

INSTITUT
MONTAIGNE



Énergie solaire en Afrique : un avenir rayonnant ?



NOTE FÉVRIER 2019

Think tank indépendant créé en 2000, l'Institut Montaigne est une plateforme de réflexion, de propositions et d'expérimentations consacrée aux politiques publiques en France et en Europe. À travers ses publications et les événements qu'il organise, il souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique avec une approche transpartisane. Ses travaux sont le fruit d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique, ouverte sur les comparaisons internationales. Association à but non lucratif, l'Institut Montaigne réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des personnalités issues d'horizons divers. Ses financements sont exclusivement privés, aucune contribution n'excédant 1,5 % d'un budget annuel de 4,5 millions d'euros.

INSTITUT
MONTAIGNE



Énergie solaire en Afrique : un avenir rayonnant ?

NOTE - FÉVRIER 2019

*Il n'est désir plus naturel
que le désir de connaissance*

SOMMAIRE

Introduction	4
I - État des lieux de l'énergie solaire en Afrique	6
1. L'électricité est encore rare et chère dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne	6
2. L'énergie solaire, un fort potentiel encore très peu développé	24
3. Les initiatives existantes	32
II - Les conditions préalables au développement de projets solaires financés par le secteur privé	37
1. Les acteurs présents sur le marché des centrales solaires IPP en Afrique	38
2. Un cadre politique et réglementaire adapté, prérequis indispensable	44
III - Comprendre le retard actuel	53
1. Une centrale solaire est un ouvrage capitalistique de petite taille, ce qui soulève des enjeux de financement	53
2. Certaines politiques d'aide au développement créent d'importantes distorsions sur le marché	58
3. Le mécanisme d'appel d'offres présente des limites dans des contextes de marchés peu matures ou des projets de petite taille	68
Conclusion	84

INTRODUCTION

L'Afrique verra sa population doubler en 30 ans pour atteindre près de 2,5 milliards d'habitants en 2050¹. Nombreux sont ceux qui identifient le développement économique des pays du continent africain comme étant la principale réponse face à cette croissance démographique exponentielle.

Sont également évoquées régulièrement les difficultés d'accès à des biens essentiels : eau, nourriture, éducation, soin, logement, emploi. Le Président Emmanuel Macron a quant à lui mentionné la promotion de la culture et du sport lors de son dernier déplacement au Nigeria². Bill Gates préconise d'investir prioritairement dans le capital humain : l'éducation et la santé³.

Pourtant, un aspect fondamental est trop souvent oublié : l'accès à l'énergie. Sans énergie, tous les autres combats sont voués à l'échec. Pomper de l'eau douce dans les nappes phréatiques, faire fonctionner des dispensaires médicaux, permettre aux écoliers de faire leurs devoirs le soir ou d'avoir accès à internet : aucun développement économique ou humain n'est possible sans énergie. Or, plus de 645 millions d'Africains n'ont toujours pas d'accès à une source d'électricité⁴, un chiffre en augmentation continue, et sans que des signes d'inversion de cette tendance ne soient perceptibles par les populations qui y sont confrontées.

Les difficultés de réalisation des projets d'infrastructures dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne sont connues : risque politique, coûts de mobilisation des financements, faiblesses des réseaux électriques existants, déficit de capacité de maîtrise d'ouvrage, manque de formation des institutions locales, lacunes des régimes réglementaires, manque de planification, faible liquidité du secteur financier, solidité financière des contreparties, etc.

S'il est incontestable que le déploiement massif et rapide de moyens de production d'électricité en Afrique est indispensable au développement économique et humain du continent, il existe plusieurs voies pour y parvenir. Une vision de long terme peut conduire à privilégier le déploiement de grands barrages hydroélectriques, solutions décarbonées mais très longues à mettre en œuvre et non forcément adaptées à

¹ Étude biennale de l'INED (septembre 2017) - https://www.ined.fr/fichier/s_rubrique/26889/547.population.societes.septembre.2017.tous.les.pays.du.monde.fr.pdf

² <http://premium.lefigaro.fr/international/2018/07/03/01003-20180703ARTFIG00300-au-nigeria-macron-veut-seduire-l-afrique-anglophone.php>

³ <http://premium.lefigaro.fr/vox/monde/2018/09/18/31002-20180918ARTFIG00004-bill-gates-il-n-y-a-pas-d-effet-immediat-de-l-aide-aux-pays-pauvres-sur-les-migrations.php>

⁴ Banque africaine de développement : <https://www.afdb.org/fr/documents/document/afdb-groups-strategy-for-the-new-deal-on-energy-for-africa-2016-2025-96494/>

l'ensemble des territoires. À l'inverse, le sentiment d'urgence peut inciter à recourir à une solution de facilité : faire appel à des moyens de production thermiques (centrales au charbon, à gaz, ou au diesel) plus rapides à déployer mais émetteurs de CO₂. Bien que complémentaires, ces deux stratégies semblent l'une comme l'autre incapables de répondre seules aux besoins à venir d'une population qui comportera 1,3 milliards d'habitants supplémentaires d'ici 30 ans⁵ : la première souffre de l'écueil d'une phase de développement d'une durée incompatible avec l'urgence constatée, la seconde demeure insoutenable tant sur le plan climatique que sur le plan économique en cas de hausse du prix des combustibles fossiles.

Depuis près d'une décennie, l'arrivée sur le marché de la technologie de production d'électricité solaire photovoltaïque, ouvre de nouvelles perspectives pour l'électrification du continent africain. La chute du prix des panneaux solaires et des batteries, la croissance exponentielle de l'énergie solaire⁶ dans le monde⁷, et diverses initiatives telles que l'Initiative africaine pour les énergies renouvelables (AREI) ou les prises de parole de Jean-Louis Borloo auprès du grand public⁸, ont pu laisser penser que le problème de l'accès à l'énergie en Afrique était un problème résolu ou en passe de l'être. Pourtant, nous en sommes très loin. À ce jour, seule une dizaine de centrales solaires de plus de 5 MW⁹ ont été raccordées au réseau dans toute l'Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud), dont quatre pour le seul Sénégal. L'Afrique reste la grande absente de la vague de déploiement de centrales solaires dans le monde. C'est un échec collectif dont il faut comprendre les raisons profondes.

⁵ Étude biennale de l'INED (septembre 2017) - https://www.ined.fr/fichier/s_rubrique/26889/547.population.societes.septembre.2017.tous.les.pays.du.monde.fr.pdf

⁶ Le choix a été fait pour cette note de se concentrer sur le sujet de l'électricité. Pour cette raison, l'expression « énergie solaire » sera à interpréter, dans cette note, comme faisant référence à l'électricité produite à partir de l'énergie solaire.

⁷ En 2017, 98 GW de centrales solaires ont été mises en service, contre seulement 76 GW en 2016 et 50 GW en 2015 (source AIE : http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf).

⁸ Entre 2015 (<http://premium.lefigaro.fr/politique/2015/03/03/01002-20150303ARTFIG00338-borloo-l-afrique-est-le-principal-relais-de-croissance-de-l-europe.php>) et 2017 (<https://www.jeuneafrique.com/404369/economie/clap-de-fin-ambitions-africaines-de-jean-louis-borloo/>)

⁹ Une centrale solaire d'une puissance de 5 MW peut fournir l'électricité permettant de couvrir la consommation annuelle moyenne d'une population de 30 000 habitants (estimation sur la base d'un productible solaire de 2 000 kWh/kWc et d'une consommation moyenne de 300 kWh par an et par foyer).

ÉTAT DES LIEUX DE L'ÉNERGIE SOLAIRE EN AFRIQUE

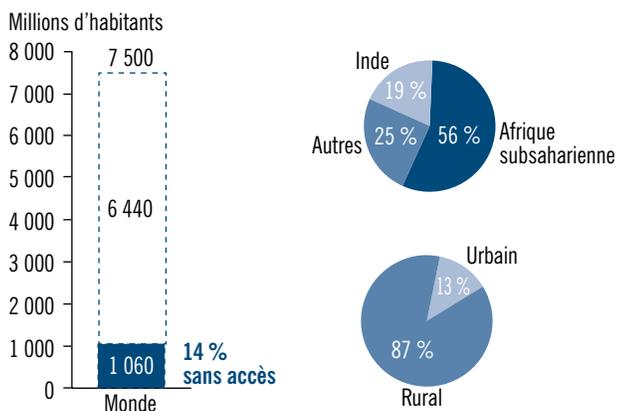
1. L'électricité est encore rare et chère dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne

a. Des besoins considérables

Le continent africain est en déficit chronique d'électricité, ce qui constitue évidemment un frein au développement économique et humain. Ce déficit se mesure par l'observation de trois variables qu'il convient de distinguer : l'**accès** à l'électricité, la **consommation** d'électricité (demande), la **capacité** installée¹⁰ (offre).

14 % de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité, soit plus d'un milliard de personnes. Dans leur écrasante majorité (87 %), il s'agit de populations rurales. Pour plus de la moitié (56 %), il s'agit de populations vivant en Afrique subsaharienne. L'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne est en effet le plus faible au monde, avec un taux moyen de 32 % selon la Banque africaine de développement.

Figure 1 – Taux d'accès à l'électricité (2016)



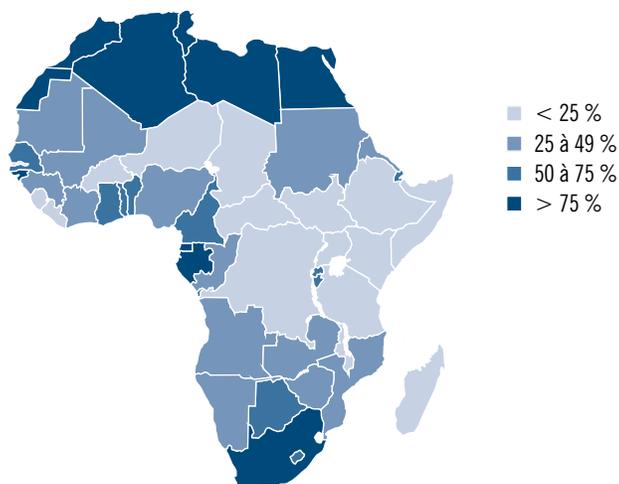
Source : ATKearney¹¹ - IEA World Energy Outlook 2017.

¹⁰ La capacité étant elle-même liée à la production électrique : à capacité égale, la production électrique est d'autant plus importante que le facteur de charge est élevé.

¹¹ ATKearney – Energy Poverty Factbook : <http://www.energy-transition-institute.com/Insights/EnergyPoverty.html>

Selon une étude de McKinsey¹², en 2015, seuls sept pays d'Afrique subsaharienne offraient un accès à l'électricité à plus de 50 % de leur population : l'Afrique du Sud (85 %), le Ghana (72 %), le Gabon (60 %), la Namibie (60 %), la Côte d'Ivoire (59 %) le Sénégal (57 %) et le Cameroun (54 %). Dans le reste de l'Afrique subsaharienne, le taux d'accès moyen à l'électricité dépasse à peine 20 %.

**Figure 2 – Taux d'accès à l'électricité
en Afrique subsaharienne (2015, répartition par région)**



Source : AIE, BAD¹³.

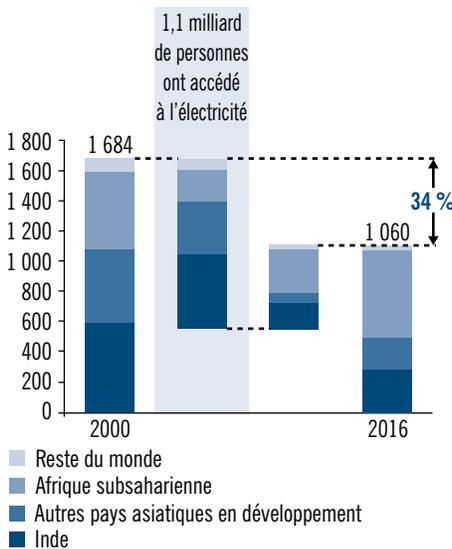
Depuis l'an 2000, plus d'un milliard de personnes ont obtenu un accès à l'électricité tandis que la population mondiale augmentait de 557 millions d'individus. La proportion de la population mondiale n'ayant pas accès à l'électricité a ainsi baissé de 34 % depuis 2000, conséquence des progrès réalisés en Asie où le taux d'accès est passé de 67 % en 2000 à 89 % aujourd'hui. L'Afrique subsaharienne est la seule région du monde où l'évolution est négative, la croissance démographique (270 millions d'habitants en plus par rapport à l'an 2000) étant supérieure au rythme auquel les populations accèdent à l'électricité (200 millions d'accès supplémentaires sur la même période). Sur la base des tendances dessinées par

¹² *Brighter Africa : The growth potential of the sub-Saharan electricity sector* (2015) : https://www.mckinsey.com/~/media/McKinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/Brighter_Africa-The_growth_potential_of_the_sub-Saharan_electricity_sector.ashx

¹³ Banque Africaine de Développement : <https://www.afdb.org/fr/documents/document/afdb-groups-strategy-for-the-new-deal-on-energy-for-africa-2016-2025-96494/>

les politiques actuelles, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité en Afrique subsaharienne devrait continuer à augmenter jusqu'en 2025¹⁴ voire 2040¹⁵ selon les estimations. En 2040, près de 95 % de la population mondiale n'ayant pas accès à l'électricité sera située en Afrique subsaharienne.

Figure 3 - Évolution de la population mondiale sans accès à l'électricité
En millions de personnes, 2000-2016



- Aujourd'hui, près de 1,1 milliard de personnes n'ont pas accès à des installations électriques, soit environ 14 % de la population mondiale.
- Depuis 2000, 1,1 milliard de personnes ont accédé à l'électricité, et la population mondiale a augmenté de 557 millions de personnes. La proportion de la population globale sans accès à l'électricité a ainsi baissé de 34 %.
- L'Inde a connu l'un des taux d'électrification les plus rapides au monde, permettant à 500 millions de personnes d'accéder à l'électricité en 16 ans. D'autres pays asiatiques en développement ont connu des progrès importants, et le taux d'électrification de l'Asie est désormais de 89 %, contre 67 % en 2000.
- L'Afrique subsaharienne est la seule région avec une courbe négative, le nombre de personnes sans accès à l'électricité ayant augmenté de 70 millions sur la période.

Note : Pays asiatiques en développement : Bangladesh, Brunei, Cambodge, Chine, Inde, Indonésie, Corée du Nord, Malaisie, Mongolie, Birmanie, Népal, Pakistan, Philippines, Singapour, Sri Lanka, Thaïlande, Vietman, Afghanistan, Laos, nations du Pacifique. Le total mondial inclut L'OCDE et l'Europe de l'Est/l'Eurasie.

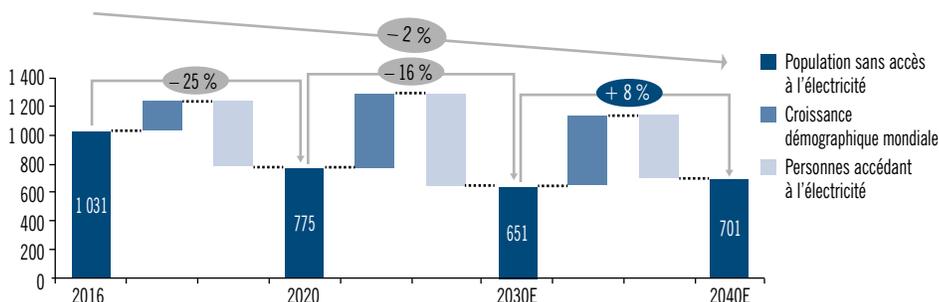
Source : ATKearney¹⁶.

¹⁴ Analyse McKinsey - <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/renewable-energy-evolution-not-revolution>

¹⁵ ATKearney – *Energy Poverty Factbook* : <http://www.energy-transition-institute.com/Insights/EnergyPoverty.html>

¹⁶ *Ibid.*

Figure 4 - Estimation et projection de la population mondiale* n'ayant pas accès à l'électricité



De 2016 à 2030, le nombre de personnes sans accès à l'électricité devrait diminuer, de 1,031 milliard à environ 650 millions. Après 2030, la population globale sans accès à l'électricité devrait augmenter à nouveau. Elle devrait dépasser les 700 millions de personnes, soit 9 % de la population mondiale à cette période. Près de 95 % de ces personnes vivront en Afrique subsaharienne.

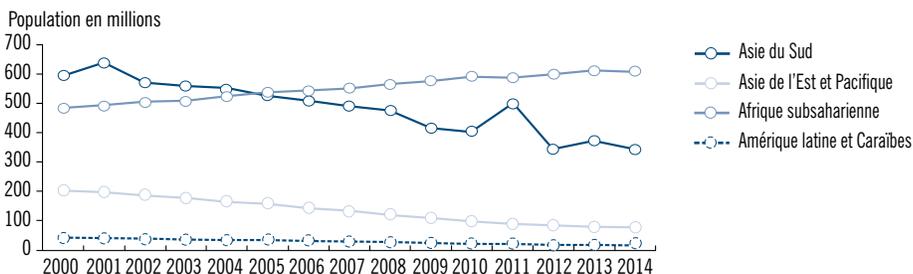
* La Banque mondiale estime à 1 031 millions le nombre de personnes sans électricité, un chiffre légèrement différent de l'estimation de l'AIE (1 061 millions).

Source : ATKearney¹⁷, 2016.

Cette analyse est également partagée par la Banque Mondiale, qui constate que le taux de croissance du nombre d'habitants ayant accès à l'électricité (5,4 % par an) est très en deçà du taux qui serait nécessaire pour atteindre un accès universel à l'électricité à horizon 2030 (8,4 % par an) compte tenu de la croissance démographique.

Figure 5 - Évolution de la population sans accès à l'électricité, 2000-2014¹⁸

Le rythme de développement de l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne est inférieur à la croissance démographique.



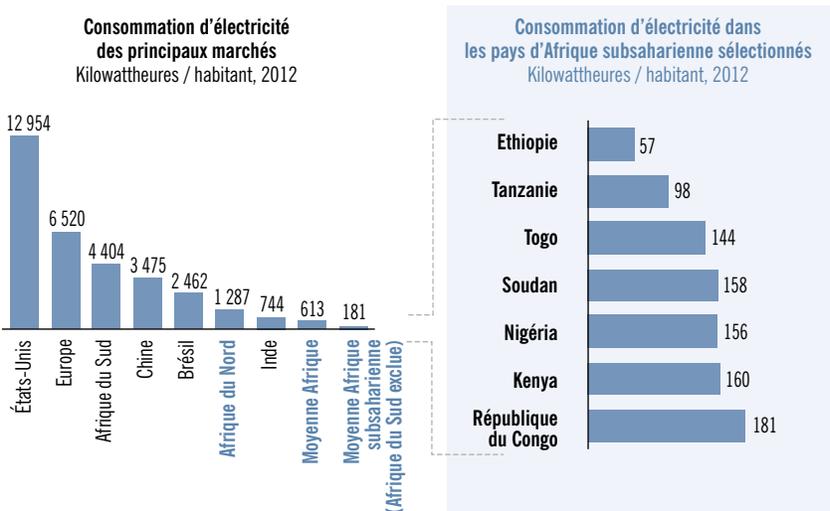
Source : Données de l'IAE et de la Banque mondiale, 2017.

¹⁷ ATKearney – *Energy Poverty Factbook* : <http://www.energy-transition-institute.com/Insights/EnergyPoverty.html>

¹⁸ Banque Mondiale – *State of Electricity Access Report* <http://documents.worldbank.org/curated/en/364571494517675149/pdf/114841-REVISED-JUNE12-FINAL-SEAR-web-REV-optimized.pdf>

Ce taux d'accès mesure la part de la population disposant d'une source d'électricité, mais cette source est le plus souvent non fiable ou insuffisante pour couvrir les besoins – voire ni fiable ni suffisante. La consommation moyenne d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) est ainsi de 181 kWh/an/personne¹⁹, à comparer à l'Inde (744 kWh/an/personne), au Brésil (2462 kWh/an/personne), à l'Europe (6500 kWh/an/personne) ou aux Etats Unis (13 000 kWh/an/personne).

Figure 6 - Consommation d'électricité dans le monde et en Afrique subsaharienne



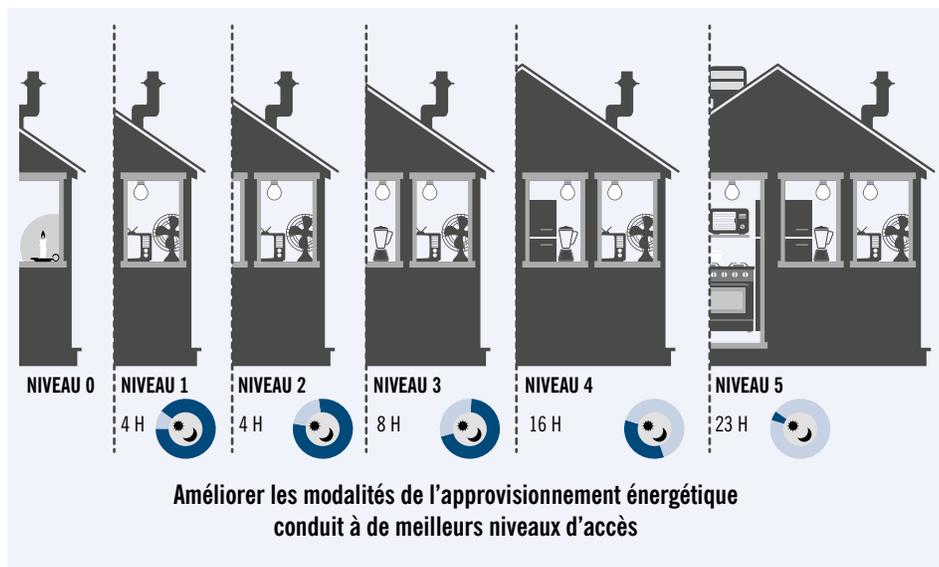
Source : World Development Indicators; World Bank Group; Non-OECD Energy Statistics. Banque mondiale et Banque africaine de développement, 2016²⁰.

La notion d'accès à l'électricité est délicate à manier car il est nécessaire de distinguer un accès parfaitement fiable d'un accès plus aléatoire. L'initiative « Sustainable Energy for All » (SE4ALL) portée par la Banque mondiale, a mis au point le concept de « Multi Tier Framework » pour qualifier cinq niveaux distincts de qualité d'accès à l'électricité, décrits dans les illustrations ci-dessous.

¹⁹ Banque Africaine de Développement : <https://www.afdb.org/fr/documents/document/afdb-groups-strategy-for-the-new-deal-on-energy-for-africa-2016-2025-96494/>

²⁰ Banque africaine de développement : <https://www.afdb.org/fr/documents/document/afdb-groups-strategy-for-the-new-deal-on-energy-for-africa-2016-2025-96494/>

Figure 7 - Les différents niveaux de qualité de l'accès à l'électricité (Multi Tier Framework développé par SE4ALL, Banque mondiale²¹)



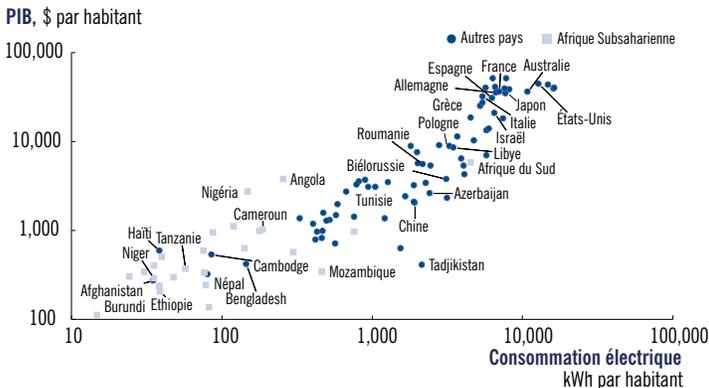
	Niveau 0	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5
Capacité		Capacité (de 3 W à plus de 2 kW) et aptitude à alimenter des appareils électroménagers (applicable pour les solutions hors-réseau)				
Durée - journée		D'au moins 4 heures à plus de 23 heures dans la journée				
Durée - soirée		D'au moins 1 heure à plus de 4 heures dans la soirée				
Fiabilité					Nombre et durée des pannes	
Qualité					Les problèmes de tension ne perturbent pas l'utilisation des appareils électroménagers nécessaires	
Abordabilité					Service de base inférieur à 5 % des revenus du ménage	
Légalité					Service fourni légalement	
Santé et sécurité					Absence d'accidents	

²¹ SE4ALL : https://www.seforall.org/sites/default/files/MTFpresentation_SE4ALL_April5.PDF

L'absence d'accès à l'électricité, ou la mauvaise qualité de cet accès lorsqu'il existe, ont des répercussions significatives sur les populations et les entreprises. Selon l'OMS²², près de 600 000 Africains (essentiellement des femmes et des enfants) meurent chaque année en raison d'inhalation des vapeurs issues de l'utilisation de combustibles pour la cuisson ou l'éclairage. Selon la BAD²³, 90 % des écoles primaires d'Afrique subsaharienne n'ont pas accès à l'électricité, ce qui n'est évidemment pas sans conséquences sur les conditions de formation des élèves. Dans les hôpitaux et maternités, l'absence d'électricité empêche l'utilisation des équipements de soins adéquats.

En ce qui concerne l'activité économique, le bilan n'est pas meilleur : selon une étude de la Banque mondiale²⁴, les déficiences de l'approvisionnement en électricité seraient directement responsables de 4 % de pertes nettes sur leur chiffre d'affaires et ce alors même que 48 % des entreprises utilisent un générateur diesel pour pallier ces déficiences. 13,3 % des entreprises consultées citent l'absence d'un approvisionnement fiable en électricité comme le principal obstacle à leur développement.

Figure 8 - Relation entre consommation électrique et PIB



Source : McKinsey²⁵, 2013. IHS, IES, EIA, 2013.

