ils transférés (si tel est le cas) à la fin du CAE ?***

Dans le cadre du CAE, l'IPP doit se conformer à des exigences techniques en matière de construction et d'exploitation que le gouvernement doit suivre pour s'assurer que la conception est conforme aux exigences du réseau et du pays. La société nationale d'électricité vérifie généralement, avant le raccordement, que les exigences techniques sont respectées.

Pendant l'exploitation, il est essentiel de fournir des prévisions de production fiables sur 24 heures, 12 heures et généralement 1 heure ainsi que sur quelques minutes pour soutenir les équipes de planification et de dispatch. Les outils de prévision utilisés peuvent être sur le site ou centralisés. Généralement, les pays disposent à la fois de prévisions propres à chaque site fourni par l'IPP et de prévisions centralisées pour tous les projets d'énergies renouvelables variables sur leurs réseaux.

À la fin du CAE et si le CAE était en mode « construction, exploitation et transfert », le projet doit être transféré au gouvernement. Les accords de concession et/ou les CAE prévoient généralement le transfert de la centrale solaire soit à l'autorité contractante, soit à la société nationale d'électricité. Certains mécanismes et dispositions spécifiques doivent être inclus dans le CAE pour garantir que l'installation à transférer, respecte des critères de performance prédéfinis. Toutefois, un transfert de ce type est généralement assez complexe en raison des taxes et du processus de démantèlement.



6

CONCLUSION



CONCLUSION

À l'issue de la mise en œuvre de l'approche 'SRMI' par un pays, ce dernier disposera d'un pipeline de projets solaires durables et plus abordables financés par le secteur privé et basés sur une répartition des risques équilibrée entre les parties prenantes publiques et privées. Le programme solaire ainsi développé participera à la lutte contre le changement climatique, permettra au pays de remplir une partie de ses contributions déterminées au niveau national, de soutenir son programme d'électrification et d'améliorer sa sécurité énergétique tout en maximisant ses impacts socio-économiques.

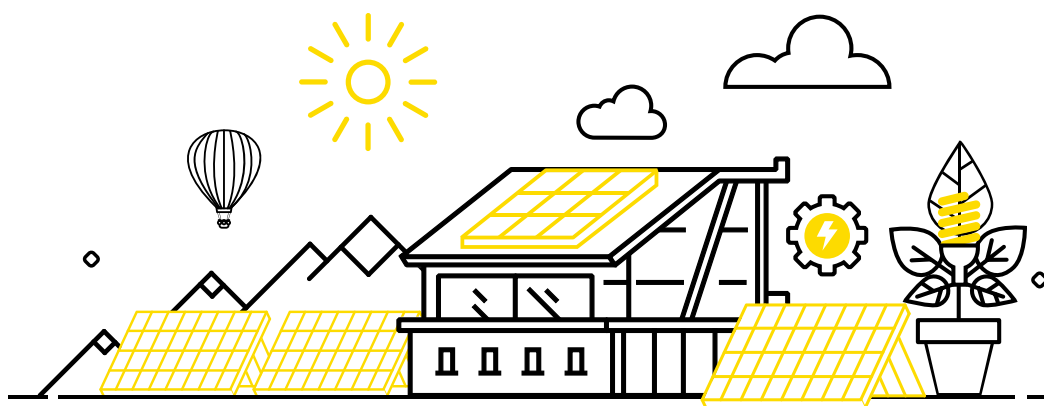
Ce document présente les étapes clés que le gouvernement doit considérer pour attirer des investissements privés tout en prenant en compte ses propres contraintes et restrictions. Le *tableau 6* présente un exemple de matrice de répartition des risques ainsi que les instruments d'atténuation des risques associés.