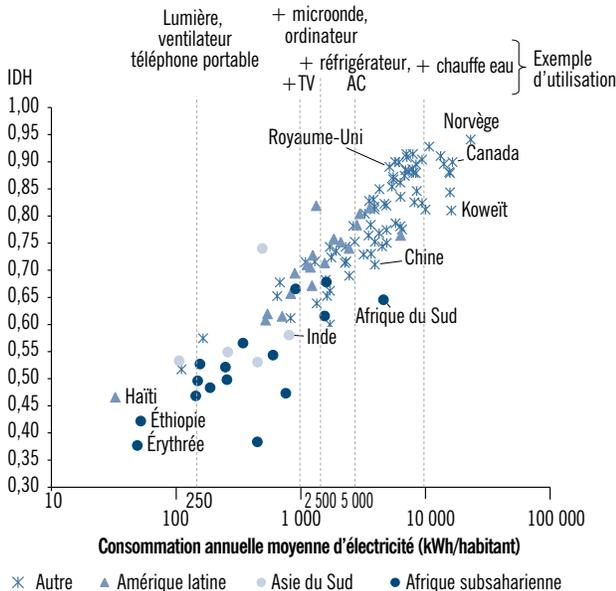
²² Rapport de la Banque africaine de développement *The Bank Group's Strategy for The New Deal on Energy for Africa 2016-2025* : <https://www.afdb.org/en/documents/document/afdb-groups-strategy-for-the-new-deal-on-energy-for-africa-2016-2025-96494/>

²³ *Ibid.*

²⁴ *World Bank Enterprise Survey*: <http://www.enterprisesurveys.org/>

²⁵ *Brighter Africa: The growth potential of the sub-Saharan electricity sector* (2015) : https://www.mckinsey.com/~/media/McKinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/Brighter_Africa-The_growth_potential_of_the_sub-Saharan_electricity_sector.ashx

Figure 9 - Relation entre consommation électrique et indice de développement humain



- L'Indice de développement humain (IDH) est un indice statistique composite qui prend en compte la durée de vie, l'éducation, et le revenu par habitant.
- Un pays obtient un meilleur IDH lorsque la durée de vie s'y allonge, l'éducation s'améliore, et le PIB par habitant augmente.
- L'IDH est étroitement corrélé à la consommation d'énergie par habitant par an dans tous ces pays.
 - la corrélation s'avère vérifiée pour le PIB/hab également ;
 - la corrélation commence à se détériorer lorsque la consommation d'énergie par habitant dépasse les 5 000 MWh/an, soulignant l'importance de l'efficacité énergétique dans les riches pays industrialisés.
- Dans beaucoup de pays en développement, la faible consommation moyenne d'électricité est amplifiée par le faible taux d'électrification, restreignant plus encore le développement socio-économique à une partie limitée de la population.
- Le niveau d'accès à l'énergie de base devrait se situer à 250 kWh par an et par personne dans les zones rurales, et à 500 kWh par an et par personne dans les zones urbaines.

Source : Banque de données de la Banque mondiale sur la consommation d'énergie. Banque de données du PNUD sur l'IDH. McKinsey²⁶, 2013.

b. Des capacités installées essentiellement thermiques et hydroélectriques

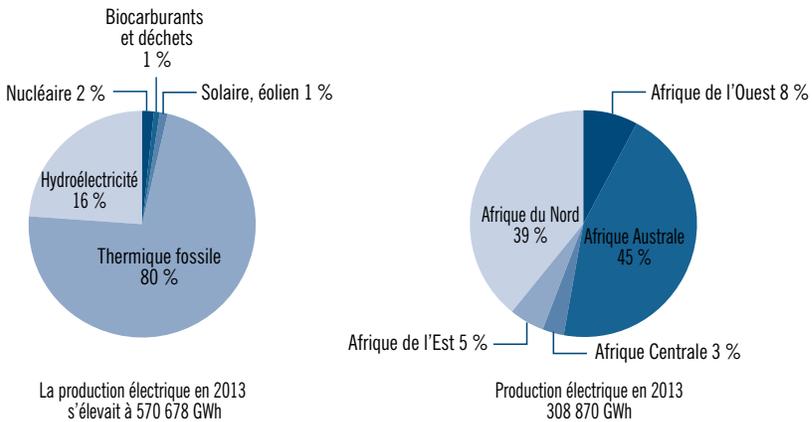
La **capacité** installée mesure la puissance de l'ensemble des ouvrages de production d'électricité, centralisés ou décentralisés. Cette capacité repose pour l'essentiel sur des moyens thermiques (charbon, gaz, diesel) ou hydro-électriques (barrages). Les capacités installées souffrent de graves insuffisances, qu'il s'agisse de leur sous-dimensionnement, leur vétusté, leur entretien défaillant, leur exposition aux problématiques d'étiage²⁷ (moyens hydroélectriques) ou aux fluctuations des prix des combustibles fossiles (moyens thermiques).

²⁶ ATKearney – *Energy Poverty Factbook* : <http://www.energy-transition-institute.com/Insights/EnergyPoverty.html>

²⁷ Difficulté d'opérer un barrage hydroélectrique à pleine puissance lorsque le volume d'eau disponible (barrage réservoir) ou le débit (hydroélectricité au fil de l'eau) se révèlent insuffisants soit pour des raisons saisonnières (saison sèche), soit pour des raisons liées à l'impact humain local (exploitation excessive des ressources d'eau localement) ou global (réurrence de sécheresses liées au changement climatique).

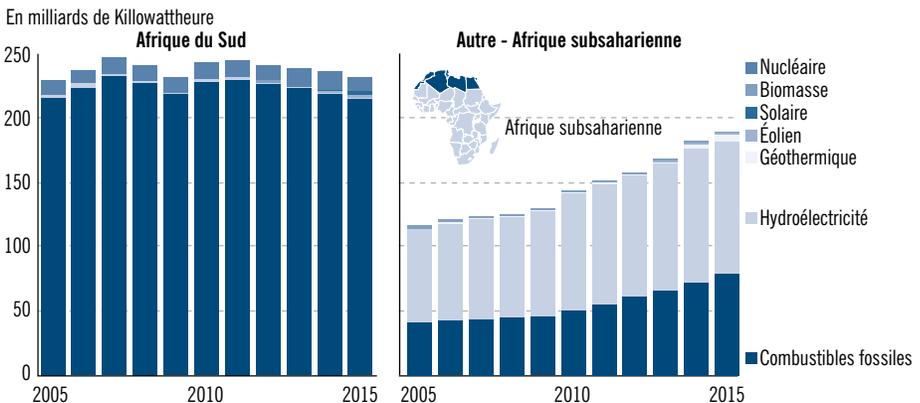
La **capacité** totale installée en Afrique est estimée à 168 GW²⁸ dont 76 GW en Afrique du Nord (Maghreb et Egypte), et 92 GW en Afrique subsaharienne dont 46 GW pour la seule Afrique du Sud.

Figure 10 - Répartition de la capacité installée en Afrique, par source et par région



Source : Nations unies et BAD, 2013²⁹. AFREC, 2015.

Figure 11 - Évolution de la capacité installée en Afrique subsaharienne



Source : EIA : <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37153>

²⁸ https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Development_Effectiveness_Review_2017/ADER_2017_En_Ch._2.pdf

²⁹ Atlas des ressources énergétiques de l'Afrique : <https://www.icafrica.org/en/knowledge-hub/article/atlas-of-africa-energy-resources-329/>

Les 48 pays d'Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) ne disposent donc que de 46 GW de capacité installée pour une population de plus d'un milliard d'habitants – à comparer aux 106 GW installés en Espagne pour une population de 45 millions d'habitants³⁰.

Compte tenu de ce déficit et des projections de croissance démographique et économique, des investissements très importants (de l'ordre de 490 milliards de dollars³¹) seraient requis dans le secteur de la production électrique d'ici 2040. A titre de comparaison, seuls 45,6 milliards de dollars ont été investis dans ce secteur entre 1990 et 2013, dont 14,3 milliards de dollars pour la seule Afrique du Sud³².

Ce décalage entre le niveau actuel des investissements et le niveau requis pour satisfaire la demande, illustre le fait que ces investissements ne pourront être réalisés uniquement par les États concernés, par l'aide au développement ou toute autre forme de fonds publics. Le recours massif aux investissements privés sera nécessaire, sous l'impulsion de « producteurs indépendants d'électricité » (« *Independent Power Producers* », ou « IPP ») dont le rôle est de financer la construction de nouvelles capacités de production d'électricité.

Plusieurs réalisations de ce type ont déjà vu le jour en Afrique. Le tableau ci-dessous regroupe la liste des infrastructures de production d'électricité construites à partir d'investissements privés en Afrique (hors Maghreb) au cours des 10 dernières années³³.

³⁰ *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Investment trends and policy lessons*, Energy Policy 2017, Anton Eberharda, Katharine Gratwickb, Elvira Morellac, Pedro Antmanncc.

³¹ *Brighter Africa : The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*, 2015 : https://www.mckinsey.com/~/media/McKinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/Brighter_Africa-The_growth_potential_of_the_sub-Saharan_electricity_sector.ashx

³² *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Investment trends and policy lessons*, Energy Policy 2017, Anton Eberharda, Katharine Gratwickb, Elvira Morellac, Pedro Antmanncc

³³ BCG : <https://www.africafc.org/Publications/Publications-Documents/BCG-Report-Africa-May-2017-Electronic-v12-may.aspx>

Pays	Année de lancement (« closing financier »)	Nom du projet	Type	Investissement total (en millions de dollars)
Afrique du Sud	2013	Avon OCGT	Thermique	654
Afrique du Sud	2013	Dedisa OCGT	Thermique	327
Afrique du Sud	2012	Solar Capital De Aar3 PV	Solaire	n.a.
Afrique du Sud	2012	Abengoa KaXu Solar I CSP Solar Plant	Solaire	844
Afrique du Sud	2012	Abengoa Khi Solar I CSP Solar Plant	Solaire	430
Afrique du Sud	2012	Biotherm - Aries Solar PV	Solaire	34
Afrique du Sud	2012	Dreunberg Solar PV	Solaire	n.a.
Afrique du Sud	2012	Inspired RustMo1 Solar Plant	Solaire	25
Afrique du Sud	2012	Kathu Solar Plant	Solaire	394
Afrique du Sud	2012	Konkoonsies Solar PV	Solaire	34
Afrique du Sud	2012	Mainstream De Aar Solar Plant	Solaire	150
Afrique du Sud	2012	Mainstream Droogfontein Solar Plant	Solaire	150
Afrique du Sud	2012	MEMC Soutpan Solar Plant	Solaire	180
Afrique du Sud	2012	MEMC Wiktop Solar Plant	Solaire	195
Afrique du Sud	2012	Mulilo De Aar Solar Plant	Solaire	35
Afrique du Sud	2012	Old Mutual - Greefspan Solar PV	Solaire	48
Afrique du Sud	2012	Old Mutual - Herbert Solar PV	Solaire	96
Afrique du Sud	2012	Old Mutual Hopefield Wind Farm	Solaire	173
Afrique du Sud	2012	Scatec Kalkbult Solar Plant	Solaire	259
Afrique du Sud	2012	Soitec CPV Solar Plant	Solaire	150
Afrique du Sud	2012	Solar Capital De Aar Solar Plant	Solaire	259
Afrique du Sud	2012	SolarReserve Lesedi Solar Plant	Solaire	294
Afrique du Sud	2012	SolarReserve Letsatsi Solar Plant	Solaire	280
Afrique du Sud	2012	Witkop Solar Power Plant	Solaire	185
Afrique du Sud	2013	ACWA - Bokport CSP	Solaire	n.a.
Afrique du Sud	2013	Bokpoort CSP Plant	Solaire	382
Afrique du Sud	2013	Jasper Solar PV	Solaire	n.a.
Afrique du Sud	2013	Linde Solar PV Plant	Solaire	386
Afrique du Sud	2013	Sishen Solar PV	Solaire	239
Afrique du Sud	2014	Mulilo Prieska Copperton Solar Plant	Solaire	70

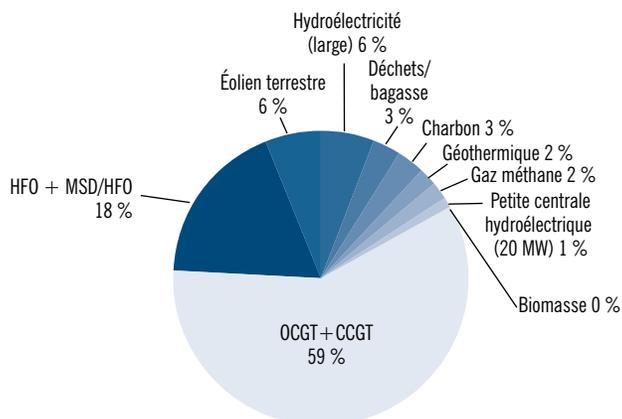
Pays	Année de lancement (« closing financier »)	Nom du projet	Type	Investissement total (en millions de dollars)
Afrique du Sud	2015	Adams Solar PV 2	Solaire	110
Afrique du Sud	2015	Karoshok Solar One CSP	Solaire	688
Afrique du Sud	2015	Mulilo Prieska Solar PV Plant	Solaire	59
Afrique du Sud	2015	Paleisheuwel Solar PV	Solaire	110
Afrique du Sud	2015	Pulida Solar PV Plant	Solaire	266
Afrique du Sud	2015	Second Mulilo-Sonnedix Prieska Solar PV Plant	Solaire	133
Afrique du Sud	2015	Tom Burke Solar Park	Solaire	88
Afrique du Sud	2015	Uppington Solar PV	Solaire	n.a.
Afrique du Sud	2015	Xina Solar One CSP	Solaire	900
Afrique du Sud	2015	Johannesburg Landfill Gas to Electricity	Méthanisation	26
Afrique du Sud	2013	Neusberg Hydro Electric Plant	Hydro	56
Afrique du Sud	2006	Darling Wind Farm	Eolien	10
Afrique du Sud	2012	ACED Cookhouse Wind Farm	Eolien	300
Afrique du Sud	2012	Biotherm - Dassiesklip Wind	Eolien	68
Afrique du Sud	2012	Gestamp Karoo Wind Farm	Eolien	185
Afrique du Sud	2012	Jeffrey's Bay Wind Farm	Eolien	296
Afrique du Sud	2012	Metro Wind Van Staadens Wind Farm	Eolien	50
Afrique du Sud	2012	Standard Bank Kouga Oyster Bay Wind Farm	Eolien	222
Afrique du Sud	2012	Sumitomo Dorper Wind Farm	Eolien	258
Afrique du Sud	2013	Amakhala Emoyeni Wind Farm	Eolien	410
Afrique du Sud	2013	Chaba Wind Farm	Eolien	36
Afrique du Sud	2013	Gouda Wind Farm	Eolien	272
Afrique du Sud	2013	Grassridge Wind	Eolien	109
Afrique du Sud	2013	Waainek Wind Farm	Eolien	46
Afrique du Sud	2013	West Coast One Wind Farm	Eolien	213
Afrique du Sud	2015	Gibson Bay Wind Farm	Eolien	174
Afrique du Sud	2015	Khobab Wind Farm	Eolien	281
Afrique du Sud	2015	Loeriesfontein 2 Wind Farm	Eolien	281
Afrique du Sud	2015	Mulilo De Aar 1 Wind Farm	Eolien	180

Pays	Année de lancement (« closing financier »)	Nom du projet	Type	Investissement total (en millions de dollars)
Afrique du Sud	2015	Mulilo De Aar 2 Wind Farm	Eolien	253
Afrique du Sud	2015	Nojoli Wind Farm	Eolien	266
Afrique du Sud	2015	Noupoort Mainstream Wind	Eolien	160
Afrique du Sud	2018	Kangnas Winf Farm	Eolien	140
Afrique du Sud	2018	Perdekraal East Wind Farm	Eolien	110
Angola	2009	Luapasso	Hydro	120
Angola	2017	Caculo Cabaça	Hydro	2 172
Botswana	2011	KSE Orapa and Mmashoro IPP	Thermique	104
Burkina Faso	2018	Essakane	Solaire	20
Cameroun	2009	Dibamba Power Plant	Thermique	126
Cameroun	2010	Kribi Power Plant	Thermique	342
Cameroun	2018	Nachtigal Power Plant	Hydro	420
Cap Vert	2010	Electra Cabeolica	Eolien	80
Côte d'Ivoire	2009	CIPREL III	Thermique	80
Côte d'Ivoire	2015	CIPREL IV	Thermique	380
Côte d'Ivoire	2015	Azito	Thermique	392
Côte d'Ivoire	2015	Singrobo	Hydro	120
Ethiopie	2014	Daewoo Aysha	Eolien	120
Gabon	2011	CODER FE II SHPP	Hydro	234
Gabon	2012	CODER Ngounie Imperatrice SHPP	Hydro	124
Ghana	2007	Osagyefo Power Barge	Thermique	100
Ghana	2007	Sunon-Asogli Gas Fired Power Plant	Thermique	200
Ghana	2009	Tema Osonor Plant Limited	Thermique	140
Ghana	2011	Sunon-Asogli Gas Fired Power Plant	Thermique	360
Ghana	2013	Takoradi 2 Thermal Power Expansion	Thermique	440
Ghana	2014	Kpone Independent Power Project	Thermique	900
Ghana	2016	Winneba	Solaire	30
Guinée	2018	Tè Power Plant	Thermal	50
Kenya	2008	Rabai Power Plant	Thermique	155

Pays	Année de lancement (« closing financier »)	Nom du projet	Type	Investissement total (en millions de dollars)
Kenya	2012	Thika Thermal Power Project	Thermique	112
Kenya	2012	Triumph HFO Power Plant	Thermique	140
Kenya	2014	GEL Heavy Fuel Oil Fired Power Plant	Thermique	96
Kenya	2013	Aeolus - Ngong Wind Project	Eolien	171
Kenya	2014	Aldwych Lake Turkana Wind Farm	Eolien	635
Kenya	2008	Mumias Power Plant	Cogénération	50
Kenya	2013	Kwale Sugar Plantation	Cogénération	200
Liberia	2009	Buchanan Biomass Plant	Biomasse	170
Liberia	2009	Kakata Power Plant	Biomasse	170
Mali	2017	Kayes Power Plant	Thermique	90
Maurice	2014	Suzlon Plaine Sophie Wind Farm	Eolien	70
Maurice	2015	Plaine des Roches	Eolien	13
Mozambique	2013	Kuvaniga Energia Power Plant	Thermique	99
Mozambique	2014	Ressano Garcia Gas-Fired Plant	Thermique	250
Mozambique	2018	Scatec Mocuba Solar Plant	Solaire	41
Nigeria	2007	Egbin Power Plant	Thermique	280
Nigeria	2013	KEPCO Egbin Power Plant	Thermique	407
Nigeria	2013	Ughelli Power Plc	Thermique	215
Nigeria	2015	Azura-Edo Gas-Fired Power Plant Phase 1	Thermique	880
Nigeria	2013	Kainji Hydroelectric Generation	Hydro	170
Rwanda	2010	Gisenyi Methane Gas Plant	Thermique	16
Rwanda	2011	KivuWatt	Thermique	142
Rwanda	2014	Agahozo-Shalom Youth PV Solar Plant	Solaire	24
Rwanda	2012	Rwanda Mountain Tea Giciye SHPP	Hydro	12
Rwanda	2015	Akanyaru Valley Peat-Fired Power Project	Biomasse	320
Sénégal	2014	Senegal Thermal Facility	Thermique	172
Sénégal	2014	Tobene IPP	Thermique	164
Sénégal	2015	Cap des Biches Oil-Fired Power Plant	Thermique	114
Sénégal	2016	Bokhol PV plant	Solaire	29
Sénégal	2016	Malicounda PV plant	Solaire	35
Sénégal	2017	Meouane PV plant	Solaire	46
Sénégal	2018	Ten Merina PV plant	Solaire	48

Pays	Année de lancement (« closing financier »)	Nom du projet	Type	Investissement total (en millions de dollars)
Sénégal	2018	Taiba Ndiaye Wind Plant	Eolien	158
Sierra Leone	2011	Addax Biomass Plant	Biomasse	30
Tanzanie	2011	Symbion Rental Ubungo Power Plant	Thermique	129
Togo	2008	Centrale Thermique de Lome	Thermique	100
Uganda	2008	Namanve Power Plant	Thermique	88
Uganda	2009	Tororo Power Station	Thermique	32
Uganda	2016	Soroti - GetFit	Solaire	19
Uganda	2007	Bujagali Hydro Project	Hydro	860
Uganda	2008	Bugoye Hydro Electric Power Project	Hydro	35
Uganda	2008	ECO Ishasha Mini Hydropower Plant	Hydro	14
Uganda	2008	Mpanga Hydro Power Project	Hydro	23
Uganda	2009	Buseruka Hydropower Plant	Hydro	27
Uganda	2012	SAEMS Nyamwamba SHPP	Hydro	34
Uganda	2015	Rwimi Hydroelectric Power Plant	Hydro	30
Uganda	2015	Siti Small Hydro Power Plant	Hydro	15
Uganda	2006	Kakira Cogeneration Plant	Cogénération	43
Uganda	2009	Kinyara Cogeneration Plant	Cogénération	29
Uganda	2009	Kinyara Cogeneration Plant	Cogénération	30
Zambie	2015	Maamba Coal-Fired Power Plant- Phase-I	Thermique	830
Zambie	2010	Sinohydro Kafue Gorge Lower HPP	Hydro	1 500
Zambie	2011	TATA Itezhi-Tezhi HPP	Hydro	230
Investissement total				26 891
Investissement moyen				208

Figure 12 : Répartition de la capacité installée à partir d'investissements privés en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud)



Capacité de production d'énergie indépendante (% de MW), par technologie : Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud), 1994 - 2014.
 Note : CCGT = turbine à gaz à cycle combiné ; HFO = fioul lourd ; MSD = diesel à vitesse moyenne ; MW = mégawatts ; OCGT = turbine à gaz à cycle ouvert.

Source : Compilé par les auteurs, fondé sur des données d'utilité publique, sources primaires et la base de données de la PPI (*Private Participation in Infrastructure*).

Source : *Energy Policy*³⁴, 1994-2014.

Plusieurs constats peuvent être établis à partir de l'analyse de ces différents projets :

- En dépit de l'arrivée récente de la technologie solaire photovoltaïque sur le marché, les centrales mises en service depuis 10 ans continuent d'être essentiellement thermiques ou hydroélectriques, dans la continuité des décennies précédentes.
- Une exception mérite d'être soulignée : l'Afrique du Sud a réussi à concrétiser un grand nombre de projets de centrales solaires, pour des raisons qui seront détaillées par la suite.
- Le montant total de ces investissements s'élève à 26,9 milliards de dollars, dont près de la moitié (12,8 milliards de dollars) pour la seule Afrique du Sud.

³⁴ *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Investment trends and policy lessons*, Energy Policy 2017, Anton Eberharda, Katharine Gratwickb, Elvira Morellac, Pedro Antmann

- Le montant moyen d'investissement est de 208 millions de dollars. La quasi-totalité des projets représentent un investissement supérieur à 30 millions de dollars.

La réalisation de projets financés par le secteur privé semble ainsi difficile dans un certain nombre de pays d'Afrique, en particulier en deçà d'une certaine taille. Ces constats seront approfondis dans les parties suivantes.

c. Une électricité onéreuse

Selon la Banque africaine de développement³⁵, le coût de production de l'électricité en Afrique subsaharienne est de l'ordre de 0,20 à 0,50 USD/kWh, ce qui est très élevé par comparaison avec la moyenne mondiale qui se situe autour de 0,10 USD/kWh.

Ce coût élevé peut s'expliquer par de nombreux facteurs : vétusté des infrastructures de production, difficultés d'accès au combustible fossile (qu'il s'agisse de l'importer ou de le transporter dans des endroits parfois reculés ou isolés), coût élevé de l'accès aux capitaux, etc. À l'ensemble de ces facteurs vient s'ajouter le fait que les populations sont logiquement conduites à faire appel à des solutions de substitution, notamment des groupes électrogènes, pour pallier les insuffisances évoquées dans les paragraphes a et b. Ces solutions de substitution répondent à un besoin spécifique, mais produisent une électricité plus onéreuse que les infrastructures prévues à cet effet.

Pour des clients ayant des difficultés à mobiliser du financement, de telles solutions de substitution demeurent attractives, car leur coût d'acquisition est accessible. En revanche, c'est à l'usage que l'électricité produite par ces groupes électrogène se révèle significativement plus onéreuse que l'électricité produite par des solutions thermiques centralisées, hydroélectriques ou renouvelables (centralisées ou décentralisées). Le coût du combustible représente un poids important, *a fortiori* lourd d'incertitudes, sans parler des émissions de CO₂ ou des dangers pour les utilisateurs (qualité de l'air, risque d'incendies, etc.).

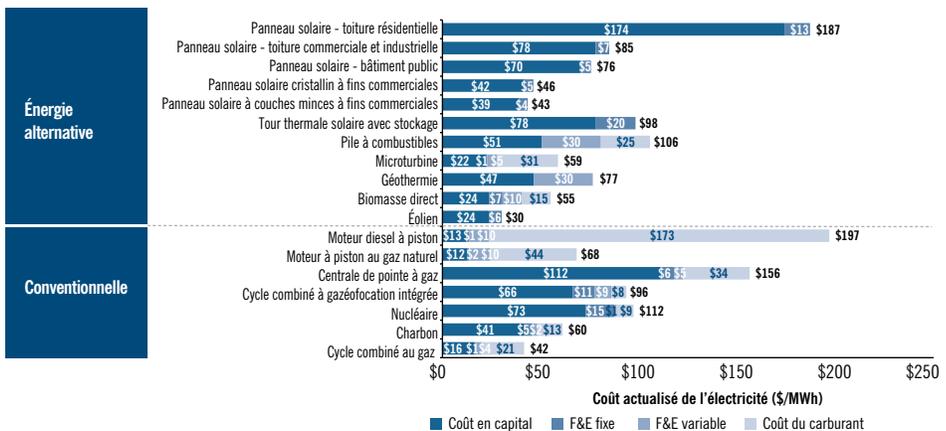
Le fait que ces moyens de substitutions parviennent à conserver leur attractivité est une illustration d'une problématique plus générale : les difficultés de mobilisation du capital et les incertitudes sur l'avenir conduisent les agents économiques (foyers ou

³⁵ Banque africaine de développement : <https://www.afdb.org/fr/documents/document/afdb-groups-strategy-for-the-new-deal-on-energy-for-africa-2016-2025-96494/>

entreprises) à favoriser une forme de court-termisme, ce qui se manifeste en matière de production d'électricité par le recours à des solutions dites à « capex faible et opex élevés », c'est-à-dire des solutions dont le coût initial (le « capex ») est le plus faible possible quitte à devoir supporter des coûts d'utilisation (les « opex ») plus élevés. C'est typiquement le cas des groupes électrogènes, mais aussi des centrales thermiques d'une manière générale³⁶. *A contrario*, la capacité à mobiliser du capital, associée à une visibilité suffisante sur le long terme, permettent aux agents économiques d'opter pour des solutions dites à « capex élevé et opex faibles ». C'est typiquement le cas des centrales solaires, éoliennes, nucléaires, ou hydroélectriques.

Le graphe ci-dessous permet d'illustrer cette différence entre capex et opex : le coût d'acquisition d'une centrale solaire y apparaît plus important que le coût d'acquisition d'un générateur diesel, mais en prenant en compte le combustible, le coût complet actualisé de l'électricité (« LCOE³⁷ ») produite par le générateur diesel est beaucoup plus élevé (197 \$/MWh) que celui de la centrale solaire (46 \$/MWh).

Figure 13 - Comparaison des LCOE des différentes sources d'électricité³⁸



Source : Lazard.

³⁶ Même si ces dernières, au-delà d'une certaine taille, entrent dans la catégorie des investissements à « capex élevés et opex élevés ».

³⁷ Le LCOE (Levelized Cost of Electricity) désigne le « coût actualisé de l'électricité » : il correspond au prix complet sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

³⁸ Étude Lazard sur le LCOE (11^e édition) : <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>

L'étude porte sur le marché US : les valeurs de LCOE ne sont pas transposables sur d'autres marchés et en particulier en Afrique subsaharienne, où le coût du capital est beaucoup plus important.

Cette question de l'arbitrage entre court terme et long terme – pour autant qu'il soit pertinent – se pose à l'échelle de l'Etat tout autant qu'à l'échelle du client confronté au choix entre une centrale solaire et un groupe électrogène diesel. Pour un Etat, sa capacité à aborder les problématiques de temps long dépendent en grande partie de ses réserves monétaires, sans lesquelles il lui est impossible de se projeter à des horizons de l'ordre de 25 à 30 ans. Pour un client (particulier, industriel, etc.), cela pose la question fondamentale de l'accès au crédit, d'où la nécessité des mécanismes de rehaussement de crédit qui sont abordés plus loin.

2. L'énergie solaire, un fort potentiel encore très peu développé

Au regard de ces difficultés, l'énergie solaire représente une solution qui semble particulièrement adaptée à la spécificité des besoins de l'Afrique. Sa compétitivité la rend de plus en plus attractive face aux solutions thermiques (charbon, gaz, diesel, etc.). Sa simplicité de fonctionnement permet une grande rapidité de construction et une facilité de maintenance, y compris dans des environnements isolés. Sa capacité à fonctionner hors réseau en fait une énergie capable d'alimenter immédiatement des populations rurales isolées sans attendre le déploiement souvent long et coûteux de lignes à haute tension. L'électricité solaire en l'absence de stockage demeure néanmoins une énergie variable produite uniquement en journée – d'où le besoin d'avoir un mix électrique solide et diversifié.

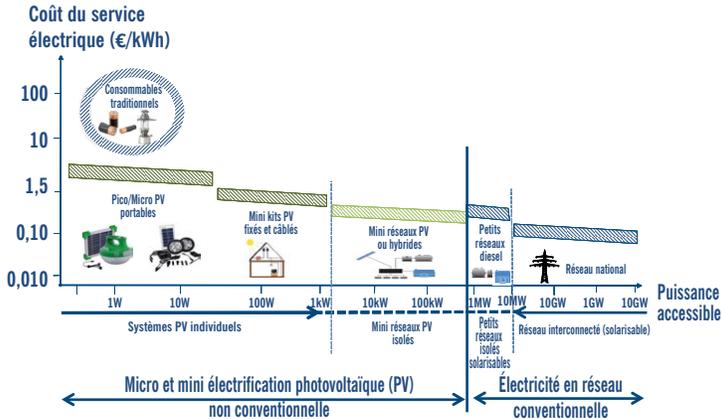
Enfin, l'électricité solaire photovoltaïque s'adapte à toutes les échelles de projets : du kit solaire équipant un foyer isolé, jusqu'à la gigantesque ferme solaire alimentant des villes entières, ce sont les mêmes cellules photovoltaïques qui sont utilisées – les progrès techniques réalisés au niveau de la cellule bénéficient ainsi à tous les segments³⁹. C'est ainsi que l'énergie solaire peut offrir une électricité bon marché y compris avec des projets de petite taille, plus adaptés aux réalités locales – là où les autres sources d'électricité reposant sur l'usage de machines tournantes nécessitent pour la plupart une taille critique pour être rentables.

L'énergie solaire en Afrique est ainsi présente sous des formes multiples : éclairage (lampadaires solaires ou lanternes solaires), kits individuels (typiquement une puissance de quelques watts), mini-centrales hors réseau (quelques kilowatts),

³⁹ C'est un atout propre à l'énergie solaire. Pour illustrer ce caractère spécifique par un exemple, on pourrait remarquer que les progrès techniques réalisées sur les centrales à charbon supercritiques ou les CCGT n'ont que peu d'effet sur le groupe électrogène utilisé à l'échelle d'un village ou d'une habitation.

toitures industrielles en autoconsommation (de la dizaine à la centaine de kilowatts), grands champs solaires (du mégawatt à quelques dizaines de mégawatts).

Des modes d'électrification différenciés et complémentaires, adaptables selon les niveaux de demandes



Source : B.Cornut (ADEME), C. de Gromard (AFD).

Ces formes se déploient dans deux contextes radicalement différents :

- Les zones raccordées aux réseaux, qualifiées de zones « *on-grid* » (réseaux interconnectés ou petits réseaux conventionnels alimentés par des groupes diesel) ;
- Les zones non raccordées aux réseaux, qualifiées de zones « *off-grid* », où les seules sources d'électricité sont des piles, batteries de voitures recyclées ou de petits groupes électrogènes individuels.

a. Les kits individuels

Pour les populations vivant en zones rurales non connectées au réseau, ainsi que pour les populations connectées au réseau mais souffrant de ses défaillances, l'acquisition d'un kit solaire, également appelé « *Solar Home System* » (le plus souvent constitué d'un panneau et d'une batterie) permet de couvrir les besoins tels que la recharge d'un téléphone portable, l'éclairage, voire une télévision ou un petit réfrigérateur. Sur le seul premier semestre 2018, 3,66 millions de produits solaires « *off-grid* » ont été vendus

dans le monde, dont 2,7 millions de lampes solaires et 395 000 kits de type « *Solar Home System* » pour une capacité totale de 26,43 MW. 40 % de ces produits (soit 1,5 millions) ont été vendus en Afrique subsaharienne.

Un cap important pourrait être franchi en démocratisant l'accès à des kits solaires de plus grande puissance. Ces kits intermédiaires permettent non seulement un accès immédiat à une première source d'énergie permettant différents usages comme l'éclairage, la recharge de téléphones mobiles ou l'utilisation de télévision mais aussi à des appareils nécessitant plus de puissance comme un congélateur, un convertisseur, des ordinateurs portables avec accès Internet 3G. L'effet bénéfique immédiat est de déployer des activités génératrices de revenus (AGR) et ainsi d'avoir un effet levier bénéfique pour le passage d'une économie informelle à la création d'une TPE. Le numérique avec le mobile monnaie couplé aux applications de « tontines » accélère cet effet levier et apporte en complément la démocratisation de l'accès à la bancarisation avec le compte sur mobile. L'ensemble de ces dispositifs participent à la création d'un cycle économique vertueux comprenant l'énergie, la bancarisation et l'entrepreneuriat.

26 Tirant parti du fort taux d'équipement de la population africaine en téléphonie mobile, le modèle dit du « *Pay-as-you-go* » rencontre un fort succès : plutôt que de demander au client de financer l'acquisition, ce qui représenterait souvent un effort financier trop important, les opérateurs financent eux-mêmes les kits et les mettent à disposition de leurs clients, lesquels remboursent en payant le temps d'utilisation *via* leur smartphone exactement de la même façon qu'ils achètent du crédit téléphonique. L'achat de crédit donne accès à un code permettant de débloquer le kit solaire. Des entreprises telles que M-Kopa, Fenix International ou Off-Grid Electric sont ainsi parvenues à installer respectivement 700 000, 250 000 et 150 000 kits solaires notamment au Kenya, en Tanzanie, en Ouganda ou en Zambie – et donnant accès à l'électricité à des millions de bénéficiaires (une installation pouvant être utilisée par 5 personnes).

b. Les mini-réseaux

Un mini-réseau désigne tout réseau électrique localisé et isolé du réseau électrique principal. Il comporte ses propres moyens de production, qui peuvent être renouvelables, thermiques, ou hybrides. À la différence de l'installation individuelle, il permet de raccorder plusieurs points de consommation, typiquement au sein d'un village ou un groupe de villages.

Ces mini-réseaux ont longtemps eu des difficultés à se développer sans subventions, car même pour des projets techniquement et socialement pertinents, le modèle économique est délicat à trouver :

- En dépit de sa petite taille, un mini-réseau représente tout de même un investissement qui vient alourdir le coût de l'électricité délivrée aux utilisateurs ;
- Le risque commercial est *a priori* important : solvabilité des clients, recouvrement des factures, raccordements sauvages sur le réseau, etc. Et la petite taille du réseau impliquant un nombre restreint de clients, les possibilités de foisonner le risque en élargissant la base de clients sont limitées au sein d'un réseau donné. La difficulté d'identifier un acheteur unique et crédible financièrement qui soit en capacité d'acheter l'électricité pendant 20 ans rend le financement très difficile en l'absence de soutien ;
- Enfin, les obstacles réglementaires ne manquent pas : dans de nombreux pays, l'opérateur national historique est en situation de monopole, ce qui interdit en principe à tout acteur privé de vendre de l'électricité directement au consommateur final.

Toutefois, comme dans le cas des kits domestiques, les évolutions technologiques récentes (digitalisation, chute des prix des cellules photovoltaïques et des batteries) ouvrent des perspectives plus prometteuses pour les mini-réseaux, à condition que les cadres réglementaires continuent d'être adaptés en ce sens. L'ensemble des institutions internationales et les fonds d'impact ont pris conscience des difficultés de concrétiser des projets de centrales raccordées aux réseaux nationaux. Aussi, de nombreuses initiatives sont actuellement en cours pour financer plus de projets non raccordés aux réseaux nationaux (projets « *off-grid* »), notamment des projets de mini-réseaux. On peut citer notamment (liste non exhaustive) :

- **Fonds OGEF** : la Banque africaine de développement en collaboration avec Nordic Fund, GEF et Calvert Impact Fund ont lancé un fonds *off-grid* de 58 millions de dollars (*Off Grid Access Fund, OGEF*) avec l'objectif d'atteindre 500 millions de dollars grâce à la Facilité d'inclusion énergétique (FEI)⁴⁰.
- **Programme ROGEP** : la Banque mondiale est en train de mettre sur pied le programme ROGEP (*Regional Off Grid Electrification Project*) de 150 millions de dollars⁴¹.

⁴⁰ <https://www.afdb.org/fr/news-and-events/african-development-bank-nordic-development-fund-and-partners-launch-off-grid-energy-access-fund-with-us-58-million-18432/>

⁴¹ <http://projects.worldbank.org/P160708?lang=en>

- **Programme Energos** : l'Union européenne finance (conjointement avec la BEI et des banques de développement locales) de nombreuses initiatives de déploiement de réseaux dans le cadre du 11^e Fonds européen de développement, *via* un programme appelé ENERGOS, avec notamment 117 millions de dollars attribués en 2016 en Côte d'Ivoire⁴².
- **Programme Millennium Challenge Corporation** : cette initiative de l'Administration américaine consiste en un partenariat avec les pays qui ont mis en place des réformes en vue d'une meilleure gouvernance et d'un environnement favorable à l'initiative privée. Il comporte la constitution d'un fonds destiné à accélérer la croissance pour réduire la pauvreté. Dans plusieurs pays, ce fonds fournit un financement pour l'électrification hors-réseau et la construction de mini-réseaux. C'est par exemple le cas au Bénin, où 32 millions de dollars y sont consacrés.
- **Programme Essor Accès à l'Electricité (A2E)** : le département britannique pour le développement international (DFID) soutient le gouvernement de la République Démocratique du Congo pour la réalisation de ses objectifs de réforme du climat des affaires (programme Essor) avec un volet « Accès à l'électricité » visant à mettre en concession des projets solaires couplés à des réseaux indépendants.
- **Prêts directs** : la Banque africaine de développement a financé, à hauteur de 28 millions USD (en monnaie locale), Zola EDF Côte d'Ivoire (consortium EDF/*Off-Grid Electric*) pour le déploiement de leur activité de fourniture de *Solar Home Systems*.

En conclusion, le développement de ce segment suppose une meilleure implication des acteurs publics pour apporter une réponse à ces différents enjeux, qui ne pourront à court terme se traiter uniquement par une pure logique de marché.

Kits individuels et mini-réseaux peuvent apporter une contribution décisive au développement d'activités génératrices de revenus et des services publics dans les communautés rurales. L'essentiel de l'activité économique étant diurne, le couplage de ces installations solaires à des solutions de stockage de très faible dimension (suffisamment pour compenser l'intermittence mais pas pour fournir de l'électricité pendant la nuit) permet de couvrir une grande partie des besoins sans surcoût significatif. L'hybridation avec des sources complémentaires d'électricité (mini-hydro,

⁴² <http://www.eib.org/fr/infocentre/press/releases/all/2016/2016-076-la-bei-renforce-son-action-en-cote-divoire-117-meur-pour-le-developpement-du-projet-energus.htm>

mini-éolien, biomasse, groupe électrogène, etc.) permet de prolonger la fourniture d'électricité et de services pendant la nuit. Ces solutions seront amenées à jouer un rôle majeur : d'après une étude de la Banque africaine de développement⁴³, près de 70 % de la production électrique future en zone rurale en Afrique sera issue de solutions *off-grid* ou *mini-grid*, dont deux tiers à partir d'énergie renouvelable (essentiellement solaire ou mini-hydro).

Le rôle des ONG

Les ONG, souvent en partenariat avec des opérateurs privés et regroupés dans des fonds de dotations⁴⁴ et l'Agence des micro-projets (partenaire de l'Agence française de développement), jouent un rôle important : elles permettent de couvrir des zones reculées et difficiles d'accès où l'usage du réseau public est quasi-inexistant et l'utilisation de groupes électrogènes complexe et onéreuse. En incubant ainsi des projets mettant à disposition l'énergie solaire, les ONG contribuent à l'accélération des principaux vecteurs de développement : agriculture, santé, éducation, entrepreneuriat. Le déploiement de petits projets *off-grid* conjointement à l'incubation de ces activités génératrices de revenus permet de développer de nouveaux savoir-faire répliquables rapidement et simplement. Les États peuvent s'associer aux projets pilotes pour les reproduire ensuite sur l'ensemble du territoire, si besoin avec l'appui des banques de développement. Cet effet d'incubation présente de nombreux aspects vertueux : il est rapide, peu onéreux et très efficient. Il permet de répondre rapidement à des demandes locales émises directement par les populations dont la demande en électricité ne pourrait être satisfaite par l'État ou la compagnie nationale d'électricité avant plusieurs années. Ainsi une partie des usagers s'approprient une électricité peu onéreuse et simple à déployer. Les témoignages recueillis par l'Agence des micro-projets sont unanimes : 97 % des bénéficiaires n'envisagent pas un retour à l'électricité issue des groupes électrogènes, une source qu'ils estiment polluante, bruyante, onéreuse et demandant une logistique complexe.

⁴³ https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Development_Effectiveness_Review_2017/ADER_2017_En_Ch._2.pdf

⁴⁴ Comme par exemple Synergie solaire qui regroupe 130 entreprises de la filière EnR françaises.

c. Les toitures (ou ombrières de parking) industrielles et commerciales en autoconsommation

De nombreux industriels et entreprises du secteur tertiaire sont confrontés à de réelles difficultés sur le plan énergétique. Outre le surcoût lié à l'usage du groupe électrogène qui vient dégrader leur compétitivité, certaines activités industrielles requièrent une alimentation électrique stable et de qualité, la moindre coupure se traduisant par des dommages sur la production industrielle dont le coût peut être démesuré.

Dans ce contexte, équiper sa toiture d'une installation solaire ou son parking d'une ombrière solaire, sont des décisions qui devraient en toute logique s'imposer dans l'esprit de tout décideur souhaitant améliorer ses coûts de production. Jusqu'à ce jour, rares sont pourtant ceux qui ont franchi le pas, pour plusieurs raisons :

- **Horizon d'investissement.** Le fait de substituer tout ou partie de l'électricité du réseau et du groupe électrogène par une installation solaire est une opération rentable à partir de 4 à 10 ans, une fourchette large car dépendant du prix de l'électricité fournie par le réseau (laquelle est souvent subventionnée) ou du prix du diesel utilisé dans le groupe électrogène (là encore, bénéficiant souvent de subventions). Cette durée de 4 à 10 ans est encore dissuasive pour de nombreux industriels dont l'horizon d'investissement est souvent de l'ordre de 2 ans.
- **Risques d'une contrepartie unique.** Cette difficulté liée à l'horizon d'investissement pourrait être contournée en recourant à un tiers-investisseur, qui se rémunérerait en vendant l'électricité à l'occupant du bâtiment ou en lui louant l'installation (par exemple *via* un crédit-bail). Malheureusement, cette solution se heurte à deux difficultés majeures : une difficulté commerciale d'une part, avec l'obligation pour l'occupant de s'engager sur une durée longue (au moins supérieure à la durée nécessaire pour que l'opération soit jugée rentable par le tiers-investisseur), ce qui est délicat au regard des multiples facteurs pouvant survenir (déménagement, évolution de l'activité, etc.) ; une difficulté financière d'autre part, l'investisseur demeurant tributaire d'une défaillance de son unique client.
- **Inadéquation du cadre réglementaire.** À supposer que cette deuxième difficulté soit surmontable (par exemple, en regroupant de multiples projets ensemble de manière à limiter l'impact d'une défaillance d'un client), l'opération demeure souvent irréalisable pour des raisons d'ordre réglementaire : monopole de l'opérateur national historique, absence de système de valorisation du surplus

d'électricité injecté sur le réseau, etc. On observe toutefois depuis peu une recrudescence de systèmes *off-grid* ou hybrides parvenant à éviter cette difficulté grâce à des schémas de type « *leasing* ».

- **Méconnaissance des possibilités offertes par l'énergie solaire photovoltaïque.**

De nombreux industriels manquent de formation sur le sujet et ne provisionnent pas pour réaliser les investissements nécessaires.

d. Les grands ouvrages de production d'énergie solaire (champs solaires)

Les systèmes individuels ou hors réseaux ne pourront, seuls, répondre aux enjeux. La demande d'électricité est en forte croissance dans les villes, où la densité de population, la vie en habitat collectif, et la consommation d'électricité par habitant plus importante, ne permettent pas à des kits solaires de couvrir en totalité les besoins. Des centrales solaires de plus grande puissance raccordées aux réseaux sont donc nécessaires.

L'adaptabilité de l'électricité solaire lui permet de pouvoir se positionner sur un segment de taille « intermédiaire », à mi-chemin entre les kits solaires destinés aux villages et les installations centralisées de très grande puissance alimentant les mégapoles.

Ce segment intermédiaire regroupe, pour simplifier, les centrales de 5 à 50 MW, un niveau de puissance qui est à la fois :

- Suffisamment important pour répondre aux besoins diurnes actuels d'une agglomération de 30 000 à 300 000 habitants⁴⁵. C'est dans ces agglomérations moyennes, plus que dans les capitales, que l'urgence énergétique est la plus criante.
- Suffisamment modeste pour pouvoir s'insérer sur les réseaux électriques existants souvent sous-dimensionnés, n'ayant pas été prévus pour évacuer l'électricité produite. Il est très rare de trouver des postes sources pouvant accueillir des capacités solaires supérieures à 50 MW, la norme étant plutôt autour de 10 à 20 MW – des puissances considérables par comparaison à un kit solaire individuel mais relativement faibles au regard des autres ouvrages thermiques ou hydroélectriques dont les puissances atteignent souvent plusieurs centaines de MW.

⁴⁵ Estimation sur la base d'un productible solaire de 2 000 kWh/kWc et d'une consommation moyenne de 300 kWh par an et par foyer.

À l'échelle du continent africain, le nombre de centrales solaires de ce type ayant pu être réalisées, est extrêmement faible.

Figure 14 : Centrales solaires de plus de 5 MW construites, raccordées et en production (hors Maghreb et Afrique du Sud)

Pays	Projet	Puissance	Année de mise en service	Spécificité
Sénégal	Santhiou Mékhé - Senergy I	30 MW	2017	
Sénégal	Bokhol - Senergy II	20 MW	2017	
Sénégal	Ten Merina	30 MW	2018	
Sénégal	Malicounda	22 MW	2017	
Burkina Faso	Zagtouli	33 MW	2017	Projet subventionné par l'UE et l'AFD
Burkina Faso	Essakane	15 MW	2018	Projet privé <i>off-grid</i> pour le compte exclusif d'un site minier
Rwanda	Agahozo Shalom - Gigawatt Global	8 MW	2014	Projet subventionné (US Africa Clean Energy Finance de l'OPIIC, et EEP https://eepafrica.org/)
Ouganda	Soroti - GetFIT	10 MW	2016	Projet subventionné <i>via</i> le système GetFIT où une part importante du tarif d'achat d'électricité est payé par KfW
Ghana	Winneba	20 MW	2016	
Mauritanie	Toujounine	50 MW	2017	Projet subventionné par le Fonds arabe pour le développement économique et social
Niger	Malbaza	7 MW	2018	Projet subventionné par la coopération indienne

Source : auteurs.

En agrégeant l'ensemble des segments, on estime la capacité solaire totale installée en Afrique fin 2017 à environ 3,06 GW⁴⁶, dont 1,7 GW pour la seule Afrique du Sud et 0,5 GW pour les pays du Maghreb. Un chiffre à comparer à la capacité totale installée sur le continent, toutes énergies confondues, qui s'élève à 168 GW⁴⁷.

Il convient toutefois de bien distinguer la capacité de production électrique en réseau et la question du nombre de personnes ayant accès à l'électricité : on peut intégrer des dizaines de Gigawatts de nouvelles capacités de production d'électricité photovoltaïque dans les réseaux électriques africains sans que les populations rurales,

⁴⁶ IRENA, Statistiques de capacité renouvelable 2018.

⁴⁷ https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Development_Effectiveness_Review_2017/ADER_2017_En_Ch._2.pdf

non connectées à ces réseaux, ne voient leur situation s'améliorer. Réciproquement, on peut aussi distribuer de petits kits solaires individuels à des dizaines de millions d'utilisateurs en zone isolée, sans toucher aux réseaux électriques nationaux, sans que cela n'ait un impact sur les statistiques de la sous-capacité électrique africaine. Ces modes d'électrification sont différenciés et complémentaires, adaptables selon les niveaux de demandes. Répondre au défi de l'accès à l'électricité des populations d'Afrique subsaharienne suppose donc un développement conjoint de l'ensemble des solutions disponibles en fonction des spécificités de la demande locale.

3. Les initiatives existantes

Des initiatives internationales prometteuses commencent à apparaître pour répondre à l'urgence de l'accès à l'électricité en Afrique, mais doivent encore démontrer leur potentiel.

a. Les initiatives de la COP 21

Dans le sillage de l'Accord de Paris sur le climat, fin 2015, la COP 21 a vu le lancement de plusieurs initiatives sectorielles pour les énergies vertes.

Pour l'énergie solaire, la plus importante de ces initiatives est sans doute l'**Alliance solaire internationale (ASI)**, lancée par la France et l'Inde, et comportant aujourd'hui 47 États membres, dont plus d'une moitié d'États africains. Initialement restreinte aux pays situés entre les deux tropiques, l'ASI sera prochainement ouverte à l'ensemble des États membres de l'ONU.

L'objectif affiché par l'ASI est le déploiement de 1 000 GW de capacités solaires supplémentaires d'ici 2030, pour un montant estimé à 1 000 milliards de dollars. Pour ce faire, l'ASI travaille avec un large réseau de partenaires, sur plusieurs axes : amélioration et harmonisation des cadres réglementaires ; diffusion de modèles de contrats standardisés ; recensement de la demande et lancement d'appels d'offres harmonisés et plurinationaux, notamment pour les applications solaires agricoles ; création d'un mécanisme financier de couverture des risques pour les petites installations solaires, sous l'égide de la Banque Mondiale et de l'AFD ; programmes de formation à destination des décideurs et des techniciens, ainsi que formation de formateurs (via le réseau STAR-C). L'ASI a également lancé des programmes spécifiques pour les applications dites décentralisées (principalement agricoles), les

mini-réseaux et les toitures solaires. Ayant réellement débuté ses travaux en 2018, l'ASI devra démontrer sa valeur ajoutée au cours des prochaines années.

Lancée en même temps que l'ASI lors de la COP21 en 2015 pour résoudre la question du passage à l'échelle des enjeux, l'initiative « **Terrawatt Initiative** » – reconnue comme ONG par l'ONU (CNUCED) – est une plate-forme ouverte, rassemblant tous les volontaires travaillant sans but lucratif avec toutes les parties prenantes pour concevoir et mettre en œuvre de nouveaux cadres et institutions locales (réglementations, garanties, contrats, marchés des capitaux, numérisation des processus) pour accélérer la transition globale. Portée par de nombreux acteurs privés (Engie, Total, IBM, Société Générale, KPMG, Schneider Electric, Blackrock, etc), elle vise notamment à contribuer à structurer le dialogue entre le secteur privé et les États pour rendre possible le déploiement d'un terrawatt de nouvelles capacités solaires photovoltaïques à horizon 2030 en harmonisant les cadres réglementaires, en développant des instruments financiers adaptés et en créant une place de marché mondiale – ces avancées étant par la suite applicables à d'autres marchés d'infrastructures durables.