Tableau 6. Matrice de répartition des risques de déploiement de projets solaires et instruments d'atténuation associés

RISQUE	RESPONSABILITÉ	ATTÉNUATION
RISQUES LIÉS AU PROCESSUS		
Adéquation du projet avec les ambitions du pays	Gouvernement	Plans d'électrification et de génération à moindre coût définis lors de la phase de planification. Spécifications techniques du projet claires et transmises aux développeurs lors du processus d'appel d'offres.
Passation des marchés	Gouvernement	Définition claire des rôles et responsabilités des parties prenantes lors de la stratégie de déploiement, reflétées dans un cadre juridique et réglementaire approprié. Plate-forme électronique sécurisée pour l'organisation des appels d'offres concurrentiels.
Sélectionner des acteurs du secteur privé adéquats	Gouvernement	Sondage de marché pour obtenir des informations utiles notamment à la conception des critères de préqualification visant à sélectionner des acteurs capables de livrer la centrale solaire dans les délais impartis et conformément aux exigences.
RISQUES LIÉS AU PROJET		
Investissement (fonds propres) et financement (emprunts)		
Accès au financement dans des conditions compétitives	IPP	Projet bancable avec une répartition équilibrée des risques, avec un profil de risques amélioré le cas échéant par des mécanismes de soutien (à l'instar d'une garantie de prêt ou d'une facilité de trésorerie).
Défaut de paiement du service de la dette	IPP	Lettre de crédit au profit de l'IPP/de la banque pour atténuer le risque de liquidité en cas de retard de paiement à l'IPP par la société nationale d'électricité. Les indemnités de résiliation sont définies dans le CAE de telle sorte à couvrir à minima l'encours de la dette de l'IPP envers la banque de financement. Mécanismes d'appui appropriés pour garantir le paiement des indemnités de résiliation (couvert par l'accord de mise en œuvre avec le gouvernement et appuyé, le cas échéant, par une garantie).
Rapatriement des montants distribués	IPP	Un cadre juridique et réglementaire adéquat en place, soutenu par le gouvernement dans l'accord de mise en œuvre et renforcé, le cas échéant, par une garantie appropriée.

RISQUE	RESPONSABILITÉ	ATTÉNUATION
Construction		
Aspects environnementaux et sociaux	IPP	Mobilisation des terrains dans le cadre d'un programme de parc solaire par le gouvernement.
Autorisations	IPP	Cadre juridique approprié et processus rationalisé mis en place par le gouvernement, avec une atténuation supplémentaire dans le cadre du programme de parcs solaires.
Retard dans la construction de la centrale solaire	IPP	<p>Dommages-intérêts applicables en vertu du CAE pour inciter l'IPP à respecter le calendrier contractuel.</p> <p>Le plan de déploiement de parcs solaires réduit ce risque pour l'IPP en atténuant le risque lié à l'accès aux terrains, mais augmente le risque pour le gouvernement si l'infrastructure du parc solaire n'est pas prête à temps (en particulier la ligne d'évacuation du réseau).</p>
Rejet de la centrale solaire	IPP	Un mécanisme de test clair permettant à la société nationale d'électricité de rejeter une centrale défaillante avec un dispositif de garantie approprié en place pour inciter l'IPP à respecter ses obligations de démantèlement et, le cas échéant, à indemniser la partie publique concernée d'une partie des coûts encourus.
Exploitation et maintenance		
Effacement de la production	Gouvernement	<p>Dispositions de type « take or pay » réduisant les risques de pertes de revenus de l'IPP découlant d'un effacement de la production (non planifiée au titre de la maintenance).</p> <p>Préparation technique effectuée en amont par le gouvernement pendant la phase de planification et réalisation des investissements publics nécessaires à l'intégration des ERV (renforcés par un déploiement basé sur un poste source ou un parc solaire).</p>
Mauvaise performance de la centrale solaire	IPP	<p>Dommages et intérêts applicables en vertu du CAE pour inciter l'IPP à respecter les engagements contractuels en termes de performance.</p> <p>Résiliation du CAE pour défaut de paiement de l'IPP en cas de performance inférieure aux seuils prédéfinis.</p>
Résiliation	Gouvernement	<p>En cas de résiliation sans démantèlement (le gouvernement prenant en charge l'exploitation de la centrale) :</p> <p>Les stipulations incluses dans le CAE peuvent exiger une maintenance adéquate avec un mécanisme de test et un compte séquestre approprié pour inciter l'IPP à respecter ses obligations en matière de maintenance.</p>