Dans la continuité des travaux de l'ASI et de Terrawatt Initiative, et à l'initiative du Togo, six pays d'Afrique subsaharienne (le Bénin, le Burkina Faso, le Gabon, le Mali, le Niger et le Togo) ont choisi de se constituer en « groupe de pays pilotes » pour mettre en œuvre de manière concrète les priorités définies par l'Alliance Solaire Internationale⁴⁸. Ces six pays vont ainsi définir collectivement, avec l'appui d'experts juridiques financés avec l'assistance des pays et institutions partenaires de l'ASI, un cadre réglementaire et contractuel commun.

Moins avancée que l'ASI, l'**initiative africaine pour les énergies renouvelables (AREI)** est directement pilotée par l'Union africaine, avec l'appui de la Banque africaine de développement. Sa principale utilité pourrait être de mobiliser les gouvernements africains derrière des objectifs partagés d'amélioration des cadres réglementaires afin d'attirer les investissements, et de renforcement des compétences.

On peut également mentionner l'initiative « **Mission Innovation** », dont l'objectif est d'augmenter les investissements publics et privés dans la R&D et les technologies propres. L'initiative inclut plusieurs « défis » thématiques pilotés par des coopérations entre États. La France copilote avec l'Inde le « défi » de l'accès à l'électricité hors réseau.

⁴⁸ Il s'agit de l'Initiative de Lomé : <https://www.agenceecofin.com/solaire/1209-59880-6-pays-africains-se-mobilisent-pour-plus-d-investissements-dans-l-energie-solaire>.

b. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a été lancée en 2011. Elle compte actuellement 159 États et 24 en voie d'adhésion, ce qui en fait une organisation quasi universelle. Son objectif initial était de recenser et de diffuser la connaissance disponible concernant les énergies renouvelables, non seulement sur le plan technique, mais également en faisant le point sur les ressources et le potentiel de déploiement de chaque type d'énergies renouvelables dans les différents États membres. Pour ce faire, elle dispose d'une équipe de chercheurs à plein temps, et produit des études et des outils adaptés : *Renewable Energy Roadmaps* (REMaps) et *Renewables Readiness Assessments* (RRA) pour les États, publications sur les technologies, recensements des données et statistiques, Atlas global des potentiels EnR.

Aujourd'hui, l'IRENA a diversifié ses activités. Elle facilite la mise en œuvre de projets, *via* des outils de mise en contact des décideurs et des investisseurs (Project Navigator, Marketplace), ainsi que par le biais d'une facilité financière conjointe avec l'ADFD (*Abu Dhabi Fund for Development*). L'IRENA pilote également des initiatives sectorielles visant le déploiement ciblé de différents types d'EnR : Alliance mondiale pour la géothermie (GGA), initiative pour les petites îles (*SIDS Lighthouses*), « corridors » pour les énergies propres (*Clean Energy Corridors*) en Afrique et en Amérique centrale. L'IRENA intervient également conjointement avec Terrawatt Initiative sur l'élaboration des cadres contractuels standardisés.

L'un des axes de travail prioritaires pour l'IRENA est l'amélioration du dialogue avec le secteur privé, qui existe mais demeure insuffisant. Un tel dialogue permettrait notamment à l'IRENA de prendre davantage conscience des besoins des entreprises du secteur solaire, et d'adresser les bons messages à ses États membres. Ce sera l'un des enjeux des prochaines années.

c. Autres initiatives en cours

Parmi les autres initiatives en cours, la liste ci-dessous est non exhaustive :

- « **Sustainable Energy for All** », lancée en 2011 par l'Assemblée générale des Nations unies avec trois objectifs d'ici 2030 : assurer un accès universel à l'énergie, et notamment à l'électricité, doubler l'efficacité énergétique, afin de diminuer la consommation totale d'énergie, doubler la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.

- « **Global Electricity Initiative** », lancée en 2012 par un partenariat rassemblant le *World Energy Council*, le *World Business Council for Sustainable Development* et le *Global Sustainable Electricity Partnership*. Le rôle de cette initiative est d'encourager l'action et la coopération entre les utilities pour atteindre l'objectif d'un accès universel à l'électricité en 2030.
- « **Power Africa** », lancée en 2013 par les États Unis avec pour ambition l'ajout de 30 GW de capacités de production d'électricité décarbonée en Afrique subsaharienne et d'offrir un accès à l'électricité à 60 millions de foyers et entreprises supplémentaires.
- « **Energy Africa campaign** », lancée en 2015 par le Royaume Uni, avec pour ambition d'encourager l'utilisation d'énergie solaire en milieu rural et l'investissement dans des sociétés spécialisées dans l'électricité *off-grid*.
- « **New Deal for Energy in Africa** », lancée en 2015 par la Banque africaine de développement, avec pour ambition l'accès universel à l'électricité à horizon 2025. Ce programme vise 160 GW de nouvelles capacités de production d'électricité.
- « **African Energy Leaders Group** » (**AELG**), lancée en 2015 pour réunir les dirigeants politiques et économiques autour des questions de réformes et d'accélération des investissements requis pour mettre un terme à la pauvreté énergétiques et créer les conditions de la future croissance du continent africain.
- « **Electrification Financing Initiative** », lancée en 2016 par la Commission européenne pour développer l'accès à l'énergie et les solutions *off-grid* à destination des communautés rurales d'Afrique subsaharienne. La dotation actuelle est de 115 millions d'euros.
- « **Clean Energy Transitions Programme** », un programme lancé en 2017 par l'Agence internationale de l'énergie et 13 pays, doté d'un budget de 30 millions d'euros. Ce programme vise à apporter un soutien technique aux gouvernements des pays émergents dans leurs efforts de développement des énergies renouvelables.

Si elles sont encourageantes, ces initiatives témoignent aussi d'une certaine dispersion des moyens, et ne sont pas encore parvenues à apporter des solutions immédiatement opérationnelles en mesure de répondre à l'ampleur des enjeux.

Elles illustrent l'émergence et la formalisation de plus en plus claire du besoin d'un dialogue des parties prenantes de manière ouverte et innovante, mais leurs difficultés témoignent aussi de l'existence de barrières culturelles entre public et privé qui nécessitent un fort *leadership* politique pour être surmontées. La France, pays hôte de la COP 21 et initiateur du *One Planet Summit*, a un rôle particulier à jouer sur ce plan.

Enfin, ces initiatives illustrent la volonté de la communauté internationale de s'attaquer au problème de l'électrification du continent africain, et de mobiliser des moyens importants pour y parvenir. Mais cette volonté se heurte encore à des obstacles, dont certains sont bien identifiés et d'autres plus méconnus - c'est l'objet de la deuxième partie.

LES CONDITIONS PRÉALABLES AU DÉVELOPPEMENT DE PROJETS SOLAIRES FINANCÉS PAR LE SECTEUR PRIVÉ

La première partie a permis de dresser un état des lieux de la problématique de l'accès à l'électricité en Afrique et d'identifier l'énergie solaire photovoltaïque comme une solution possible dont le potentiel demeure aujourd'hui largement sous-exploité. Parmi les différentes échelles de déploiement de l'énergie solaire, depuis la maison individuelle jusqu'au champ solaire de taille industrielle, le segment des centrales au sol de taille intermédiaire (de 5 à 50 MW) raccordées aux réseaux électriques doit faire l'objet d'une attention particulière : son potentiel de production important le rend indispensable à l'atteinte des objectifs d'électrification, et pourtant il s'agit aussi du segment où les obstacles semblent les plus importants.

- L'énergie solaire décentralisée, à l'échelle de l'habitation individuelle avec un modèle en *pay as you go*, semble avoir trouvé une viabilité économique dans plusieurs pays même si la pérennité du modèle reste à confirmer. Cette voie doit être poursuivie.
- L'énergie solaire dans les mini-réseaux ou à l'échelle des bâtiments industriels et commerciaux, se heurte à des difficultés qui ont été brièvement mentionnées ci-dessus. Ces difficultés sont connues et bien identifiées.
- En revanche, les facteurs qui conduisent les installations solaires de taille moyenne (de 5 à 50 MW) à ne pas se développer davantage demeurent plus flous car, sur le plan théorique, rien ne devrait aujourd'hui s'y opposer, comme le démontre d'ailleurs l'exemple de l'Afrique du Sud. Mais de puissants freins semblent toujours enclenchés sur le reste du continent africain et, si cette tendance se poursuit, l'objectif d'une capacité installée de l'ordre de 100 GW⁴⁹ solaire à l'horizon 2030 semble compromis. C'est pourtant une limite basse pour parvenir à suivre le rythme de la croissance démographique tout en évitant que la demande croissante d'électricité soit remédiée par des moyens thermiques plus chers et plus émetteurs de CO₂.

La spécificité des freins qui entravent le développement de ces centrales de taille intermédiaire, si cruciales pour réussir l'électrification du continent africain, et

⁴⁹ Selon l'AREI, d'ici 2030, la capacité installée totale pourrait être 610 GW, avec 330 GW en énergies renouvelables – soit une augmentation d'un facteur supérieur à 8 – avec l'énergie hydraulique contribuant à hauteur de 100 GW, éolienne 100 GW, l'énergie solaire photovoltaïque et le centre solaire à concentration 93 GW, la biomasse 32 GW et géothermique 4 GW. A titre de comparaison, l'Inde a fixé un objectif de 100 GW solaire pour l'année 2022.

l'ampleur des investissements à réaliser pour y parvenir, conduit à cibler la suite de l'analyse spécifiquement sur les obstacles au déploiement des centrales solaires de taille moyenne financées par le secteur privé (« IPP »).

Le reste s'attachera à étudier plus spécifiquement le segment de ces centrales solaires « IPP » et cette deuxième partie commencera par rappeler les conditions préalables au succès de tout programme de déploiement d'infrastructures de ce type : une vision politique volontariste et ambitieuse, une planification rigoureuse et réaliste, des mécanismes efficaces au service de cette planification, et enfin la présence de capacités techniques et d'expertise pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques existants.

1. Les acteurs présents sur le marché des centrales solaires IPP en Afrique

Il convient de faire une distinction entre plusieurs types d'acteurs dont les besoins et les contraintes sont très différents : les développeurs, les investisseurs, les prêteurs, les contractants EPC et O&M, et les fournisseurs de solutions ou de produits.

a. Les développeurs de projets

Le développeur fait face à des risques élevés. En effet, le développement d'un projet est l'activité qui consiste à réaliser l'ensemble des étapes préalables à la construction : sécurisation du foncier, réalisation des études techniques et environnementales, obtention des droits et autorisations nécessaires, levée des financements, etc. Il n'est pas rare que cette phase amont nécessite plusieurs années, entre trois et dix selon la complexité du projet. C'est une activité très risquée, dans la mesure où les ressources qui y sont investies sont perdues si le projet ne voit jamais le jour – ce qui peut arriver pour de multiples raisons souvent hors du contrôle du développeur.

Parmi les principaux développeurs de projets actifs sur le segment des centrales solaires en Afrique, on peut citer par exemple :

- Acteurs français : Total Eren, GreenWish Partners, Akuo Energy, Neoen, Orion Solaire, Quadran International, Urbasolar, Greenyellow, Générale du Solaire, Voltalia, Smart Energies, etc. ;

- Acteurs étrangers : Scatec Solar, Acwa Power, Mulilo, Access Power, Windiga, Building Energy, Enel Green Power, Aldwych, Biotherm Energy, FRV, Masdar, Ibvogt, Acciona, Alten, Globeleq, etc.

b. Les investisseurs

L'investisseur (qui peut être, ou non, intégré avec le développeur), fait face à des risques de très long terme. En effet, la plupart des ouvrages de production d'énergie renouvelable sont des infrastructures très capitalistiques, au sens où l'essentiel de l'investissement est consenti au moment de la construction – la part relative des coûts d'exploitation étant par comparaison assez faibles. Un tel investissement nécessite entre 15 et 25 ans de revenus stables et déterminés à l'avance pour pouvoir être financé par de la dette dans des conditions viables. Un tel horizon de temps implique un niveau d'incertitude très élevé sur un certain nombre de paramètres : stabilité politique, réglementaire ou fiscale, taux de change, capacité du client à honorer les factures, etc. D'où la nécessité de contrats très spécifiques pour allouer ces différents risques de manière à ne pas décourager l'investissement. Pour pouvoir investir, ce type d'acteur peut avoir un intérêt à assumer un rôle de développement, par exemple sur le volet social et environnemental des projets.

Parmi les principaux investisseurs actifs sur le segment des centrales solaires en Afrique, on peut citer par exemple :

- Acteurs français : Engie, EDF EN, Total Eren, STOA, Meridiam, Eranove, etc. ;
- Acteurs étrangers : Africa 50, IFC, Actis, Scatec Solar, Acwa Power, InfraMed Infrastructure, AIIIM, InfraCoafrika, Norfund, Globeleq, etc.

c. Les prêteurs

Les prêteurs ont pour rôle le financement des projets sous forme de dette. Il peut s'agir de banques commerciales, de banques de développement multilatérales (Banque mondiale, Banque africaine de développement, Banque asiatique de développement, etc.), d'agences nationales de développement (AFD, KfW, OPIC, etc.) ou leurs filiales dédiées au secteur privé (Proparco, IFC, FMO, DEG, etc.), d'agences de crédit export (BPI Coface, Exim Bank, etc.). Dans la mesure où la dette représente souvent une part importante du montant d'investissement (typiquement entre 70 % et 90 % selon les cas), les prêteurs assument l'essentiel du risque financier d'un projet, mais il convient

de souligner qu'en cas de défaillance, les prêteurs sont remboursés en priorité par rapport aux investisseurs.

Parmi les principaux bailleurs actifs sur le segment des centrales solaires en Afrique, on peut citer par exemple :

- Acteurs français : AFD, Proparco, Société Générale, BNP Paribas, Natixis, Crédit Agricole, etc. ;
- Acteurs étrangers : FMO, KFW, DEG, AfDB, BEI, OPIC, BIO, CDC, Finnfund, MUFG, etc.

Les capacités financières de ces acteurs seront probablement insuffisantes au regard des besoins du continent, raison pour laquelle des mécanismes de finance de marché doivent également être mis en place. L'accès à la finance de marché suppose de pouvoir agréger les différents projets en une classe d'actifs unique avec des standards de titrisation et de notation. C'est l'un des chantiers ouverts par l'Alliance solaire internationale et Terrawatt Initiative (comme mentionné en première partie).

d. Les contractants EPC et O&M

Les contractants EPC (Engineering, Procurement, Construction) ont pour rôle la construction des centrales, ce qui inclut une dimension d'ingénierie exécution (Engineering), une dimension achat et logistique (Procurement) et une dimension de chantier proprement dit (Construction). Le contractant EPC intervient dans une phase du projet située moins en amont que le développeur, et supporte par conséquent des risques d'une autre nature, mais qu'il convient toutefois de rappeler : risque fiscal (TVA notamment), risque sûreté, risque juridique local, etc.

Les contractants O&M (Opération et Maintenance) ont pour rôle l'exploitation et la maintenance des centrales, ce qui inclut une dimension de management (monitoring, supervision) et une dimension très locale (intervention rapide en cas de défaillance technique, nettoyage des panneaux, entretien des espaces verts, etc.).

Parmi les principaux contractants EPC et O&M actifs sur le segment des centrales solaires en Afrique, on peut citer par exemple :

- Acteurs français : Vinci Energies, Bouygues Energies & Services, SNEF, Sagemcom, Eiffage RMT, INEO, etc. ;

- Acteurs étrangers : Sterling & Wilson, Wartsila, METKA, Biosar, Electrotech, Siemens, etc.

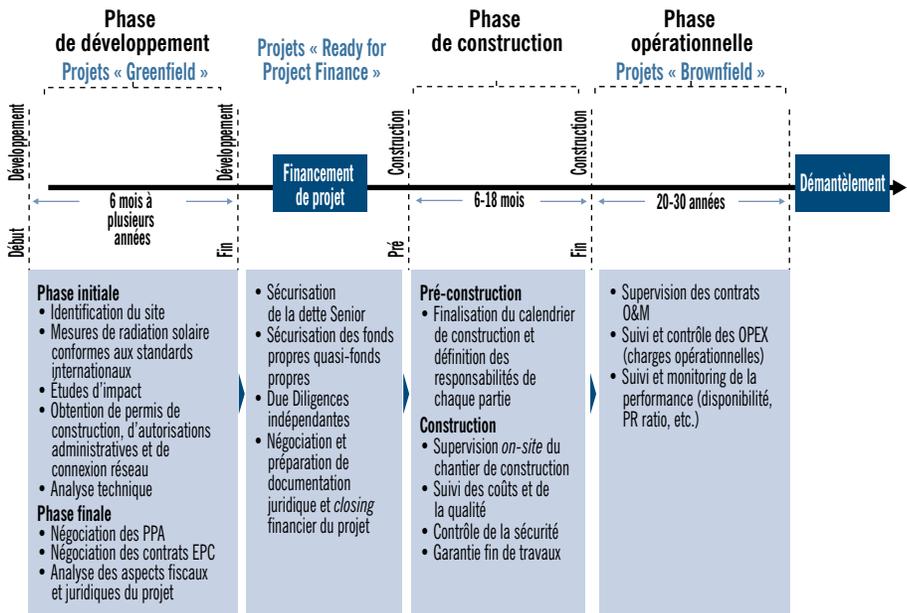
e. Les fournisseurs de solutions ou de produits

Enfin, le fournisseur de solutions/produits fait face à divers risques de long terme inhérents à toute activité (risque de marché, d'atteinte à la propriété intellectuelle, etc.). Mais le risque de défaut de contrepartie ou le risque de change sont ici de plus court terme que dans le cas précédent : l'échelle de temps est typiquement le délai nécessaire pour fabriquer le produit ou rendre le service demandé par le client (qui peut être, entre autres, le développeur ou l'investisseur).

Tout fournisseur actif à l'export peut être amené à fournir des produits pour le marché africain, au gré des demandes des clients (développeurs ou contractants EPC). On peut citer notamment :

- Acteurs français :
 - Panneaux solaires : Sunpower, Voltec, Photowatt
 - Onduleurs : Schneider, Socomec
 - Transformateurs : Pommier/Cahors
 - Câbles : Nexans
- Acteurs étrangers :
 - Panneaux solaires : Jinko, Yingli, Talesun, Canadian Solar, First Solar
 - Onduleurs : SMA, ABB, Huawei, Ingeteam, Jema
 - Transformateurs : Siemens, Ormazabal
 - Câbles : General Cable, Prysmian

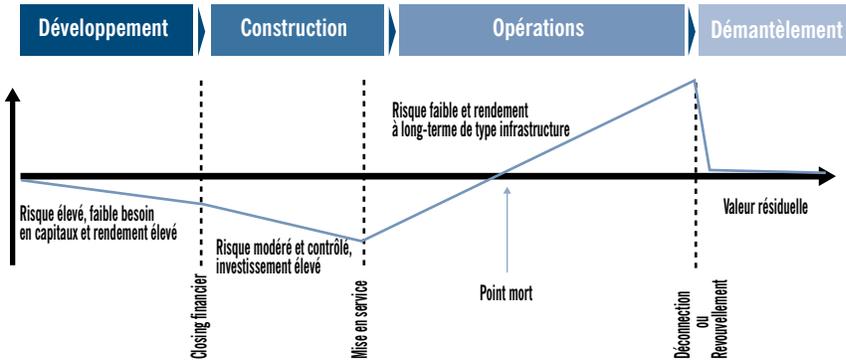
Figure 15 : Les différentes étapes de la vie d'un projet solaire



Source : auteurs.

La concrétisation d'un projet requiert donc une parfaite maîtrise des risques durant toute la phase de développement, de construction et d'exploitation. Les risques doivent être alloués entre les différentes parties prenantes en fonction de leur rôle et de leur capacité d'action. À titre d'exemple, le risque politique (changement de régulation, changement de fiscalité, etc.) n'a pas vocation à être supporté par l'investisseur mais plutôt par l'État. À l'inverse, le risque de sous-performance de la centrale n'a pas vocation à être supporté par l'Etat mais partagé entre le constructeur (qui doit livrer une centrale garantissant un certain niveau de performance) et l'exploitant (qui doit en assurer la maintenance pour maintenir un niveau de performance satisfaisant), etc.

Figure 16 - flux financiers et exposition au risque sur la durée de vie d'un projet solaire



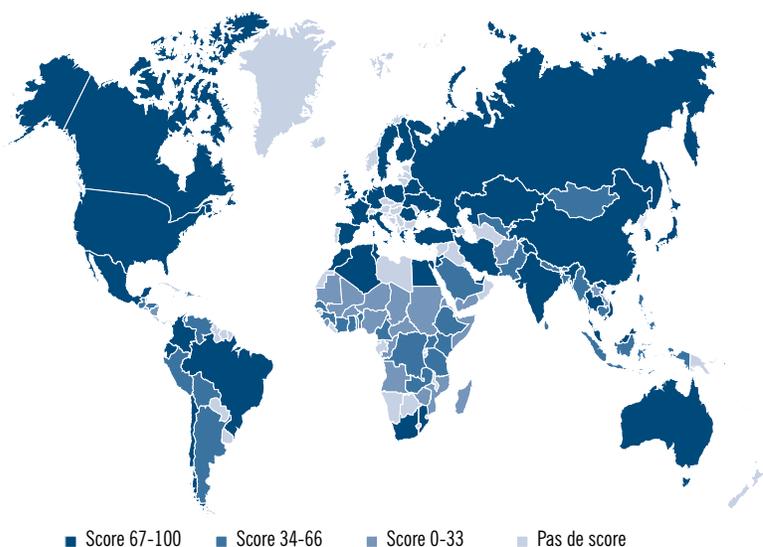
Source : auteurs.

L'investissement privé dans le domaine des infrastructures porte habituellement sur du très long terme. Développer cet investissement requiert de réduire au maximum les facteurs de risque, ce qui passe en particulier par la mise en place d'un cadre institutionnel et réglementaire adapté.

2. Un cadre politique et réglementaire adapté, prérequis indispensable

La Banque mondiale a développé un outil intitulé RISE (*Regulatory Indicators for Sustainable Energy*⁵⁰) afin de mesurer la mise en place par les États de politiques et cadres réglementaires adaptés au développement des énergies renouvelables.

Figure 17 - Cadres règlementaires des pays du monde



Source : Banque mondiale, 2016, *Regulatory Indicators for Sustainable Energy*.

L'objectif de cette section est de décrire les principaux dispositifs politiques et réglementaires existant pour accompagner le développement de projets d'énergie renouvelables et notamment solaires. La carte ci-dessus semble indiquer que la plupart de ces dispositifs sont incomplets ou défectueux en Afrique sub-saharienne, ce qui constitue un facteur incontournable pour expliquer les difficultés observées.

⁵⁰ <http://documents.worldbank.org/curated/en/538181487106403375/pdf/112828-REVISED-PUBLIC-RISE-2016-Report.pdf>

Cette situation de fait est d'autant plus regrettable qu'il existe par ailleurs certains corpus de règles de droit des affaires tout à fait stables, pertinents et efficaces : 17 pays d'Afrique subsaharienne francophone ont ainsi incorporé dans leur droit interne les Actes uniformes de l'Organisation pour l'harmonisation en Afrique du droit des affaires (OHADA) permettant la création de sociétés empruntant des formes sociales tout à fait compatibles avec le développement de ces projets et jouissant également d'un socle commun en matière de droit des sûretés, en adéquation parfaite avec les attentes des prêteurs les plus exigeants.

L'effort doit maintenant être mené à l'échelle nationale sur les réglementations sectorielles (codes ou lois sur l'électricité et les partenariats publics-privés) et celles ayant un fort aspect de « lois de police » (codes ou lois sur les marchés publics, la fiscalité et les investissements) ; par définition insusceptibles d'adoption commune par une pluralité d'états souverains.

a. Les différents mécanismes d'achat d'électricité

Rappelons tout d'abord que lorsqu'un État décide de développer la part de l'énergie solaire dans son mix énergétique en faisant appel au secteur privé, un prérequis indispensable est de créer un contexte incitant les investisseurs à venir financer et construire des projets sur son territoire. Il ne s'agit pas ici de subventions mais avant tout de mettre en place un cadre réglementaire stable et d'offrir une visibilité sur les conditions de rémunération de l'électricité qui sera vendue. C'est la raison pour laquelle la quasi-totalité des centrales solaires (mais aussi éoliennes, hydroélectriques, etc.) construites partout dans le monde l'ont été grâce à la signature d'un contrat de long terme (« *Power Purchase Agreement* » ou « PPA ») avec l'opérateur national encadrant la vente de l'électricité en fixant par avance et sur une durée de l'ordre de 15 à 25 ans, les conditions de prix et de volume.

Selon les cas, ces contrats PPA peuvent correspondre à :

- Un tarif d'achat ou « *Feed-in-Tariff* » : un montant fixe rémunérant en totalité chaque kWh produit⁵¹, et calculé de manière à permettre de rémunérer l'investissement initial dans le projet de centrale avec une rentabilité suffisante pour attirer les investisseurs.

⁵¹ Ou qui aurait pu être produit si un risque alloué à un autre intervenant que l'exploitant de la centrale n'était pas survenu (i.e. le mécanisme dit de « *take-or-pay* »).

- Un complément de rémunération ou « *Contract for Difference* » : une prime correspondant à la différence entre un « prix de marché spot » (ce qui suppose l'existence d'un tel marché⁵²) et le niveau de rémunération requis pour rentabiliser l'investissement initial dans la centrale. À noter que, là encore, il faut distinguer ce type de contrat d'une subvention : lorsque le prix de marché devient supérieur au niveau de rémunération requis, ce type de contrat prévoit généralement que le producteur d'électricité continue de vendre au niveau requis, sans profiter de la hausse du marché.
- D'autres variantes intermédiaires, comme les « *Feed-in-Premium* » (une prime fixe s'ajoutant au prix de marché spot) ou les « Certificats Verts » (qui s'échangent sur un marché différent de celui de l'électricité), etc.

b. Les mécanismes d'attribution des contrats de vente d'électricité

Un des rôles essentiels du cadre réglementaire est de définir les modalités d'attribution des contrats décrits ci-dessus, aux porteurs de projets qui y prétendent. Les deux outils les plus répandus sont l'attribution sur guichet (ouvert ou restreint) et les appels d'offres.

i. Le mécanisme de guichet

Le mécanisme de guichet consiste pour l'État à fixer en amont un niveau de prix d'achat de l'électricité produite, et d'allouer à tout projet pouvant justifier de sa pertinence et de sa faisabilité un contrat d'achat de longue durée (tarif d'achat ou complément de rémunération) à ce prix. Selon l'AIE, c'est une méthode particulièrement efficace pour attirer les porteurs de projets et pour initier rapidement un volume important - elle a permis l'amorçage de la montée en puissance des projets d'énergie renouvelable dans la plupart des pays⁵³, notamment en Allemagne, au Japon, en Italie et, bien sûr, en Afrique du Sud. En 2017, ce mécanisme était en vigueur dans plus de 80 pays, contre 34 en 2005.

Il présente certes un risque d'emballlement si le tarif proposé est trop élevé ou si les critères d'éligibilité des projets ne sont pas suffisamment stricts. Ce fut par exemple le cas en France avec la mise en place en 2008 d'un mécanisme de guichet ouvert

⁵² Un marché spot existe en Europe ou au Chili mais pas encore en Afrique de l'Ouest (WAPP en cours de création) ni en Afrique de l'Est.

⁵³ *Renewable Energy Policies in a Time of Transition* (IEA, IRENA, REN21).

délivrant des tarifs trop élevés, ayant conduit à la formation d'une bulle puis à un arrêt brutal du dispositif (moratoire) en novembre 2010. À l'inverse, il présente aussi un risque d'inefficacité si le tarif proposé est trop bas ou si les critères d'éligibilité sont dissuasifs.

Il existe des moyens de veiller à ces deux écueils :

- Fixation des critères d'éligibilité au tarif : il est par exemple possible de rendre obligatoire la délivrance d'une licence de production par une autorité de régulation indépendante (voir paragraphe d) disposant des compétences pour déterminer si un projet est suffisamment sérieux et mature pour bénéficier du tarif prévu.
- Fixation du niveau de tarif adéquat : afin de lutter contre l'inévitable asymétrie d'information entre pouvoirs publics et secteur privé, le tarif doit être évolutif et doit pouvoir s'ajuster très rapidement en fonction des nouvelles informations⁵⁴ et des évolutions technologiques⁵⁵. Des mécanismes de rétroaction peuvent être mis en œuvre : par exemple une baisse automatique du tarif proposé en fonction du volume raccordé trimestriellement ou bien en fonction du nombre de projets atteignant un certain stade de développement. Cela requiert toutefois une forte capacité administrative, rendant ce type de mécanisme délicat à mettre en œuvre sans un accompagnement spécifique par des acteurs disposant de l'expertise (notamment les agences multilatérales de développement).

Sous réserve des précautions ci-dessus, il s'agit d'un mécanisme simple et lisible, bien adapté notamment pour les pays qui amorcent leur trajectoire d'électrification d'origine solaire.

ii. Le mécanisme d'appels d'offres

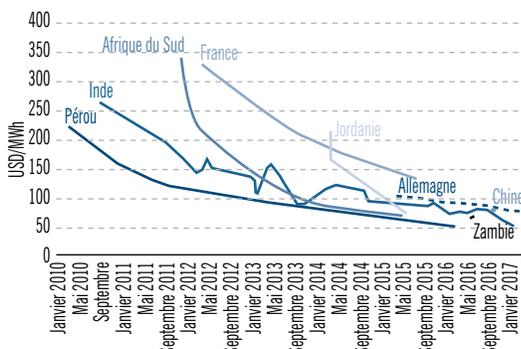
Le mécanisme d'appels d'offres, quant à lui, consiste à mettre les projets en concurrence sur la base de certains critères parmi lesquels le prix de l'électricité proposé occupe une place prépondérante, puis à attribuer aux projets lauréats un contrat de longue durée (tarif d'achat ou complément de rémunération) au prix proposé.

⁵⁴ NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (2016a), *Feed-in Tariffs: Good Practices and Design Considerations*, NREL, Golden, CO, www.nrel.gov/docs/fy16osti/65503.pdf.

⁵⁵ IRENA (2015a), *Adapting Renewable Energy Policies To Dynamic Market Conditions*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/policy_adaptation.pdf

Figure 18 : Baisses de prix obtenues par appels d'offres

Système solaire photovoltaïque d'échelle utilitaire : tarif moyen de soumission (USD/MWh), 2010



Il est remarquable de constater que le prix observé sur l'appel d'offres en Zambie est inférieur à celui observé en Allemagne ou en France à la même époque, ce qui est totalement contre-intuitif au regard des différences de risques pays (et donc de conditions de financement). La Troisième Partie s'intéressera plus particulièrement aux raisons pouvant expliquer de telles anomalies de marché.

Source : IRENA⁵⁶, 2017.

Le principal avantage de ce mécanisme est sa capacité à favoriser des baisses de prix très importantes (figure 18). C'est sans doute ce qui explique que les appels d'offres soient de plus en plus courants depuis une dizaine d'années (figure 19).

Figure 19 : Nombre de pays ayant mis en place des appels d'offres



Source : AIE - IRENA⁵⁷, 2017.

⁵⁶ *Renewable Energy Auctions: Cases From Sub-Saharan Africa* (IRENA 2018 <http://www.irena.org/publications/2018/Apr/Renewable-energy-auctions-Cases-from-sub-Saharan-Africa>).

⁵⁷ *Renewable Energy Policies in a Time of Transition* (IEA, IRENA, REN21 : <http://www.irena.org/publications/2018/Apr/Renewable-energy-policies-in-a-time-of-transition>)

S'il présente l'avantage de pouvoir tirer les prix vers le bas, un tel système présente également plusieurs inconvénients, qui seront décrits de manière plus détaillée dans la troisième partie mais dont on peut mentionner brièvement les principaux d'entre eux :

- L'écueil le plus connu est l'asymétrie d'information entre le donneur d'ordre et les candidats. Faute de disposer du retour d'expérience nécessaire, les règles d'un appel d'offres (cahier des charges) peuvent ainsi ne pas être rédigées de façon à endiguer les comportements spéculatifs ou les effets d'aubaine.
- Les appels d'offres sont des procédures induisant des surcoûts et des délais, par conséquent moins adaptées pour des petits projets.
- Les appels d'offres peuvent conduire à limiter l'entrée de petits acteurs ou de nouveaux entrants sur le marché⁵⁸.
- Les appels d'offres ne font que refléter le degré de concurrence qui existe déjà sur le marché (IRENA⁵⁹) d'où l'importance de n'y recourir que dans des marchés qui ont déjà atteint un certain degré de maturité (voir section suivante).

Si ces différents types de contrats et mécanismes d'attribution ont chacun leurs avantages et leurs inconvénients, il convient de rappeler que c'est avant tout leur bonne mise en œuvre qui détermine leur réussite. C'est l'objet des sections suivantes.

c. L'articulation des différents mécanismes

i. Articulation temporelle

Un facteur essentiel de réussite est de choisir le type de contrat et le mécanisme d'attribution les plus adaptés à l'état de maturité du marché au moment de la mise en application.

La plupart des pays ayant réussi à faire croître significativement la part de l'énergie solaire photovoltaïque dans leur mix énergétique, ont ainsi débuté par la mise en place d'un mécanisme de guichet. C'est le cas en Chine, au Japon, en Allemagne,

⁵⁸ IRENA (2015b), *Renewable Energy Auctions: A Guide to Design*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Auctions-A-Guide-to-Design

⁵⁹ *Renewable Energy Policies in a Time of Transition* (IEA, IRENA, REN21)

en Italie, en Afrique du Sud. Force est de constater que les pays qui s'appuient sur ces dispositifs de type guichet parviennent davantage à enclencher une dynamique de déploiement. La concrétisation des premiers projets conduit à la montée en compétence des ressources humaines locales (main d'œuvre, financiers, pouvoirs publics) et donc plus généralement à la formation d'un écosystème favorable.

Le passage à un mécanisme d'appels d'offres dans un second temps offre alors de meilleures chances de réussir : cahiers des charges mieux rédigés, réduction de l'asymétrie d'information entre les pouvoirs publics et les entreprises étrangères, etc.

De même, en l'absence d'un système de marché « spot » de l'électricité⁶⁰, un contrat de type « complément de rémunération » ne peut être utilisé. En Europe, des plateformes de marché (Epex Spot, EEX, etc) existent depuis le début des années 2000. Leur niveau de maturité et d'intégration ont permis de faire évoluer progressivement les contrats de tarif d'achat vers des contrats de complément de rémunération (mis en place en Allemagne en 2014, et en France en 2016). Dans la plupart des pays du continent africain, ces marchés sont encore en voie de création. À titre d'exemple, le « *West African Power Pool* » ou « WAPP » a été établi dès 2001 pour promouvoir les échanges d'électricité entre 14 pays d'Afrique de l'Ouest (Benin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée Conakry, Guinée Bissau, Liberia, Mali, Niger, Nigeria, Sénégal, Sierra Leone et Togo). Même sans aller jusqu'à l'existence d'une bourse de trading de l'électricité, un tel marché permet déjà la mise en œuvre d'initiatives d'intégration très prometteuses : raccordements transfrontaliers, harmonisation juridique et réglementaire (notamment les normes et codes de réseaux), planification régionale, etc. À partir de 2020, il deviendra possible à tout producteur indépendant d'électricité de signer un contrat de vente d'électricité (PPA) avec un acheteur de la zone couverte par le WAPP, et ce même si le producteur et l'acheteur se trouvent dans des pays différents.

ii. Articulation en fonction de la taille des projets

Si de nombreux pays ont fait évoluer leurs dispositifs réglementaires progressivement du guichet à l'appel d'offres, certains (comme la France, l'Allemagne, l'Italie, la Malaisie, etc.) ont choisi de faire coexister les deux mécanismes : les appels d'offres pour les grands projets, le guichet pour les petits projets. Divers articles de la

⁶⁰ C'est-à-dire une plateforme permettant de fixer un prix d'échange équilibrant offre et demande d'électricité quasiment en temps réel, selon des pas de 30 minutes voire moins.

littérature de recherche sur le sujet suggèrent en effet qu'en deçà d'une certaine taille de projet, l'appel d'offres s'avère au global plus coûteux pour la collectivité qu'un système de tarif d'achat⁶¹. Les difficultés de faire appel au mécanisme d'appels d'offres pour les projets de petite taille sont développées dans la troisième partie ci-après.

d. La nécessité d'une planification rigoureuse

Ces mécanismes doivent être des outils au service de la mise en œuvre d'une planification sérieuse et réaliste. Cette planification a pour objectif général d'assurer la sécurité d'approvisionnement, un mix de production approprié, et un équilibre adapté des importations et exportations⁶².

Or la plupart des pays d'Afrique subsaharienne souffrent de fortes défaillances à cet égard : les prévisions de croissance de la demande d'électricité sont souvent erronées, tandis que les projets envisagés sont encore trop souvent le résultat d'annonces « politiques » ne reposant aucunement sur des considérations techniques telles que la capacité d'accueil du réseau, la localisation de la demande présente et future, l'articulation avec les autres ouvrages de production ou de transport d'électricité en cours de développement sur le territoire et dans les pays frontaliers, etc.

Préalable indispensable à la mise en œuvre de tout mécanisme réglementaire visant à développer l'énergie solaire, la planification vise alors plus spécifiquement à répondre entre autres aux questions suivantes :

- Quels sont les besoins actuels et futurs ?
- Quel est l'état du réseau ?
- Quel est le potentiel disponible et comment est-il géographiquement réparti (gisement solaire) ?
- Sur la base de ces considérations, quelle serait la réponse optimale en termes de capacité (volume) et de répartition de ces capacités sur le territoire ?

⁶¹ *Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity – What can we learn from recent experiences?* (Fraunhofer ISI, 2017, Jenny Winkler, Magdalena Magosch, Mario Ragwit).

⁶² *IPPs in Sub-Saharan Africa: determinants of success* (Eberhard, A., Gratwick, K.N., 2011). Energy Policy 39, 5541–5549. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.004>.

Allant de pair avec une planification rigoureuse, la présence d'une agence de régulation du secteur de l'électricité est souvent invoquée comme nécessaire à son bon fonctionnement. Or, si elle est nécessaire, elle n'est pas pour autant suffisante. C'est bien plutôt la qualité de cette régulation et le pouvoir dont dispose le régulateur pour exercer cette activité en toute indépendance d'une quelconque influence politique, qui sont indispensables à l'attractivité d'investisseurs privés. Ces derniers y voient une forme d'assurance que les décisions qui auront un impact sur le secteur (accès au marché, tarifs, revenus, etc.) seront prises de manière transparente et équitable, ce qui réduit les incertitudes et encourage les investissements⁶³.

Prenant acte de la nécessité de mettre en place un cadre réglementaire comme préalable à toute tentative de développement des énergies renouvelables en partenariat avec le secteur privé, six pays d'Afrique subsaharienne (le Bénin, le Burkina Faso, le Gabon, le Mali, le Niger et le Togo) ont choisi d'unir leurs forces à l'initiative du Togo, pour définir collectivement un cadre réglementaire et contractuel commun. Cette initiative, connue sous le nom d'Initiative de Lomé, est la première réelle tentative de création d'un marché commun du solaire par traité international, mise en application à grande échelle des principes portés par l'Alliance solaire internationale et Terrawatt Initiative. Cette démarche « pilote » mérite d'être saluée comme une réelle avancée.

Un cadre politique et réglementaire adapté constitue un prérequis nécessaire au déploiement de projets solaires, mais non suffisant. La troisième partie passe en revue trois obstacles importants qui contribuent à expliquer le retard actuel.

⁶³ *IPPs in Sub-Saharan Africa: determinants of success* (Eberhard, A., Gratwick, K.N., 2011), Energy Policy 39, 5541–5549. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.004>.

COMPRENDRE LE RETARD ACTUEL

La deuxième partie aura permis de mieux comprendre les spécificités du segment des centrales solaires « IPP » et à rappeler les conditions préalables au succès de tout programme de déploiement d'infrastructures de ce type. Ces conditions sont connues, et pourtant force est de constater la quasi absence de ces centrales solaires en Afrique subsaharienne. L'objectif de cette troisième partie sera donc de s'intéresser à trois facteurs bloquants qui peuvent expliquer cette absence : les distorsions de marché causées par certains mécanismes d'aide au développement, les difficultés de financement résultant de la nature capitalistique⁶⁴ et de la petite taille des projets solaires, et enfin les limites du système d'appel d'offres lorsqu'il est mis en œuvre dans des marchés non préparés.

1. Une centrale solaire est un ouvrage capitalistique de petite taille, ce qui soulève des enjeux de financement

La première raison tient à la nature même des centrales solaires : des ouvrages très capitalistiques et de petite taille⁶⁵.

a. Un investissement capitalistique nécessite un environnement stable et de la visibilité

La quasi-totalité du coût d'une centrale solaire se résume à l'investissement initial (« Capex »), tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance représentent comparativement un poids très faible. C'est une caractéristique partagée également par d'autres technologies comme l'éolien ou l'hydroélectricité, et qui constitue une différence fondamentale avec les autres moyens de production et notamment les centrales thermiques : pour ces dernières, l'essentiel du coût est constitué par les charges d'exploitation (l'achat du combustible fossile).

⁶⁴ Le terme « capitalistique » fait ici référence au poids prépondérant de l'investissement initial dans le coût total de la centrale sur toute sa durée de vie (par rapport au coût d'exploitation, quant à lui très faible).

⁶⁵ L'expression « petite taille » fait référence à la dimension typique des projets solaires en développement en Afrique sub-saharienne, d'une puissance excédant très rarement les 50 MW en raison des difficultés d'insertion dans les réseaux. Il s'agit d'une puissance relativement faible par comparaison aux sources d'électricité centralisées (charbon, gaz, nucléaire, grands barrages hydroélectriques, etc.). Il existe des projets solaires de taille plus importante (de 50 MW à 1 000 MW) dans des pays où le dimensionnement du réseau et le volume de la demande locale d'électricité le permettent (par exemple, l'Inde ou les pays du Golfe).

Figure 20 : Poids des Capex et Opex dans le LCOE⁶⁶ respectif d'une centrale solaire et d'une centrale à cycle combiné gaz

	Centrale solaire		Centrale à cycle combiné gaz (CCGT)	
	LCOE \$/MWh	Poids relatif	LCOE \$/MWh (sur le marché US)	Poids relatif
Capex	36	90 %	16	38,1 %
O&M fixes	4	10 %	1	2,4 %
O&M variables	0	0 %	4	9,5 %
Combustible	0	0 %	21	50 %
Total	40	100 %	42	100 %

Source : Lazard⁶⁷, L'étude porte sur le marché US, et les valeurs absolues des LCOE ne sont pas transposables sur d'autres marchés. Les poids relatifs demeurent toutefois similaires en ordre de grandeur dans la plupart des marchés).

Le prix de l'électricité produite par une centrale thermique dépend du prix du combustible. En cas de baisse imprévue du prix de vente de l'électricité, ou en cas de défaut du client (souvent une compagnie nationale d'électricité), l'investisseur ayant financé une centrale thermique est exposé à hauteur de son investissement initial mais peut limiter partiellement⁶⁸ ses pertes en arrêtant simultanément d'acheter le combustible. Rien de tel avec une centrale solaire, c'est la raison pour laquelle elle ne peut être financée qu'à condition de garantir la vente de la totalité de l'électricité à un prix connu à l'avance sur une durée suffisamment longue (souvent 15 à 25 ans) pour rembourser l'investissement initial. Dans certains pays, obtenir une telle visibilité de long terme est impossible : déficit structurel des compagnies d'électricité, incertitude politique accentuée par des décisions manquant parfois de rationalité, difficultés financières chroniques de l'État qui s'avère par conséquent incapable d'apporter sa garantie en dernier recours, etc. En l'absence de garantie souveraine, compte séquestre ou garantie bancaire à première demande, le financement s'avère donc impossible. C'est l'objet de la section suivante.

⁶⁶ Le LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) désigne le « coût actualisé de l'électricité » : il correspond au coût complet sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

⁶⁷ <https://www.lazard.com/media/450773/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

⁶⁸ D'autant plus partiellement dans les cas (fréquents) où il peut continuer à toucher une « prime de capacité » généralement calculée pour rémunérer l'investissement initial, le prix d'achat de l'électricité visant pour sa part à rémunérer le coût variable et le coût du combustible.

b. Des outils de couverture des risques inaccessibles aux petits projets

Des outils existent pour se couvrir face à la plupart des risques (risque politique, risque de liquidité, risque de change, risque de convertibilité, etc.). Il s'agit de mécanismes assurantiels ou de garantie proposés par les principaux organismes multilatéraux de développement et notamment la Banque mondiale (assurance MIGA, garantie de risque partiel («PRG»), etc.). Mais ces outils ne sont disponibles qu'en quantité limitée car ils sont la conséquence d'un accord multilatéral entre un Etat et le groupe de la Banque mondiale portant sur une enveloppe plafonnée. De plus, en raison de leur coût et de la procédure requise pour les mettre en place, ces outils ne sont accessibles que pour de très grands projets capables d'absorber les frais de transaction associés, ce qui conduit d'ailleurs à une forme de course à la taille. Le projet hydroélectrique «INGA» en République Démocratique du Congo illustre parfaitement la démesure qui peut régner en ce domaine, ce qui n'est pas sans soulever des difficultés supplémentaires liées précisément à cette démesure (impact environnemental et social, dimensionnement des réseaux électriques, etc.).

Le risque de convertibilité

Le risque de convertibilité est un frein réel et n'étant que difficilement couvrable. Deux outils existent :

- L'assurance MIGA (Multilateral Insurance and Guarantee Agency) proposée par la Banque mondiale, comportant un volet de couverture contre le risque de transfert et de non convertibilité des devises.
- Les outils d'accompagnement du financement export (Export Credit Agencies) mais qui ne peuvent généralement pas donner lieu à un financement de projet de long terme sans recours.

L'instrument de couverture MIGA est plafonné à un certain volume par pays, et dans de nombreux pays d'Afrique ce plafond est atteint. D'où la nécessité de plaider pour que MIGA « accroisse significativement son volume d'intervention à destination des projets de la transition vers une économie décarbonée »⁶⁹, voire pour la mise en place d'un « MIGA européen ».

⁶⁹ Rapport Canfin Grandjean, juin 2015 : <https://alaingrandjean.fr/wp-content/uploads/2015/06/Rapport-CANFIN-GRANDJEAN-FINAL-18062015.pdf>

Une autre piste de réflexion, sans doute à plus long terme, serait d'accroître la part des équipements produits localement et faire financer les projets par du financement corporate local.

C'est ici que la deuxième caractéristique singulière aux projets solaires entre en jeu : leur capacité à se déployer en unités de petite dimension. Si cette taille modeste est un atout sur le plan technique pour permettre une meilleure intégration dans les réseaux électriques existants et pour s'adapter à une demande encore balbutiante, elle devient un handicap quasi insurmontable dès lors qu'il s'agit de financer les projets. Trop petites pour pouvoir supporter le coût de leur développement et le coût des outils de couverture des risques⁷⁰, les centrales solaires sont également trop petites pour intéresser et motiver les bailleurs de fonds, dont les équipes de financement de projet facturent des frais de « due diligence⁷¹ » difficilement compatibles avec tout projet représentant un investissement de moins de 50 millions d'euros.

Les financements les plus compétitifs disponibles sur ces marchés sont souvent proposés par des banques de développement qui, elles non plus, ne sont pas aisément mobilisables pour instruire de petits projets, et dont les exigences peuvent sembler en inadéquation avec la taille de ces projets - notamment en ce qui concerne la due diligence juridique ou le plan de compensation environnementale et sociale.

Quant aux banques locales qui seraient en capacité d'instruire des projets de petite taille, elles ne disposent souvent pas des produits financiers adéquats pour permettre le financement de ce type de projets. Sans sûretés et garanties adaptées, il est de toute façon inenvisageable de faire appel à des banques commerciales pour le financement de ces projets.

c. La nature capitalistique des projets fait du financement un enjeu clef

Contrairement à une idée répandue, ce ne sont pas les capitaux qui manquent pour financer des centrales solaires en Afrique : la rentabilité offerte suscite un fort appétit de la part de différents profils d'investisseurs (fonds d'infrastructures,

⁷⁰ Il convient toutefois de signaler l'intérêt du produit RLSF (*Regional Liquidity Support Facility*) mis en place fin 2017 par l'ATI-ACA (*African Trade Insurance Agency*), un mécanisme de garantie financé par la KfW à hauteur de 31 millions d'euros et accessible aux projets de petite taille, sous réserve d'être situé dans un pays membre de l'ATI. <http://www.ati-aca.org/energy-solutions/facilities/regional-liquidity-support-facility/>

⁷¹ La « due diligence » désigne l'audit technique, juridique, et financier d'un projet, préalable à une décision d'investissement ou de prêt bancaire.

family offices, fonds souverains, fonds d'impact et fonds liés à la lutte contre le changement climatique⁷², etc.). Mais faute de proposer une taille critique dans un cadre adapté, les projets solaires demeurent mal maîtrisés par des investisseurs habitués à de plus gros actifs. Pour surmonter cette difficulté, il serait nécessaire de standardiser la structure contractuelle des projets⁷³ afin de faciliter leur agrégation et la titrisation des créances qu'ils génèrent, et donc leur financement.

Faciliter le financement est en effet crucial, pour deux raisons : d'une part parce que parvenir à déployer les 100 GW indispensables pour répondre aux besoins du continent d'ici 2030 nécessitera près de 100 milliards de dollars ; et d'autre part parce que 70 à 90 % d'un projet solaire est financé par de la dette bancaire, et que par conséquent le prix de vente de l'électricité solaire dépend davantage des conditions de financement que du prix des panneaux ou des conditions d'ensoleillement. C'est ainsi qu'une centrale solaire au Royaume-Uni, bénéficiant d'un gisement médiocre de 1 000 kWh/m², mais d'un taux d'intérêt bancaire de l'ordre de 2 %, produira de l'électricité moins chère qu'une centrale solaire au Tchad, pays où l'ensoleillement exceptionnel de 2 500 kWh/m² ne parvient pas à compenser le taux bancaire de l'ordre de 8 %. La même analyse peut être étendue à la question du coût des fonds propres (10 à 30 % d'un projet solaire), pour lesquels les investisseurs demandent une rémunération beaucoup plus importante en Afrique (de l'ordre de 12 à 15 %) qu'en Europe (inférieure à 5 %) en raison des nombreux risques perçus : risque de défaut de l'acheteur, risque politique, risque de change, etc.

Or précisément, réduire le coût du financement est un levier essentiel pour réduire le prix de vente de l'électricité, et donc pour réduire le risque de défaut de l'acheteur, ce qui permet de réduire le coût du financement, enclenchant ainsi une dynamique vertueuse vers des prix de l'électricité plus soutenables économiquement et socialement. La réduction des taux d'intérêts bancaires est possible par exemple par la mise en place de prêts concessionnels accessibles « sur guichet » aux acteurs privés ou par la mise à disposition de garanties prévenant le risque de défaut de l'acheteur.