RISQUE	RESPONSABILITÉ	ATTÉNUATION
Risques transversaux		
Risque de change	IPP/Gouvernement	Flux des revenus correspondant autant que possible aux flux de financement. CAE indexé sur le taux USD/EUR (correspondant à la devise de financement) Mécanisme de couverture pour atténuer le risque de change résiduel.
Modification de la loi	Gouvernement	Indemnisation de l'IPP en cas de changement de la loi incluse dans le CAE, et prise en charge par le gouvernement dans le cadre de l'accord de mise en œuvre et avec l'appui, si nécessaire, d'une garantie.
Force majeure	IPP/Gouvernement	Assurance pour atténuer les cas de force majeure naturelle. Les cas de forces majeures politiques sont couverts par la société nationale d'électricité dans le CAE avec le soutien du gouvernement dans le cadre de l'accord de mise en œuvre, avec l'appui si nécessaire d'une garantie.
Résiliation anticipée du CAE	IPP	En cas de défaillance de la société nationale d'électricité entraînant la résiliation anticipée du CAE : La somme due à l'IPP est définie de telle sorte à couvrir a minima l'encours lié à la dette ainsi le capital investi par l'IPP. Mécanismes d'appui appropriés pour garantir le paiement de l'indemnité de résiliation (couvert par l'accord de mise en œuvre avec le gouvernement et appuyé, le cas échéant, par une garantie).



RÉFÉRENCES

- Dhakouani A. 2017. *Long-term optimization model of the Tunisian power system*.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544217316122>
- ESMAP. 2018. *Multi-Tier Framework for Measuring Energy Access*.
- ESMAP. 2019a. *Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers*.
 ESMAP Technical Report 014/19. Washington, DC: World Bank.
<http://hdl.handle.net/10986/31926>.
- ESMAP. 2019b. "Efficient Clean Cooking and Heating". <https://www.esmap.org/node/71163>.
- ESMAP. 2019c. Rethinking Power Sector Reform.
https://www.esmap.org/rethinking_power_sector_reform.
- Hystra. 2017. Reaching Scale in Access to Energy.
- IEA. 2018. *World Energy Outlook 2018*. <https://www.iea.org/weo2018/>.
- IRENA. 2017. *Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Solar PV*.
 Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Benefits-Leveraging-Local-Capacity-for-Solar-PV>.
- IRENA. 2018. *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018*. Abu Dhabi: IRENA.
- NREL. 2018. *Productive Use of Energy in African Micro-Grids: Technical and Business Considerations*.
<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71663.pdf>.
- SEfor4ALL (Sustainable Energy for All) and World Bank. 2015.
Beyond Connections: Energy Access Redefined.
<https://www.seforall.org/sites/default/files/Beyond-Connections-Introducing-Multi-Tier-Framework-for-Tracking-Energy-Access.pdf>.
- World Bank. 2018a. *Electric Mobility and Development: An Engagement Paper from the World Bank and the International Association of Public Transport*.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/193791543856434540/pdf/132636-EMADv4-web.pdf>.
- World Bank. 2018b. *The Energy Subsidy Reform Assessment Framework (ESRAF) Good Practice Notes: Toward Evidence-Based Energy Subsidy Reforms*.
<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/28863/121266-WP-PUBLIC-10-11-2017-16-35-36-ESRAFReportOverviewNoteFINALdigital.pdf?sequence=4>.
- World Bank. 2019a. *ESMAP Technical Guide 1: Grid Integration Requirements for Variable Renewable Energy*. Washington, DC: World Bank.
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/32075>.
- World Bank. 2019b. *ESMAP Technical Guide 2: Compensation Devices to Support Grid Integration of Variable Renewable Energy*. Washington, DC: World Bank.
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/32074>.
- World Bank. 2019c. *Technical Guide 1-4: VRE Integration on the World Bank Battery Storage Program*.
 Washington, DC: World Bank. <https://www.esmap.org/batterystorage>.



 **SRMI** Solar Risk
Mitigation Initiative