En conclusion, il s'avère que le problème de l'accès à l'électricité des centaines de millions d'êtres humains qui en sont dépourvus, pourrait se ramener à une question purement financière, à laquelle des initiatives permettant de réduire les coûts de mobilisation des outils (standardisation des contrats) et les coûts de financement

⁷² Comme par exemple le *Green Climate Fund* ou le fonds SnCF du R20 : <https://regions20.org/sub-national-climate-fund-sncf-2/>

⁷³ Plusieurs initiatives ont déjà été lancées en ce sens, en particulier l'Alliance solaire internationale et Terrawatt Initiative.

eux-mêmes (par exemple *via* la mise à disposition de prêts à taux concessionnels) pourraient répondre un jour. Toutefois, deux autres facteurs viennent compliquer significativement l'équation.

La nature capitaliste des projets solaires et leur taille réduite les rend complexes à financer

Proposition n° 1 - Promouvoir les efforts de planification, prérequis au développement de l'énergie solaire : notamment par l'adaptation des cadres réglementaires à la spécificité des projets solaires.

Proposition n° 2 - Faciliter l'accès au financement : en particulier, rendre possible l'agrégation de multiples projets par la mise en place d'une documentation standardisée qui serait disponible gratuitement et acceptée par l'ensemble des parties (acheteur, États, bailleurs de fonds, opérateurs, développeurs, etc.), et réduire les frais d'instruction des dossiers en adaptant les exigences des bailleurs à la taille des projets.

Proposition n° 3 - Réduire le coût du financement : faciliter l'accès aux outils de rehaussement de crédit (garanties, assurances) et rendre les prêts concessionnels accessibles aux projets IPP.

2. Certaines politiques d'aide au développement créent d'importantes distorsions sur le marché

Cette section aborde un facteur de blocage plus insoupçonné mais dont l'impact est tout aussi négatif : la distorsion de marché causée par la politique de subventions menée par certaines agences de développement.

Subventionner des projets peut parfois présenter un intérêt sur des marchés non matures : réaliser un premier projet subventionné peut contribuer à la formation des acteurs locaux (notamment les sociétés nationales d'électricité), à convaincre les décideurs locaux que l'énergie solaire est une réponse fiable, et à accompagner les efforts de planification. De plus, compte tenu du potentiel et des besoins, quelques projets publics peuvent coexister avec les projets privés, mais à condition d'éviter autant que possible la formation de signaux de prix artificiels et de s'assurer de la bonne coordination entre ces projets pour éviter des doublons et la destruction de valeur qui peut en résulter.

a. Une pénurie de projets face à un appétit croissant des investisseurs

Nous avons déjà exposé les risques auxquels font face les porteurs de projets qui se lancent dans l'aventure d'un projet de centrale solaire en Afrique. Il s'agit, pour le développeur, d'investir en études et en structuration juridique du projet pendant plusieurs années, puis pour l'investisseur⁷⁴, de financer la construction de la centrale en faisant le pari que l'électricité sera payée au prix convenu au cours des 20 prochaines années afin de pouvoir rembourser l'investissement initial des actionnaires et des prêteurs. Aussi risqué que tout cela puisse être, il existe néanmoins des entreprises actives sur ce marché (voir *supra*) mais elles se trouvent paradoxalement confrontées à une pénurie de projets dits « bancables », c'est-à-dire des projets dont l'environnement réglementaire (notamment les droits fonciers, les autorisations, etc.) et la documentation juridique (notamment le contrat de vente d'électricité ou PPA, le contrat de concession, etc.) sont considérés satisfaisants du point de vue des prêteurs et des investisseurs.

Certaines des raisons pouvant expliquer ce nombre insuffisant de projets bancables ont déjà été abordées précédemment : les risques de l'environnement local sont difficilement compatibles avec la nature capitalistique des projets nécessitant une visibilité de long terme, la petite taille des projets ne leur permet pas de supporter les coûts des outils de couverture contre les principaux risques, et les cadres réglementaires (mécanismes contractuels, mécanismes d'attribution, planification, etc.) souffrent de nombreuses insuffisances.

Or, à l'ensemble de ces facteurs vient s'ajouter la concurrence de projets subventionnés par l'aide au développement, dont les conséquences sont analysées aux deux paragraphes suivants.

b. Un défaut de planification entraînant des doublons à l'échelon local

Les défaillances de planification dans la politique énergétique d'un pays peuvent le conduire à accepter une subvention de la part d'une agence de développement (ou institution équivalente) pour financer un projet venant concurrencer directement un projet déjà existant, porté par un acteur privé. Les limitations du réseau électrique et le volume de la demande conduisent alors les pouvoirs publics à devoir choisir un seul de ces deux projets, généralement en faveur du projet subventionné.

⁷⁴ Le développeur et l'investisseur peuvent être la même entité ou deux entités distinctes (le développeur intervenant dans la partie amont du projet, et l'investisseur entrant en jeu au moment du financement de la construction de l'actif).

Le cas du Projet Defissol (AFD)

Une entreprise privée, spécialisée dans le développement de projets d'énergie solaire, a identifié un site adapté à la réalisation d'une centrale solaire dans le sud du Bénin, près de la ville d'Onigbolo. L'entreprise entreprend alors à ses frais les différentes étapes clés d'un développement de projet. Dans un premier temps, il s'agit de sécuriser le foncier juridiquement, ce qui s'avère complexe et coûteux en raison de l'absence de cadastre et de l'existence d'un droit coutumier. Les premières discussions avec l'État confirment l'intérêt de ce dernier à accompagner ce projet. Un protocole d'accord est signé, au titre duquel le développeur s'engage à financer l'ensemble des études (notamment l'étude d'impact environnemental et l'étude du réseau électrique), tandis que l'État s'engage à accorder au projet les droits et licences nécessaires et à faire signer un contrat d'achat de l'électricité par la Société béninoise de l'Eau et de l'Électricité à un prix « de marché ».

En parallèle à cette démarche privée, et dans le cadre de la volonté politique du gouvernement de développer la production d'électricité photovoltaïque au Bénin, une étude de pré faisabilité est financée par le MCA dans l'objectif d'identifier des sites pertinents. Sur cette base, à la demande de l'État du Bénin, l'AFD finance une étude de faisabilité détaillée sur le site d'Iloulofin (quartier de la commune de Pobé, à environ 25 km d'Onigbolo) qui permet de valider la pertinence du projet. Baptisé DEFISSOL⁷⁵, ce projet consiste à offrir au Bénin une aide de 60 millions d'euros sous forme de don en subvention directe de l'UE (à hauteur de 10 millions d'euros) et de prêt bonifié de l'AFD à l'État du Bénin (50 million d'euros aux conditions FMI), pour la construction d'une centrale de 25 MWc, la mise en œuvre d'un programme de renforcement de capacité pour la Société béninoise de l'énergie électrique (SBEE), ainsi que d'un projet de modernisation du système d'information de la SBEE. Un marché EPC-O&M est en cours pour la construction de la centrale, et pour son exploitation-maintenance pendant trois ans.

Au vu des besoins en électricité de la région et de la capacité d'accueil limitée du réseau électrique, un deuxième projet solaire à cet endroit ne serait ni possible, ni pertinent : le projet du développeur privé, fruit de trois années de travail, est aussitôt abandonné.

⁷⁵ <https://bj.ambafrance.org/La-France-et-l-Union-europeenne-s-engagent-aux-cotes-du-Benin-pour-construire>

Le cas du Projet Boundiali (KfW)

En juin 2013, un appel d'offres a été lancé par la République de Côte d'Ivoire afin de sélectionner un projet de centrale solaire de 20 MW. Suite à une première phase de préqualification, huit candidats ont été présélectionnés et ont reçu en septembre 2014 un cahier des charges plus détaillé, leur demandant de mener à bien les étapes suivantes afin de soumettre un projet complet avant février 2015 : identification et sécurisation d'un terrain, réalisation de l'ensemble des études et notamment l'étude d'impact environnemental, obtention de pré-accords de financement de la part de banques et d'investisseurs, constitution d'un volumineux dossier de candidature rassemblant l'ensemble des pièces demandées. Trois offres ont finalement été remises par trois développeurs privés ayant choisi des sites d'implantation différents pour leurs projets, respectivement à Korhogo, Odienné et Boundiali.

En avril 2015, le porteur du projet de Korhogo fut désigné lauréat. Les deux autres projets, bien qu'entièrement développés et prêts à construire, furent stoppés. Trois ans plus tard, le lauréat n'a toujours pas débuté la construction de son projet (la section 3 analysera les raisons pour lesquelles ce type de résultat n'est malheureusement pas un cas isolé). Le candidat qui avait développé un projet à Boundiali, poursuit les discussions avec le gouvernement ivoirien car les besoins en électricité à Boundiali demeuraient urgents et son projet – déjà validé techniquement et donc prêt à être mis en œuvre dans des délais brefs – était donc plus que jamais pertinent.

En juin 2018, il eût alors la surprise de découvrir un communiqué de presse de la KfW (l'agence de développement allemande) annonçant l'attribution au gouvernement ivoirien d'une subvention de 36,7 millions d'euros (dont 9,7 millions d'euros provenant d'un don de l'UE) pour financer les études et la construction d'un projet solaire de 37 MW à Boundiali⁷⁶. Outre le fait que les études du projet aient ainsi été doublonnées en pure perte, cette initiative a évidemment signé l'arrêt de mort du projet privé qui avait pourtant été développé près de cinq années auparavant, dans le cadre d'un appel d'offres officiel.

Ces deux exemples ne sont pas isolés : on aurait pu décrire le cas du Niger⁷⁷ (projet de 20 MW à Niamey cofinancé par l'AFD et l'UE, récemment annoncé) ou

⁷⁶ https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-homepage/51612/une-nouvelle-centrale-solaire-375-mw-%C3%A0-boundiali-cofinanc%C3%A9e-par-lunion-europ%C3%A9enne-et_en

⁷⁷ <https://www.connaissancesenergies.org/afp/niger-une-centrale-electrique-solaire-bientot-construite-niamey-181101>

du Sénégal⁷⁸ (projet de 15 MW à Diass financé par la KfW, annoncé en 2015 et toujours non réalisé à ce jour).

c. Un signal prix artificiellement bas avec des répercussions sur les autres projets

Dans le cas où le projet subventionné ne concurrence pas directement un projet privé au niveau du même point d'implantation dans le réseau électrique, son impact demeure néanmoins potentiellement problématique. Un projet subventionné contribue en effet à la création d'un signal prix ne reflétant pas les coûts réels de mise en œuvre d'un projet, ce qui peut aboutir à freiner d'autres projets non subventionnés y compris dans des pays voisins.

Le cas de Scaling Solar (Banque mondiale) :

Cette initiative portée par la Banque mondiale dans plusieurs pays d'Afrique consiste à mobiliser la Société financière internationale, membre du groupe Banque mondiale, pour :

- accompagner les pouvoirs publics dans la mise en place d'un cadre réglementaire adapté, un travail essentiel à encourager résolument ;
- effectuer le travail des développeurs de projets (choix du site, études de faisabilité, etc.), puis lancer un appel d'offres dont les critères de préqualification semblent être conçus de manière à ce que seuls les grands groupes puissent répondre⁷⁹ ;
- assortir le projet de facilités⁸⁰ (sur le coût du raccordement au réseau, la mise à disposition du foncier, ou sur les conditions de financement), conduisant à un

⁷⁸ <https://www.jeuneafrique.com/289823/economie/energie-solaire-kfw-octroie-27-millions-deuros-senegal>

⁷⁹ Lors de la première édition (Zambie, 2015), il a ainsi exigé des candidats qu'ils puissent attester d'une des références suivantes : 1/ au moins une centrale solaire de plus de 25 MW ; 2/ au moins une centrale (toute technologie) de plus de 75 MW en Afrique ; 3/ au moins trois centrales solaires situées dans trois pays différents totalisant une capacité de plus de 100 MW ; 4/ une capacité raccordée (toute technologie) d'au moins 1 500 MW ; 5/ avoir un Actif Net d'au moins 75 millions de dollars américains.

⁸⁰ Communiqué de presse du projet Scaling Solar en Zambie : « *The equity for the project is provided by Neoen/First Solar and the Industrial Development Corporation of Zambia (IDC). The financing package includes senior loans of up to \$13.3 million from IFC, up to \$13.3 million from the IFC-Canada Climate Change Program, and up to \$13.3 million from OPIC, along with an interest rate swap from IFC and a partial risk guarantee from the International Development Agency.* » [...] « *It includes a "one-stop shop" package of technical assistance, templated documents, pre-approved financing, insurance products, and guarantees. Scaling Solar has financing support of USAID's Power Africa, the Private Infrastructure Development Group company, DevCo, the Ministry of Foreign Affairs of the Netherlands, the Ministry of Foreign Affairs of Denmark, and the UK Department for International Development.* ».

<https://ifcextapps.ifc.org/ifcext/pressroom/ifcpressroom.nsf/O/EABBB3BCACC7DCB4852581FC00549777?OpenDocument>

prix final de l'électricité artificiellement bas, en face duquel la comparaison du prix proposé par des projets privés ne bénéficiant pas des mêmes facilités n'est guère avantageuse.

Le plus souvent, ces autres projets privés sont donc abandonnés, et les États préfèrent attendre la mise en place du programme Scaling Solar. Ce phénomène a été observé dans les pays où le programme est déjà implanté (Zambie, Ethiopie, Madagascar, Sénégal) ou sur le point d'arriver (en Côte d'Ivoire notamment). La Côte d'Ivoire a même interrompu brutalement un de ses programmes solaires en cours (appel à projets pour une centrale solaire à Odienné) lorsque les résultats de l'appel d'offres Scaling Solar au Sénégal ont été rendus publics : un prix record (mais bénéficiant des facilités susmentionnées) de \$ 38/MWh (indexé à 1,2 % par an). Ne bénéficiant pas des mêmes conditions, l'appel d'offres d'Odienné aurait probablement conduit à un prix de l'ordre de \$ 70 à \$ 80/MWh. Bien que ce niveau de prix soit déjà très compétitif par rapport aux centrales thermiques d'appoint et groupes électrogènes (de l'ordre de 200 USD/MWh), il est jugé préférable politiquement d'attendre la mise en place du programme Scaling Solar quitte à perdre plusieurs années – et à décourager les développeurs privés (sans parler de l'urgence climatique ou du droit des populations d'avoir accès à l'énergie).

Le programme Scaling Solar fait le bon diagnostic en cherchant à proposer des cadres réglementaires adéquats et des outils de planification, et en essayant d'améliorer les conditions de financement : ce serait une réponse parfaitement adaptée si elle n'était pas réservée aux seuls projets développés par la SFI mais mise à disposition via un système ouvert à tous et à plus grande échelle⁸¹.

Scaling Solar repose sur des facilités que l'on peut qualifier de subventions « indirectes » : elles interviennent sur le développement, le raccordement, le financement, la présence de garanties, etc. En revanche, l'investissement dans le projet reste confié à un partenaire privé. L'exemple suivant illustre une subvention que l'on peut qualifier de « directe », c'est-à-dire qu'une agence de développement apporte une subvention à un État pour que ce dernier puisse investir directement dans le projet.

⁸¹ Précisément la vision portée par l'Alliance solaire internationale, à laquelle la Banque mondiale participe activement.

Le cas du Projet Zagtouli (Burkina Faso)

Le projet solaire de Zagtouli au Burkina Faso (centrale solaire de 33 MW) a été inauguré en octobre 2017 par le Président Emmanuel Macron et son homologue burkinabé Roch Marc Christian Kaboré. Pour un coût total est de 47,5 millions d'euros, le projet a bénéficié d'une subvention de 25 millions d'euros du Fonds européen de développement (FED) de l'Union européenne et d'un prêt bonifié de l'Agence française de développement (AFD) pour les 22,5 millions d'euros restants. Ce projet a conduit le Burkina Faso à se féliciter du fait que « l'énergie produite par la centrale solaire de Zagtouli coûtera⁸² environ 45 francs CFA⁸³ (7 centimes d'euro) le kilowatt/heure (kWh) et sera ainsi trois fois moins chère que l'électricité produite dans les centrales thermiques, qui coûte 145 francs CFA ». Cette annonce⁸⁴ a eu pour conséquence de mettre un coup d'arrêt à de nombreux autres projets de la région ne bénéficiant pas des mêmes subventions, les gouvernements concernés ayant tendance à attendre un niveau de prix équivalent.

Ces initiatives subventionnées - directement ou indirectement – ont des conséquences importantes sur la pénurie de projets mise en lumière plus haut, et sur le rythme de déploiement des futurs projets solaires.

- En premier lieu, cela dissuade les développeurs privés de continuer à prendre des risques en entreprenant de nouveaux projets dans ces pays. C'est une des raisons qui explique la pénurie actuelle de projets matures.
- En second lieu, cela envoie un signal prix artificiellement bas à l'ensemble du marché, ce qui génère beaucoup d'attentes parmi les décideurs africains. Ces attentes ne peuvent pas être satisfaites par les projets privés non subventionnés, ce qui les rend politiquement insoutenables.

⁸² À noter qu'il s'agit ici d'un emploi inadapté de la notion de « coût ». On peut se reporter aux travaux du Professeur Claude Riveline (Ecole des Mines de Paris) pour rappeler que le « coût » dépend de l'observateur (<http://www.riveline.net/poly/>). Dans le cas de la centrale de Zagtouli, financée totalement hors marché, le « coût » de l'électricité n'a donc pas de signification absolue et dépend de multiples hypothèses (durée d'amortissement, taux d'actualisation, etc) et ne peut donc servir de référence pour comparer avec le prix proposé par des projets IPP dans la région.

⁸³ Il s'agit d'un coût de revient pour la SONABEL calculé sur la base du montant du contrat EPC. Le coût a été calculé sur une base hors-financement, pour limiter le biais de la structure de financement qui inclut une subvention d'investissement.

⁸⁴ http://www.lepoint.fr/economie/le-burkina-faso-lance-la-plus-grande-centrale-solaire-d-afrique-de-l-ouest-27-11-2017-2175374_28.php

Ces deux cas illustrent par quel mécanisme une initiative publique issue d'une très bonne intention au départ, peut pourtant être de nature à décourager l'investissement privé dans ces pays et aller à l'encontre du but recherché.

d. Quelle collaboration entre secteur public et secteur privé pour accélérer le développement du solaire ?

On peut regretter que des institutions comme l'UE (soit directement ou à l'initiative d'un État membre) ou la Banque mondiale, qui prônent par ailleurs la libre concurrence et le respect des règles de marché, viennent ainsi (sans que ce soit leur intention première) subventionner des projets concurrents de ceux portés par des entreprises privées, fut-ce au nom d'une politique de développement. Une politique de développement doit en théorie être pensée pour encourager des initiatives dans des segments où le secteur privé ne parvient pas à trouver un équilibre économique ou se trouve être absent pour toute autre raison⁸⁵. Elle ne devrait pas viser à subventionner des projets publics pour lesquels il existe déjà des alternatives concurrentes suscitant l'appétit d'investisseurs privés.

L'usage consistant à offrir aux pays en voie de développement des infrastructures de production d'électricité subventionnées est à proscrire pour les raisons évoquées ci-dessus mais aussi pour une raison plus évidente encore : un État à qui l'on offre une infrastructure subventionnée a moins d'incitation à la maintenir dans un état optimal qu'un investisseur misant réellement ses fonds dans le projet. Les exemples sont malheureusement nombreux en Afrique, de ces centrales subventionnées laissées à l'abandon après l'achèvement des travaux ou se trouvant dans des états de forte dégradation⁸⁶.

Une collaboration fructueuse entre secteurs public et privé demeure pourtant possible et même nécessaire si on veut atteindre l'objectif de déployer 100 GW solaires en Afrique d'ici 2030. Les agences de développement et bailleurs multilatéraux qui subventionnent des projets ne disposent pas des ressources humaines et capacités financières pour réaliser seuls le développement et le financement de ces 100 GW, sinon en s'appuyant autant que possible sur les capacités de déploiement du secteur privé.

⁸⁵ C'est le cas, notamment, des projets de déploiement de réseaux électriques, où l'on peut penser que l'argent public actuellement dirigé vers des projets tels que Defissol ou Scaling Solar, serait mieux employé.

⁸⁶ On peut citer par exemple le barrage de Kariba en Zambie, la centrale thermique de Maria Gleta au Bénin, le barrage de Lagdo au Cameroun, etc.

En particulier, que faire de tous les fonds publics qui ont été mobilisés dans le monde entier pour promouvoir les énergies vertes ? Trois usages sont à privilégier :

- Tout d'abord, ces fonds doivent être utilisés pour offrir des **outils de réduction des risques** (garanties, assurances, outils de couverture contre le risque de change, etc.) aux investisseurs privés, plutôt que pour se substituer à eux. Ces outils encourageraient les investisseurs à franchir le pas, en particulier dans un environnement où les risques perçus sont particulièrement importants. Certains outils existent déjà (par exemple RLSF⁸⁷) : ils peuvent être renforcés, étendus, et rendus encore plus facilement accessibles aux petits projets. De nouveaux outils peuvent être créés, comme par exemple un fonds de soutien (au niveau d'un État ou d'un groupe d'États) en cas de fluctuation de la devise, visant à protéger l'acheteur d'électricité (si le PPA est en devise internationale) ou le vendeur (si le PPA est en devise locale).
- En second lieu, ces fonds doivent être utilisés pour offrir **des financements à des taux meilleurs que le marché** (taux dits « concessionnels ») aux projets matures ayant été développés par le secteur privé. Dans l'optique de ne pas créer de distorsion de marché, il est important que ces financements soient attribués après que le prix « hors subventions » ait été préalablement défini (par voie de guichet) ou révélé (par voie d'appel d'offres) pour éviter toute confusion entre prix de marché et prix subventionné⁸⁸.
- Enfin, ces fonds doivent être utilisés pour **financer des initiatives essentielles mais en incapacité** d'attirer des investissements privés : révision des législations sectorielles nationales, renforcement des infrastructures de réseaux électriques, programmes de renforcements de compétences (formation des fonctionnaires, par exemple), etc. En particulier, les organismes multilatéraux peuvent accompagner les États dans leurs tentatives de planification et d'instauration d'un cadre réglementaire adapté. Plusieurs le font déjà (on peut citer par exemple

⁸⁷ RLSF (Regional Liquidity Support Facility) mis en place fin 2017 par l'ATI-ACA (African Trade Insurance Agency), est un mécanisme de garantie financé par la KfW à hauteur de 31 millions d'euros et accessible aux projets de petite taille, sous réserve d'être situé dans un pays membre de l'ATI. <http://www.ati-aca.org/energy-solutions/facilities/regional-liquidity-support-facility/>

⁸⁸ L'exemple du Liban illustre cette approche. La Banque du Liban propose un financement bonifié (« *National Energy Efficiency and Renewable Energy Action* » ou NEEREA), mais lors de l'appel d'offres portant sur des centrales solaires de 15 MW qui s'est tenu en 2017, il était explicitement demandé aux candidats de construire leur prix en ne prenant pas en compte le financement bonifié NEEREA. Ce n'est que dans un second temps que ce financement bonifié pourrait être proposé aux projets lauréats, de manière à réduire leur prix et donc à bénéficier au consommateur final sans pour autant perturber le signal prix communiqué au marché (qui reste un prix hors subvention NEEREA).

l'action de la Banque africaine de développement avec le programme ALSF⁸⁹ déjà évoqué plus haut, ou bien les remarquables avancées des programmes du Millenium Challenge Account⁹⁰ ou RECASEB⁹¹ au Bénin) mais la concentration de davantage de moyens sur ce type d'initiatives dans d'autres pays permettrait d'aller plus vite. Le programme Scaling Solar comporte également une dimension d'accompagnement dans la mise en place d'un cadre réglementaire adapté, et a pu développer une très forte expertise en la matière dans plusieurs pays depuis 2013.

Pour résumer, il s'agit d'utiliser cette denrée rare et précieuse que sont les fonds publics, non pas pour concurrencer le secteur privé mais pour faire levier sur les fonds privés. Avec une subvention publique de 10 millions d'euros, on peut financer directement une centrale solaire d'une capacité de 10 MW. Si ces 10 millions étaient plutôt utilisés pour garantir à des investisseurs privés un an de chiffre d'affaires du contrat de vente d'électricité, c'est une capacité 13 fois supérieure qui pourrait être mise en service. Pour le dire autrement, 10 millions d'argent public placés en fonds de garantie permettent de « lever » 130 millions de fonds privés qui ne demandent qu'à s'investir dans ce type de projets. La puissance de ce levier est incontournable pour parvenir à déployer les infrastructures requises dans le temps limité imparti.

On ne peut donc que souligner avec la plus grande insistance la nécessité de réorienter les subventions publiques et l'aide au développement, vers des mécanismes de rehaussement de crédit, et vers des segments qui peuvent avoir encore besoin de subventions (comme l'électrification rurale ou les réseaux). Il est essentiel d'éviter ainsi qu'un emploi de ces ressources dans des projets initiés par la sphère publique, ne vienne créer de fortes distorsions dans un marché déjà suffisamment complexe en soi.

⁸⁹ L'African Legal Support Facility (Facilité africaine de soutien juridique), est une institution publique internationale hébergée par la Banque africaine de développement (BAD) ayant pour mandat d'apporter conseils juridiques et assistance technique aux Etats africains afin de renforcer leurs capacités en matière de négociation de transactions commerciales complexes et de règlement des litiges avec leurs créanciers (<http://www.afsf.org/>)

⁹⁰ <http://www.mcabenin2.bj/texte/show/reformes-politiques-et-renforcement-institutionnel/project>

⁹¹ https://eeas.europa.eu/delegations/benin/39856/appeel-%C3%A0-candidatures-pour-le-projet-de-renforcement-des-capacit%C3%A9s-des-acteurs-du-secteur-de-l_fr

Les subventions créent une distorsion de marché dont les implications sont à la fois locales et régionales

Proposition n° 4 - Vérifier l'absence de tout projet privé implanté sur une zone donnée avant d'envisager d'y implanter un projet public.

Proposition n° 5 - Limiter au maximum les signaux de prix artificiels : éviter les subventions (portant sur les études, le foncier, le raccordement, etc.) de nature à décourager l'investissement privé

Proposition n° 6 - Promouvoir une meilleure collaboration entre fonds publics et privés : cibler les fonds publics sur des projets qui n'attirent pas les fonds privés tels que les infrastructures de réseau de moyenne et basse tension, la mise à disposition d'outils de rehaussement de crédit des contreparties publiques ou l'accompagnement du renforcement des compétences.

3. Le mécanisme d'appel d'offres présente des limites dans des contextes de marchés peu matures ou des projets de petite taille

69

Cette section aborde un troisième frein : l'usage du mécanisme d'appels d'offres sans prise en compte des limites de ce mécanisme lorsqu'on cherche à l'appliquer dans des contextes de marchés peu matures ou à des projets de petite taille.

Les limites du mécanisme d'appel d'offres lorsqu'il est mal utilisé dans des marchés peu matures, peuvent être illustrées par les trois exemples ci-dessous.

Appel d'offres pour deux centrales solaires de 5 MW au Togo en 2014

Le gouvernement du Togo a lancé un appel d'offres en juin 2014 pour sélectionner des porteurs de projets et leur confier le développement, le financement, la construction et l'exploitation de deux centrales solaires de 5 MW, une dans la partie Nord et une dans la partie Sud du pays. En 2015, le volet correspondant à la partie Sud est déclaré infructueux, tandis qu'un consortium remporte le lot de la centrale du Nord. En raison de la petite taille des projets, le consortium lauréat

a voulu renégocier les conditions en revoyant à la hausse la taille de la centrale (de 5 MW à 20 MW) pour faciliter le financement. Cette discussion n'ayant pas abouti, le projet a finalement été abandonné.

Appel d'offres pour des centrales solaires au Burkina Faso en 2013

Le Burkina Faso a lancé un appel d'offres en décembre 2013 pour sélectionner des porteurs de projets et leur confier le développement, le financement, la construction et l'exploitation de centrales solaires de 10 à 30 MW sur différents sites répartis sur le territoire. Après plusieurs reports et annulations successives, un nouvel appel à manifestation d'intérêt a finalement été lancé en 2016 pour huit projets solaires. En 2017, les sociétés préqualifiées se sont vues attribuer les différents sites, à raison de deux ou trois candidats par site, et ont dû remettre une nouvelle offre en octobre 2017. Certaines sociétés ont reçu des courriers de qualification, mais l'aboutissement de l'appel d'offres a été considérablement ralenti pendant toute l'année 2018, notamment en raison des engagements budgétaires pour l'État du Burkina Faso que la structuration de ces projets occasionnait et de l'opérationnalisation du principe d'audit à livre ouvert (« *open book* »). Ce n'est que très récemment que la procédure de sélection définitive des développeurs a été reconduite dans le cadre d'un dialogue compétitif, avec cependant une incertitude qui demeure importante quant à la mise en œuvre effective de ces projets.

Appel d'offres pour des centrales solaires au Mali en 2015

Le Mali a lancé un appel d'offres le 22 avril 2015 portant sur le développement, le financement, la construction et l'exploitation de deux centrales solaires respectivement de 25 et 50 MW situées à Koutiala et Sikasso. En 2016, les sociétés Access Power (Koutiala) et Building Energy (Sikasso) ont été retenues par le ministère de l'Énergie et de l'Eau du Mali. Dans le cadre de la négociation de la documentation juridique et financière, le ministère de l'Énergie et de l'Eau a bénéficié de soutien juridique (*via* la facilité ALSF⁹²). Depuis 2016,

⁹² L'African Legal Support Facility (Facilité africaine de soutien juridique), est une institution publique internationale hébergée par la Banque africaine de développement (BAD) ayant pour mandat d'apporter conseils juridiques et assistance technique aux États africains afin de renforcer leurs capacités en matière de négociation de transactions commerciales complexes et de règlement des litiges avec leurs créanciers (<http://www.afslf.org/>)

la négociation des contrats et le développement des projets (études réseaux, études environnementales, etc.) sont toujours en cours. Le *closing* financier des opérations est estimé à fin 2019 pour une mise en service des installations fin 2021.

En parallèle de ces deux projets solaires développés dans le cadre d'un appel d'offres, le Mali a signé deux conventions de concession pour deux projets solaires :

- 50 MW à Kita – Projet développé par la société Akuo Energy en collaboration avec l'association R20 depuis 2014. Le 17 octobre 2018, Akuo Energy a annoncé le bouclage financier de l'opération, dont le coût de construction s'élève à 85 millions d'euros. Le projet serait financé par Akuo Energy (fonds propres) et par des prêteurs internationaux (*Emerging Africa Infrastructure Fund Limited*, la Banque ouest africaine de développement (BOAD), la Banque nationale de développement agricole du Mali (BNDA) et la Société néerlandaise pour le financement du développement (FMO)). La mise en service de l'installation doit intervenir avant octobre 2020.
- 33 MW à Segou – Projet développé par la société norvégienne Scatec Solar et la SFI (Groupe Banque mondiale). Depuis l'annonce en juillet 2015 de la signature d'un contrat d'achat d'électricité et d'une convention de concession avec EDM et l'État, Scatec Solar et la SFI n'ont pas annoncé de bouclage financier ni de calendrier de mise en service de l'installation.

a. Une inadéquation au contexte et à la typologie des projets

S'il présente l'avantage de pouvoir tirer les prix vers le bas, ce système présente également plusieurs inconvénients qui le rendent notamment peu adapté pour accompagner le développement des projets solaires dans des marchés peu matures.

i. Renchérissement des coûts

Les lourdeurs inhérentes aux appels d'offres, inadaptés aux projets solaires de petite taille, et le risque additionnel qu'ils font porter, tendent à renchérir les coûts. Contrairement à l'idée généralement établie, un appel d'offres n'est pas

synonyme de prix le plus bas dans tous les cas de figure. On peut schématiquement énoncer une règle simple selon laquelle plus le risque est important, plus le prix de l'électricité sera élevé. Investir dans les pays d'Afrique subsaharienne est une activité déjà suffisamment risquée sans qu'il soit besoin de rajouter en plus un risque commercial lié à un appel d'offres à l'issue par nature incertaine. En outre, la procédure d'appel d'offres est lourde : rédaction d'un cahier des charges, instruction des offres, attribution des lauréats, gestion des recours éventuels, etc. Avec pour conséquence des délais souvent longs⁹³ et des coûts importants à la fois pour le donneur d'ordres mais aussi pour les concurrents, qui doivent intégrer dans le prix proposé par leur éventuel projet lauréat, le coût généré par l'ensemble de leurs projets non retenus. Divers articles de la littérature de recherche sur le sujet concluent ainsi qu'en deçà d'une certaine taille de projet, l'appel d'offres s'avère au global plus coûteux pour la collectivité qu'un système de tarif d'achat⁹⁴. Il existe néanmoins des possibilités d'abaisser ce seuil en réduisant les coûts de procédure des appels d'offres : simplification, digitalisation, etc.

ii. Asymétrie d'information

La technicité de l'instruction des projets et l'asymétrie d'information entre donneurs d'ordres et acteurs privés rendent les appels d'offres inadaptés à des pays qui débutent. Instruire un appel d'offres suppose d'être en mesure de faire le tri entre différentes offres et de déceler les tentatives de manipulation de certains candidats. Ce travail n'est possible qu'à condition pour le donneur d'ordres de disposer des compétences nécessaires. Les retours d'expérience montrent que les procédures d'appels d'offres dans les pays n'ayant pas développé une expertise locale significative, conduisent à sélectionner des offres certes attractives mais non sérieuses, avec pour conséquence l'enlisement voire l'abandon du projet dans les mois ou les années qui suivent l'adjudication. Une meilleure coopération entre régulateurs ou pouvoirs publics des différents pays serait souhaitable pour faciliter la diffusion de ces retours d'expérience depuis les pays ayant acquis une expertise de la mise en œuvre d'appels d'offres, vers les pays souhaitant y recourir pour la première fois.

⁹³ À noter que ce point n'est pas spécifique aux pays en voie de développement. En France, les appels d'offres éolien offshore ou solaires illustrent bien les difficultés inhérentes à ce système : lourdeur, incitation à mettre en œuvre des stratégies de pricing spéculatives, taux de « déchet » (i.e. les projets qui, bien que lauréats, ne voient jamais le jour) pouvant aller de 20 à 50 % selon les appels d'offres, etc.

⁹⁴ *Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity – What can we learn from recent experiences?* (Fraunhofer ISI, 2017, Jenny Winkler, Magdalena Magosch, Mario Ragwit)

iii. Incitations aux stratégies spéculatives

Dans un marché dont les prix sont structurellement en baisse continue, les participants à un appel d'offres sont souvent amenés à mettre en œuvre une stratégie de prix spéculative. En raison de la baisse vertigineuse des prix qu'a connu ce marché depuis 10 ans et qui se poursuit sur un rythme soutenu encore aujourd'hui, la tentation est forte pour un candidat à un appel d'offres de proposer son électricité à un prix inférieur à ce qu'il sait être capable de réaliser à court terme, en spéculant sur la baisse future des prix des panneaux solaires ou des taux d'intérêt. La méthode pour gagner un appel d'offres est simple : il suffit de prendre des hypothèses si ambitieuses que l'on peut proposer un prix défiant toute concurrence. Une fois lauréat, les hypothèses de départ s'avèrent évidemment non tenues, mais il ne reste alors plus qu'à négocier avec l'acheteur une révision du prix à la hausse, ou bien un délai supplémentaire - car la baisse continue du prix des panneaux ou l'amélioration de l'environnement économique et financier du pays finiront par rendre le projet rentable un jour ou l'autre. Quant à l'acheteur, il lui est presque impossible de refuser d'accorder un délai supplémentaire et de remettre en cause l'appel d'offres – car à ce stade du projet, cela fait souvent déjà deux ou trois ans que la centrale solaire a été promise aux populations et l'échec ne pourrait être politiquement assumé.

iv. Des comparaisons infondées et des signaux prix perturbés

En incitant les acteurs à spéculer à la baisse tout en étant généralement accompagnés d'effets d'annonce retentissants, les appels d'offres contribuent à ralentir les autres projets. Les conséquences d'un appel d'offres dans un pays donné ont des répercussions dans l'ensemble de la région concernée, voire du continent. Pourtant, la comparaison des prix obtenus d'un pays à l'autre (ou même d'un appel d'offres à l'autre au sein d'un même pays) est généralement infondée. Comparer les prix obtenus requiert que les conditions soient rigoureusement les mêmes, ce qui est impossible en pratique. Les conditions sont très différentes entre un projet « Scaling Solar » en Zambie et un projet plus « classique » dans un autre pays d'Afrique de l'Ouest. Les facteurs ci-dessous, entre autres, sont essentiels dans la formation du prix :

- « **Auction design** », c'est-à-dire le cahier des charges de l'appel d'offres et en particulier les critères de notation, l'obligation de constituer des garanties d'exécution, le périmètre exact du travail demandé au développeur de projet, etc. Le prix obtenu dans un appel d'offres pour lequel aucune garantie n'est demandée

– les études sont mises à disposition par le donneur d'ordre et les critères de notation portent exclusivement sur la compétitivité – ne saurait être comparé au prix obtenu dans un appel d'offres pour lequel une garantie de 10 % est exigée. Le développement et les études à la charge du candidat et les critères de notation incluent une note technique ou une note environnementale.

- **Le risque pays** : le prix obtenu dans un appel d'offres dans un pays où le chantier devra se tenir dans un camp retranché et les panneaux solaires devront être acheminés sous escorte armée, et où l'environnement des affaires est très dégradé (corruption, etc.) ne saurait être comparé au prix obtenu dans un appel d'offres dans un pays sécurisé et jouissant d'un environnement favorable aux affaires.
- **Le cadre juridique, réglementaire, fiscal du pays** : la présence de droits de douanes importants (jusqu'à 100 % dans certains pays et pour certains matériels nécessaires à la construction d'une centrale solaire), la fiscalité très différente d'un pays à l'autre (avec notamment certaines taxes locales comme la patente, la retenue à la source, les droits d'enregistrement, etc.), l'absence d'un cadre juridique et réglementaire adéquat (ce qui renchérit les frais de conseil juridique pour les porteurs de projets) ont des impacts importants sur le prix de l'électricité.
- **Le coût du financement** : résultante des deux facteurs précédents, mais aussi de l'environnement économique et financier (taux d'intérêt de référence de la banque centrale, risque de change, inflation, etc.), les conditions d'accès aux capitaux sont un facteur déterminant (cf. section 1.c).
- **Le gisement solaire** : facteur sans doute le plus évident à première vue, ce qui n'empêche pas de nombreux pays de mettre en concurrence dans les mêmes conditions des projets dont le productible solaire varie du simple au double.
- **La taille de la centrale** : les économies d'échelle obtenues sur de très grands projets leurs permettent d'atteindre des niveaux de prix qui ne sont absolument pas répliquables sur des projets de petite taille. Les appels d'offres en France montrent un écart de prix de l'ordre de 10 €/MWh⁹⁵ entre les projets dont la puissance est comprise entre 500 kWc et 5 MWc, et les projets dont la puissance est comprise entre 5 et 30 MWc.

⁹⁵ Rapport de synthèse de l'appel d'offres de la CRE portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc » - 11 juillet 2018.

- **Le calendrier de réalisation** : dans un marché où les baisses de prix sont significatives, il convient de bien faire la distinction entre les prix de l'électricité produite par des centrales ayant été financées et construites, et les prix proposés dans des appels d'offres. Parmi les 10 projets réellement mise en service dans la région (tableau en partie I.2.d.), aucun ne bénéficie d'un tarif inférieur à 11 cUSD/kWh.
- **La présence de subventions** : qu'elles soient prévues par l'appel d'offres et mises à disposition de tous les candidats ou qu'elles soient obtenues par certains candidats qui mobilisent des subventions auxquelles ils ont accès afin de proposer un prix plus compétitif face aux autres concurrents.

Programme Scaling Solar

Le programme Scaling Solar de la Banque mondiale a déjà évoqué plus haut. Lancé en 2013, ce programme vise à mettre en œuvre dans différents pays d'Afrique des appels d'offres « estampillés Banque mondiale » assortis de diverses facilités (mise à disposition du foncier, études, raccordement, financement). Après trois années de préparation et d'instruction, deux premiers projets ont été sélectionnés en Zambie (47,5 MW et 28,2 MW) en juin 2016 à des prix respectivement de \$6,02 cUSD/kWh et \$7,84 cUSD/kWh, ce qui pour l'époque était un record absolu dans la région (la figure 18 montre même que ce prix était alors inférieur à celui obtenu dans les appels d'offres en Allemagne ou en France). À un tel niveau de prix, la concrétisation des projets est souvent délicate car la moindre mauvaise surprise peut significativement menacer l'équilibre économique. Cinq ans après le lancement du programme Scaling Solar, le premier kWh de production se fait toujours attendre.

Bien que la comparaison avec tout autre projet soit évidemment infondée, l'annonce de ces prix a porté un coup d'arrêt à de nombreux projets similaires à travers tout le continent, qui étaient sur le point d'être signés à un prix plus élevé mais pour lesquels les États ou les sociétés nationales d'électricité attendent désormais un prix équivalent à celui de la Zambie. Un prix certes très attractif, mais surtout artificiel et non répliquable en dehors de ces conditions particulières.

Pour ces raisons, entre autres, la plupart des tentatives de mener à bien des appels d'offres dans des marchés non matures se sont jusqu'à présent soldées par des échecs ou des délais d'aboutissement extrêmement longs. Pourtant, de nombreux acteurs institutionnels continuent de recommander (voire d'imposer) un appel

d'offres aux pays qui se tournent vers eux pour solliciter des conseils sur la marche à suivre pour développer les énergies renouvelables.

L'engouement mondial pour les appels d'offres ne faiblit pas. L'attention se focalise sur les derniers records de prix atteints en Zambie (\$6.02 cUSD/kWh en 2016), en Egypte (\$8.4 cUSD/kWh en 2017) ou au Sénégal (\$3.8 cUSD/kWh en 2018) mais ces effets d'annonce ne donnent lieu à aucune réalisation concrète avant plusieurs années. Des alternatives à l'appel d'offres existent, mais il est difficile de remettre en cause une méthode qui s'inscrit dans la politique de promotion de la libre concurrence portée par de nombreuses banques de développement et organismes institutionnels ainsi que la plupart de leurs conseils juridiques, techniques, financiers et stratégiques.

b. Les solutions alternatives

Il existe différents autres mécanismes d'attribution pouvant constituer une alternative à l'appel d'offres tel qu'il est actuellement pratiqué, chacun ayant ses avantages et ses inconvénients.

i. Attribution d'un contrat d'achat en gré à gré ou sur la base d'une « offre non sollicitée »

Un État ou un acheteur d'électricité (typiquement une société nationale d'électricité) reçoit de nombreuses manifestations d'intérêt émanant de développeurs privés leur proposant des projets pour leur vendre de l'électricité. Cette méthode présente l'avantage de la flexibilité et de la (relative) rapidité. Ses deux inconvénients majeurs sont, d'une part, le risque pour l'acheteur de s'engager avec des porteurs de projets peu qualifiés, et d'autre part, le risque de ne pas obtenir le « meilleur prix ».

Ces deux risques peuvent toutefois être maîtrisés :

- les qualifications techniques et financières des porteurs de projet peuvent s'évaluer aisément à condition de disposer des capacités de le faire ;
- le prix peut être optimisé, par exemple *via* un dialogue compétitif entre les différents acteurs privés ayant manifesté leur intérêt, ou bien en effectuant un audit « à livre ouvert » du prix proposé : dans une situation où les principales variables (gisement solaire, coûts de construction, coûts d'exploitation, et coûts de

financement) sont connues, le « juste » prix de l'électricité peut être calculé par une simple modélisation financière.

Programme de Feed-in-Tariff en gré à gré – le cas du Sénégal

Le solaire a pu se développer au Sénégal (pays relativement stable et économiquement attractif aux yeux des investisseurs) car la capitale, Dakar, qui est le poumon économique, ainsi que les grandes régions du pays (Thiès, Kaolack, Diourbel, Saint-Louis) interconnectées par le réseau national électrique, tirent une grande partie de la demande en électricité et sont très bien situées géographiquement pour accueillir cette technologie. Par ailleurs, le programme de développement de centrales solaires a bénéficié d'une volonté politique extrêmement forte, face à la situation très délicate de l'alimentation électrique de Dakar au début des années 2010 (nombreux délestages quotidiens). La Loi d'orientation sur les énergies renouvelables, adoptée en décembre 2010, a permis une période transitoire de deux ans permettant au ministère en charge de l'Énergie d'agrèer des offres de projets soumis par des promoteurs privés. Ainsi, de nombreux agréments ont été délivrés par l'État, ayant conduit à la signature fin décembre 2013 de dix PPA entre la SENELEC et des promoteurs de projets, dont neuf pour le solaire et une centrale éolienne finalement retenus sur la base du prix de cession. Parmi ces projets solaires, quatre projets ont finalement été réalisés en 2016-2018, deux autres ont été raccordés ces derniers mois, le reste n'ayant pas été concluant.

ii. Mise en place d'un guichet semi-ouvert avec des jalons de développement

Un État peut mettre en place un programme dans lequel les conditions d'achat de l'électricité solaire sont fixées *ex-ante* et les porteurs de projets privés sont invités à effectuer différentes démarches techniques et financières de plus en plus restrictives jusqu'à délivrance d'une licence ouvrant le droit à la signature d'un contrat d'achat de l'électricité solaire (l'acheteur pouvant être l'État ou une entité dédiée, par exemple une société nationale d'électricité).

Programme de Feed-in-Tariff à guichet semi-ouvert - le cas de la Namibie

La Namibie a lancé en avril 2015 un programme intitulé REFIT (*Renewable Energy Feed-in Tariff*⁹⁶) : tout projet (solaire, éolien ou biomasse) de puissance inférieure à 5 MWc pouvait soumettre un dossier de qualification pour obtenir un contrat d'achat à un prix pré-déterminé (variable de 10 à 30 cUSD/kWh selon les technologies et les puissances). Afin d'éviter tout risque de bulle, ce programme a été limité à un volume total de 70 MWc, et seuls les dossiers remplissant des conditions précises (sur le plan technique, administratif ou financier) étaient éligibles. Le programme a été entièrement souscrit (14 projets), et neuf centrales étaient déjà en service en mai 2018 pour un total de 45 MWc, les 25 MWc restant étant en cours de finalisation.

Le cas du Kenya

Le Kenya a, depuis 2008, développé une politique de promotion des énergies renouvelables à travers la mise en place d'un système de guichet ouvert (Feed-in Tariff). En mars 2008, le ministère de l'Énergie a publié le « *2008 FiT Policy* » offrant un FiT pour les installations éoliennes (maximum 50 MW), petites hydro (maximum 10 MW) et de biomasse (maximum 40 MW). En janvier 2010, les tarifs d'achat connaissent une révision et un FiT est mis en place pour les installations solaires, de biogaz et géothermiques. Outre la définition d'un tarif d'achat par source d'énergie, ce texte réglementaire a défini une documentation juridique standardisée (PPA) avec une distinction entre les projets de puissance supérieure à 10 MW et ceux de puissance inférieure à 10 MW.

En juin 2017, le ministère de l'Énergie, la commission de régulation (ERC) et la compagnie publique (KPLC) annoncent avoir signé des PPA avec quatre projets de 40 MW bénéficiant du système de FiT (la société Frontier Energy accompagné de la Banque européenne d'investissement porte les projets Eldosol et Radiant ; Malindi est développé par Globeleq et le projet à Kesses est porté par le groupe Alten). En juillet 2018, la société Globeleq et l'agence de développement britannique annoncent avoir atteint le bouclage financier du projet de 40 MW de Malindi représentant un montant total de 66 millions USD.

⁹⁶ <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/namibia/name-146076-en.php>

En éolien, le Kenya a négocié puis signé un PPA entre 2008 et 2014 avec le groupe LTWP (KP&P BV Africa, Aldwych International Limited, Norfund, IFU-Danish Development Bank, FinnFund et Vestas) portant sur la réalisation d'un parc éolien d'une capacité totale de 310 MW situé au Lac Turkana. La construction débuta en octobre 2014 et la mise en service mécanique du projet est intervenue en janvier 2017. En octobre 2018, après finalisation du réseau de transport par le gestionnaire de transport de l'électricité (KenGen), la mise en service opérationnel du parc est intervenue.

iii. Mise en concurrence portant sur le prix de la licence

Il s'agit d'un mécanisme assez comparable à un appel d'offres, à ceci près que la mise en concurrence ne porte pas sur le prix de l'électricité mais sur la valeur d'acquisition d'une licence. Ce système fut mis en place par exemple au Portugal au début des années 2010, avec un certain succès.

L'avantage principal de cette méthode, est que l'éventuelle spéculation demeure sans conséquences (elle ne génère pas des signaux prix artificiellement bas qui perturbent la concurrence), et contribue à faire rentrer des recettes dans les caisses de l'État. L'éventuelle spéculation se révèle d'autant plus contrôlable si les autorités encadrent strictement (voire interdisent) la revente de ces licences sur le marché secondaire avant la mise en service de la centrale.

Deux inconvénients sont à relever : d'une part, ce mécanisme, comme les deux autres méthodes ci-dessus, nécessite que l'autorité (ou le régulateur) soit capable de déterminer le prix⁹⁷. D'autre part, ce système présente un risque d'exclusion des PME au profit des grands groupes ayant les moyens financiers de supporter l'acquisition de la licence.

Ces deux risques peuvent toutefois être maîtrisés :

- Sur la fixation du prix, il suffit de prévoir une boucle de rétroaction à partir des valeurs proposées pour les licences. Si cette valeur augmente trop, c'est le signe que le prix de l'électricité proposé est trop favorable. Si cette valeur s'effondre, c'est le signe que le prix de l'électricité est probablement trop bas pour être viable.

⁹⁷ Et de ne pas céder à la tentation de mettre un prix plus élevé pour générer des montants de licences plus importants.

- Sur le risque d'exclusion des PME, il convient de prévoir un mécanisme dans lequel le paiement de la licence se fait au moment de la mise en service du projet, et non au moment de la soumission de l'appel d'offres.

iv. Enchères de Vickrey

Ce type d'enchères consiste à attribuer au lauréat le prix proposé par le deuxième plus offrant. En faisant appel à la théorie des jeux, l'économiste américain William Vickrey (1914-1996) a démontré que ce type d'enchères incite les participants à proposer le « vrai prix » et à ne pas adopter de comportement spéculatif.

Diverses variantes de ces enchères ont été utilisées (ou le sont toujours) pour l'allocation des publicités de Google ou pour l'octroi des licences de téléphonie mobile au Royaume Uni. Toutefois, elles n'ont encore jamais été utilisées dans le cadre d'appels d'offres solaires.

c. La confusion entre appels d'offres et concurrence

On observe depuis quelques années une forme d'engouement pour les appels d'offres de projets d'énergies renouvelables. Le nombre de pays ayant mis en place des appels d'offres est ainsi passé de six en 2005 à 67 en 2017, selon l'IRENA⁹⁸.

Cet engouement s'explique par l'efficacité incontestable de ce mécanisme dans de nombreux marchés matures pour accélérer la baisse des prix de l'électricité solaire (cf. Partie II, paragraphe 2.b.ii). Attirés par la promesse de prix très compétitifs, de plus en plus de pays souhaitent imiter ce mouvement, sans percevoir les difficultés (évoquées plus haut) à répliquer le mécanisme dans des marchés moins matures.

Cet engouement s'explique également par la conviction assez largement partagée par les bailleurs institutionnels et de nombreux États, que l'obtention d'un prix concurrentiel pour l'électricité implique nécessairement un appel d'offres portant sur le prix⁹⁹. Il est légitime de croire à première vue que l'appel d'offres garantit à la fois la transparence et la concurrence, tandis que les autres méthodes de fixation d'un prix sont la porte ouverte à un choix arbitraire. Pourtant, les méthodes alternatives mentionnées au paragraphe précédent démontrent que la réalité est plus nuancée.

⁹⁸ <http://www.irena.org/policy/Renewable-Energy-Auctions>

⁹⁹ Pour de nombreux bailleurs multilatéraux, il s'agit même d'une obligation au titre de leurs règles statutaires de fonctionnement.

- **La fixation d'un tarif sur guichet n'interdit pas au gouvernement de le revoir à la baisse par la suite.** Le Kenya avait fixé un tarif à \$0.12 USD/kWh, ce qui a attiré un grand nombre de développeurs de projets. Ceux qui ont franchi toutes les étapes techniques sont actuellement en train de signer leurs contrats de vente de l'électricité – mais le prix a depuis été revu à la baisse par l'Etat et les développeurs sont priés de signer à un tarif de l'ordre de \$0.075 USD/kWh, ledit tarif ayant été obtenu par un dialogue compétitif entre les porteurs de projets concernés.
- **Le fait pour un développeur de faire une proposition de prix en dehors du cadre d'un appel d'offres ou d'un guichet, ne signifie pas pour autant que la contrepartie acheteuse va l'accepter sans négocier.** Les États sont sollicités par des dizaines de porteurs de projets, ce qui permet à la concurrence de jouer son rôle, y compris en l'absence d'un appel d'offres formel¹⁰⁰.
- **La mise en place d'un appel d'offres, par son caractère public et souvent largement diffusé, tend à jouer le rôle d'appât envers des intermédiaires peu scrupuleux,** qui se trouvent ainsi inclus dans un processus auquel ils n'auraient pas eu l'idée de s'intéresser en l'absence dudit appel d'offres. Ce constat conduit à suggérer que les pratiques de corruption existent tout autant dans le cadre d'un appel d'offres qu'en dehors – même s'il est évidemment impossible de le démontrer ou d'établir une comparaison objective. En tout état de cause, il n'est pas pleinement avéré que la mise en place d'un appel d'offres apporte la garantie d'une parfaite transparence dans la sélection d'un projet.

Comme le montrent les trois observations ci-dessus, considérer qu'un appel d'offres garantit la saine concurrence, tandis que l'absence d'appel d'offres signifie forcément l'absence de mise en concurrence, est une vision trop simpliste.

L'intérêt pour les appels d'offres pourrait également s'expliquer par d'autres facteurs plus politiques. Il peut se révéler utile de lancer un appel d'offres pour donner l'illusion qu'on agit. Il n'est ainsi pas rare, à l'approche d'une élection, de voir se multiplier les avis d'appels d'offres, les poses de première pierre, voire les

¹⁰⁰ Dans plusieurs pays, le nombre de « protocoles d'accord » entre gouvernement et porteurs de projets se compte en centaines. Ces protocoles prévoient que le porteur de projet devra financer les études de faisabilité, et, en contrepartie, se verra attribuer un contrat de vente d'électricité. Dans la pratique, rares sont les porteurs de projets qui prennent le risque de financer lesdites études et d'aller jusqu'au bout du projet. Ces derniers sont légitimement enclins à penser que la concurrence a pu ici jouer tout autant que dans une procédure formelle d'appel d'offres.

inaugurations factices¹⁰¹. D'autre part, un grand nombre d'acteurs (consultants, bureaux d'études, fondations diverses, etc.) peuvent dans certains cas avoir un intérêt financier à ce qu'un appel d'offres ait lieu, pour pouvoir vendre aux Etats leur prestation d'accompagnement (technique, juridique ou autre) sur une durée plus longue.

Le cas de la Guinée Conakry

À titre d'exemple, le Tony Blair Institute (TBI) conseille le gouvernement guinéen depuis 2010 dans la mise en place de projets d'infrastructure énergétique de type Partenariats public-privé (PPP). Dans ce cadre, TBI a notamment accompagné le gouvernement dans la définition et la négociation des projets de Souapiti (450 MW hydroélectrique), Kaleta (240 MW) et la mise en place d'un cadre financier et économique (code des marchés publics, création d'une unité de partenariat public-privé au sein du ministère de l'Énergie). Cette mission d'assistance, de conseil technique et juridique dont l'objectif est de renforcer les compétences présentes au sein de la République de Guinée, est subventionnée par le Groupe Banque mondiale¹⁰². En parallèle de cette mission, plusieurs acteurs privés ont terminé le développement de projets solaires validés par les autorités (ministère de l'Énergie, ministère de l'Administration, Contrôle des grands projets et marchés publics, Électricité de Guinée, etc.)¹⁰³. Ces projets étaient prêts à démarrer dès 2017 (et auraient pu être concrétisés via l'unité PPP assisté par le TBI), pourtant TBI a fortement recommandé aux autorités guinéennes la mise en place d'un appel d'offres. Près de deux ans plus tard, la publication officielle de l'appel d'offre n'est toujours pas intervenue, ni aucun projet concrétisé. Mais cette période a été mise à profit pour mener à bien les diverses missions de conseil rémunérées requises par la mise en place de l'appel d'offres : rédaction du cahier des charges, adaptation du cadre réglementaire, renforcement des compétences, etc.

¹⁰¹ À titre d'exemple, la République centrafricaine a ainsi inauguré en avril 2018 (<http://centrafrique-presse.over-blog.com/2018/05/rca-lancement-des-travaux-de-construction-d-un-champ-solaire.html>) une centrale pour laquelle la Banque mondiale a lancé un appel d'offres en août 2018 (<https://www.devbusiness.com/ProjectViewer.aspx?ProjectID=144712&ProjectType=1>)

¹⁰² <https://institute.global/governance/guinea>

¹⁰³ Un de ces acteurs a d'ailleurs bénéficié d'une subvention de l'ADEME lors de la visite d'état du Président Alpha Condé en France en avril 2017 <https://presse.ademe.fr/2017/04/enr-et-gestion-des-dechets-une-cooperation-renforcee-entre-la-france-et-la-guinee-conakry.html>

d. Les conditions de réussite d'un appel d'offres

Nonobstant les réserves et précautions évoquées précédemment, quelles sont les recommandations que l'on peut formuler pour les cas où la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres serait décidée ?

Satisfaire les conditions préalables : un marché mature, une planification crédible, un cadre réglementaire adapté.

Garantir la parfaite transparence du processus : ouverture publique des offres, publication de rapports d'instruction, etc.

Préférer des programmes d'appels d'offres avec un calendrier pluriannuel offrant une stabilité des règles et une visibilité des volumes sur le long terme, plutôt qu'un appel d'offres limité à une seule session qui ne permet pas de capitaliser sur le retour d'expérience.

Dimensionner le volume mis sur le marché en tenant compte à la fois de la demande locale, de la capacité des réseaux électriques, mais aussi de l'offre disponible : il doit être ni trop important (au risque de conduire à un appel d'offres insuffisamment souscrit) ni trop faible (au risque de conduire les candidats à proposer des prix trop bas, voire de se montrer insuffisamment attractif pour les développeurs internationaux).

Segmenter les volumes proposés afin de mettre en concurrence des projets comparables les uns par rapport aux autres (notamment en ce qui concerne leur taille et leur région d'implantation).

Élaborer des critères de qualification objectifs avec une grille d'évaluation communiquée en amont. Il existe un moyen simple de vérifier que des critères sont objectifs : chaque candidat doit pouvoir calculer lui-même sa note. Ces critères ne doivent pas limiter l'accès à la compétition aux seuls grands groupes.

Limiter l'accès à la compétition aux seuls projets déjà développés et « prêts à construire ». Ouvrir un appel d'offres à des projets non développés, c'est prendre le risque d'un taux de « non-réalisation » élevé.

Exiger des délais de réalisation courts assortis de garanties suffisamment fortes pour dissuader les comportements spéculatifs.

Le respect de ces quelques précautions élémentaires est d'autant plus crucial pour les pays qui débudent, que l'échec d'un premier appel d'offres n'est souvent pas sans conséquences sur l'attractivité du pays auprès des développeurs-investisseurs qui, sur un marché devenu mondial, arbitrent en permanence au profit des pays qui leur semblent offrir les conditions les plus propices au développement de projets solaires.

En conclusion :

- Sur les marchés matures :
 - Les appels d'offres peuvent se révéler opportuns pour sélectionner les projets de grandes centrales solaires les plus compétitifs (sous réserve de suivre les recommandations ci-dessus) ;
 - Les mécanismes de guichet restent les plus adaptés pour les petits projets.
- Sur les marchés non-matures :
 - Mettre en place l'environnement réglementaire, juridique et fiscal adapté pour des projets solaires ;
 - Établir une planification objective et crédible (voir paragraphe II.2.d) ;
 - Adopter une documentation contractuelle standardisée applicable à tous les projets (contrat d'achat, contrat de concession, convention de raccordement au réseau) validée par les bailleurs ;
 - Fixer un tarif d'achat muni d'un mécanisme de contrôle avec rétroaction (voir paragraphe II.2.b), et assorti de garanties solides du côté de l'acheteur d'électricité comme du côté du producteur.

Les appels d'offres présentent des limites dans des contextes de marchés peu matures ou lorsqu'ils sont utilisés pour des projets de petite taille

Proposition n°7 - Privilégier des mécanismes adaptés à la taille des projets et au contexte de marchés peu matures.

Proposition n°8 - Accompagner les premiers développements, en mettant à disposition des États et donneurs d'ordres les expertises qui peuvent leur faire

défaut, puis en organisant le transfert de compétences afin de créer une véritable filière industrielle pérenne.

Proposition n°9 - Une fois le marché plus mature, **envisager progressivement des mécanismes d'appels d'offres** mais en les limitant aux projets de grande envergure.

CONCLUSION

L'électrification du continent africain à partir de l'énergie solaire s'appuie sur deux leviers très différents :

- **Le raccordement de nouvelles centrales solaires sur les réseaux existants**, notamment sous l'action des IPP.
- **Le développement de « l'accès à l'électricité »**, c'est à dire l'électrification des zones rurales non raccordées aux réseaux à partir de kits solaires et de mini-réseaux décentralisés non connectés au réseau principal.

Ces deux leviers - IPP solaires et accès à l'électricité – s'inscrivent dans des contextes énergétiques et économiques très différents. Ils relèvent de métiers distincts : la production d'électricité pour le premier, sa distribution pour le second. Ils sont complémentaires et devront être déployés conjointement afin de répondre à la multiplicité des enjeux. Dédiée essentiellement aux freins qui entravent le déploiement du premier levier, cette note a volontairement fait le choix de ne pas aborder de manière détaillée le second levier. Le diagnostic et les recommandations formulées pour l'un ne sauraient s'appliquer pour l'autre.

Les trois raisons principales développées ici ne sont certes pas les seules explications aux difficultés observées jusqu'à présent pour électrifier le continent africain. D'autres facteurs peuvent être avancés, tels que les difficultés économiques ou politiques auxquelles certains pays sont confrontés, la multiplication des ministères et autorités nationales possiblement en charge du secteur de l'énergie, l'effet néfaste des subventions aux combustibles fossiles en place dans de nombreux pays et qui ont préservé jusqu'à présent la rentabilité relative des groupes électrogènes.

Néanmoins, les trois facteurs exposés dans cette note sont à la fois les freins les plus réhibitoires et les plus méconnus au développement de l'énergie solaire en Afrique. Ils sont indissociablement liés par un point commun : il s'agit de freins qui, pour autant qu'ils aient été correctement identifiés, peuvent être assez aisément levés.

Adapter le financement à la nature capitalistique et à la taille réduite des projets solaires

Proposition n° 1 - Promouvoir les efforts de planification, prérequis au développement de l'énergie solaire : notamment par l'adaptation des cadres réglementaires à la spécificité des projets solaires.

Proposition n° 2 - Faciliter l'accès au financement : en particulier, rendre possible l'agrégation de multiples projets par la mise en place d'une documentation standardisée qui serait disponible gratuitement et acceptée par l'ensemble des parties (acheteur, États, bailleurs de fonds, opérateurs, développeurs, etc.), et réduire les frais d'instruction des dossiers en adaptant les exigences des bailleurs à la taille des projets.

Proposition n° 3 - Réduire le coût du financement : faciliter l'accès aux outils de rehaussement de crédit (garanties, assurances) et rendre les prêts concessionnels accessibles aux projets IPP.

Restreindre les subventions publiques qui créent des distorsions de marché

Proposition n° 4 - Vérifier l'absence de tout projet privé implanté sur une zone donnée avant d'envisager d'y implanter un projet public.

Proposition n° 5 - Limiter au maximum les signaux de prix artificiels : éviter les subventions (portant sur les études, le foncier, le raccordement, etc.) de nature à décourager l'investissement privé.

Proposition n° 6 - Promouvoir une meilleure collaboration entre fonds publics et privés : cibler les fonds publics sur des projets qui n'attirent pas les fonds privés tels que les infrastructures de réseau de moyenne et basse tension, la mise à disposition d'outils de rehaussement de crédit des contreparties publiques ou l'accompagnement du renforcement des compétences.

Limiter le recours quasiment systématique aux appels d'offres, notamment dans des contextes de marchés peu matures et pour des projets de petite taille

Proposition n°7 - Privilégier des mécanismes adaptés à la taille des projets et au contexte de marchés peu matures.

Proposition n°8 - Accompagner les premiers développements, en mettant à disposition des États et donneurs d'ordres les expertises qui peuvent leur faire défaut, puis en organisant le transfert de compétences afin de créer une véritable filière industrielle pérenne.

Proposition n°9 - Une fois le marché plus mature, **envisager progressivement des mécanismes d'appels d'offres** mais en les limitant aux projets de grande envergure.

Les perspectives proposées présupposent de la part des décideurs (notamment politiques, mais pas uniquement) le rejet des solutions simplistes et le choix désintéressé de privilégier des voies plus complexes et peut-être moins visibles du grand public. L'efficacité est à ce prix – dans le domaine du déploiement d'infrastructures peut-être encore plus qu'ailleurs. Est-il utopique d'espérer une telle évolution ? La question ne doit pas se poser, car nous n'avons plus le choix. Alors que l'explosion démographique africaine à venir et le changement climatique font peser sur l'ensemble des décideurs actuels une responsabilité sans précédent, ils doivent se montrer à la hauteur de l'enjeu.

- Offrir un avenir à la jeunesse du continent africain requiert comme condition première d'accélérer le déploiement des infrastructures énergétiques afin qu'il atteigne, au cours des cinq prochaines années, un rythme supérieur à celui de la croissance démographique. À défaut d'y parvenir, l'exode africain va se poursuivre et s'accroître, à commencer par les profils les plus qualifiés.
- Endiguer la hausse globale des émissions de CO₂ nécessite que la satisfaction d'une demande d'électricité africaine en forte croissance et l'accès à l'électricité des 650 millions d'Africains qui en sont aujourd'hui dépourvus, soit mené à bien par des technologies décarbonées. Sans minimiser l'importance de réduire les émissions de CO₂ en France (1,2 % des émissions mondiales) ou en Allemagne (2,7% des émissions mondiales), la priorité absolue d'une politique climatique

globale devrait également viser à éviter les émissions futures considérables qui résulteraient de la seule adoption massive de moyens de production thermiques pour alimenter les 2,5 milliards d'habitants qui vivront en Afrique en 2050.

Les réponses aux deux défis climatiques et démographiques, sans doute les plus importants du XXI^e siècle, ont un dénominateur commun : le déploiement rapide, à très grande échelle, d'une énergie décarbonée et économiquement accessible. L'énergie solaire est aujourd'hui le principal vecteur à notre disposition, sinon le seul, à pouvoir remplir toutes ces conditions en Afrique. La levée des freins identifiés dans cette note est le prérequis indispensable pour que cette énergie puisse enfin apporter une contribution à la hauteur de son immense potentiel.

REMERCIEMENTS

Co-auteurs

- **Antoine Huard**, président, France Territoire Solaire, directeur international, Générale du Solaire
- **Benjamin Fremaux**, Senior Fellow, Institut Montaigne

L'Institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution à ce travail :

Personnalités consultées

- **Thierry Barbaut**, responsable numérique, ONG La Guilde
- **Daniel Bour**, président, Enerplan
- **Cyril Carobot**, secrétaire général et responsable relations internationales, Syndicat des énergies renouvelables
- **Hadrien Clément**, président, Orion Solaire
- **Thierry Déau**, fondateur et président, Meridiam
- **Bertrand Deroubaix**, directeur des affaires publiques, Total
- **Christophe Florence**, vice-président, Business Development Africa, Total Eren
- **Caroline Frontigny**, co-fondatrice et présidente, upOwa
- **Jeremy Gasc**, chef de projet division énergie, AFD
- **Jean-François Guedard**, directeur à la direction générale, Vinci
- **Alain Grandjean**, associé fondateur, Carbone 4
- **Christian de Gromard**, référent énergie, AFD
- **Nicolas Guichard**, responsable adjoint direction énergie, AFD
- **Stéphane His**, Senior Expert – Climate Change, AFD
- **Leila Hubeaut**, Partner, Dentons
- **Xavier Mallet**, Strategy Manager, BU Africa, Engie
- **Olivier Mélédo**, Partner, Mayer Brown
- **Ousseynou Nakoulima**, directeur énergies renouvelables, Banque africaine de développement
- **Jean-Jacques Ngono**, Managing Partner Africa, Finergreen

- **Pierre-Louis Pernet**, ancien chargé de mission, Commission de régulation de l'énergie
- **Quentin Perret**, ministère de la Transition écologique et solidaire
- **Jean-Pascal Pham-Ba**, secrétaire général, Terrawatt Initiative
- **Hacina Py**, responsable mondiale financement export, Société Générale
- **Jean-Louis Ricaud**, président, ABTECH
- **Philippe Rougé**, responsable Business Development, division Energy Management, Siemens SAS
- **Abdoulaye Toure**, International Project Manager Africa, Quadran International

Les opinions exprimées dans cette note n'engagent ni les personnes précédemment citées ni les institutions qu'elles représentent.

LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

- IA et emploi en santé : quoi de neuf docteur ? (janvier 2019)
- Cybermenace : avis de tempête (novembre 2018)
- Partenariat franco-britannique de défense et de sécurité : améliorer notre coopération, (novembre 2018)
- Sauver le droit d'asile (octobre 2018)
- Industrie du futur, prêts, partez ! (septembre 2018)
- La fabrique de l'islamisme (septembre 2018)
- Protection sociale : une mise à jour vitale (mars 2018)
- Innovation en santé : soignons nos talents (mars 2018)
- Travail en prison : préparer (vraiment) l'après (février 2018)
- ETI : taille intermédiaire, gros potentiel (janvier 2018)
- Réforme de la formation professionnelle : allons jusqu'au bout ! (janvier 2018)
- Espace : l'Europe contre-attaque ? (décembre 2017)
- Justice : faites entrer le numérique (novembre 2017)
- Apprentissage : les trois clés d'une véritable transformation (octobre 2017)
- Prêts pour l'Afrique d'aujourd'hui ? (septembre 2017)
- Nouveau monde arabe, nouvelle « politique arabe » pour la France (août 2017)
- Enseignement supérieur et numérique : connectez-vous ! (juin 2017)
- Syrie : en finir avec une guerre sans fin (juin 2017)
- Énergie : priorité au climat ! (juin 2017)
- Quelle place pour la voiture demain ? (mai 2017)
- Sécurité nationale : quels moyens pour quelles priorités ? (avril 2017)
- Tourisme en France : cliquez ici pour rafraîchir (mars 2017)
- L'Europe dont nous avons besoin (mars 2017)
- Dernière chance pour le paritarisme de gestion (mars 2017)
- L'impossible État actionnaire ? (janvier 2017)
- Un capital emploi formation pour tous (janvier 2017)
- Économie circulaire, réconcilier croissance et environnement (novembre 2016)
- Traité transatlantique : pourquoi persévérer (octobre 2016)
- Un islam français est possible (septembre 2016)
- Refonder la sécurité nationale (septembre 2016)
- Brexain ou Brexit : Europe, prépare ton avenir ! (juin 2016)
- Réanimer le système de santé - Propositions pour 2017 (juin 2016)
- Nucléaire : l'heure des choix (juin 2016)
- Un autre droit du travail est possible (mai 2016)
- Les primaires pour les Nuls (avril 2016)
- Le numérique pour réussir dès l'école primaire (mars 2016)

- Retraites : pour une réforme durable (février 2016)
- Décentralisation : sortons de la confusion / Repenser l'action publique dans les territoires (janvier 2016)
- Terreur dans l'Hexagone (décembre 2015)
- Climat et entreprises : de la mobilisation à l'action / Sept propositions pour préparer l'après-COP21 (novembre 2015)
- Discriminations religieuses à l'embauche : une réalité (octobre 2015)
- Pour en finir avec le chômage (septembre 2015)
- Sauver le dialogue social (septembre 2015)
- Politique du logement : faire sauter les verrous (juillet 2015)
- Faire du bien vieillir un projet de société (juin 2015)
- Dépense publique : le temps de l'action (mai 2015)
- Apprentissage : un vaccin contre le chômage des jeunes (mai 2015)
- Big Data et objets connectés. Faire de la France un champion de la révolution numérique (avril 2015)
- Université : pour une nouvelle ambition (avril 2015)
- Rallumer la télévision : 10 propositions pour faire rayonner l'audiovisuel français (février 2015)
- Marché du travail : la grande fracture (février 2015)
- Concilier efficacité économique et démocratie : l'exemple mutualiste (décembre 2014)
- Résidences Seniors : une alternative à développer (décembre 2014)
- Business schools : rester des champions dans la compétition internationale (novembre 2014)
- Prévention des maladies psychiatriques : pour en finir avec le retard français (octobre 2014)
- Temps de travail : mettre fin aux blocages (octobre 2014)
- Réforme de la formation professionnelle : entre avancées, occasions manquées et pari financier (septembre 2014)
- Dix ans de politiques de diversité : quel bilan ? (septembre 2014)
- Et la confiance, bordel ? (août 2014)
- Gaz de schiste : comment avancer (juillet 2014)
- Pour une véritable politique publique du renseignement (juillet 2014)
- Rester le leader mondial du tourisme, un enjeu vital pour la France (juin 2014)
- 1 151 milliards d'euros de dépenses publiques : quels résultats ? (février 2014)
- Comment renforcer l'Europe politique (janvier 2014)
- Améliorer l'équité et l'efficacité de l'assurance-chômage (décembre 2013)

- Santé : faire le pari de l'innovation (décembre 2013)
- Afrique-France : mettre en œuvre le co-développement
Contribution au XXVI^e sommet Afrique-France (décembre 2013)
- Chômage : inverser la courbe (octobre 2013)
- Mettre la fiscalité au service de la croissance (septembre 2013)
- Vive le long terme ! Les entreprises familiales au service de la croissance et de l'emploi (septembre 2013)
- Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse (septembre 2013)
- Commerce extérieur : refuser le déclin
Propositions pour renforcer notre présence dans les échanges internationaux (juillet 2013)
- Pour des logements sobres en consommation d'énergie (juillet 2013)
- 10 propositions pour refonder le patronat (juin 2013)
- Accès aux soins : en finir avec la fracture territoriale (mai 2013)
- Nouvelle réglementation européenne des agences de notation : quels bénéfices attendre ? (avril 2013)
- Remettre la formation professionnelle au service de l'emploi et de la compétitivité (mars 2013)
- Faire vivre la promesse laïque (mars 2013)
- Pour un « New Deal » numérique (février 2013)
- Intérêt général : que peut l'entreprise ? (janvier 2013)
- Redonner sens et efficacité à la dépense publique
15 propositions pour 60 milliards d'économies (décembre 2012)
- Les juges et l'économie : une défiance française ? (décembre 2012)
- Restaurer la compétitivité de l'économie française (novembre 2012)
- Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité (novembre 2012)
- Réformer la mise en examen Un impératif pour renforcer l'État de droit (novembre 2012)
- Transport de voyageurs : comment réformer un modèle à bout de souffle ? (novembre 2012)
- Comment concilier régulation financière et croissance :
20 propositions (novembre 2012)
- Taxe professionnelle et finances locales : premier pas vers une réforme globale ? (septembre 2012)
- Remettre la notation financière à sa juste place (juillet 2012)
- Réformer par temps de crise (mai 2012)
- Insatisfaction au travail : sortir de l'exception française (avril 2012)
- Vademecum 2007 – 2012 : Objectif Croissance (mars 2012)
- Financement des entreprises : propositions pour la présidentielle (mars 2012)
- Une fiscalité au service de la « social compétitivité » (mars 2012)

- La France au miroir de l'Italie (février 2012)
- Pour des réseaux électriques intelligents (février 2012)
- Un CDI pour tous (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties (octobre 2011)
- Banlieue de la République (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME (juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)
- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence... »
Comment réformer la garde à vue (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ?
Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors (septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ? (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins (février 2009)
- Ouvrir la politique à la diversité (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ? (juillet 2008)
- HLM, parc privé
Deux pistes pour que tous aient un toit (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France...
Faire du vieillissement un moteur de croissance (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam... Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ? (septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets
Comment ressusciter un système public de santé (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012
Moderniser la France (mai 2007)
- Après Erasmus, Amicus
Pour un service civique universel européen (avril 2007)

- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale (octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité (juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations...
Comment financer la protection sociale (mai 2006)
- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres...) pour moderniser la sphère publique (novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Les oubliés de l'égalité des chances (janvier 2004 - Réédition septembre 2005)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :
www.institutmontaigne.org

INSTITUT MONTAIGNE



ABB FRANCE
ABBVIE
ACCURACY
ADIT
AIR FRANCE - KLM
AIRBUS GROUP
ALLEN & OVERY
ALLIANZ
ALVAREZ & MARSAI FRANCE
ARCHERY STRATEGY CONSULTING
ARCHIMED
ARDIAN
ASTRAZENECA
A.T. KEARNEY
AUGUST DEBOUZY
AXA
BAKER & MCKENZIE
BANK OF AMERICA MERRILL LYNCH
BEARINGPOINT
BESSE
BNI FRANCE ET BELGIQUE
BNP PARIBAS
BOLLORE
BOUYGUES
BPCE
BRUNSWICK
CAISSE DES DEPÔTS
CAPGEMINI
CAPITAL GROUP
CARBONNIER LAMAZE RASLE & ASSOCIÉS
CAREIT
CARREFOUR
CASINO
M. CHARRAIRE
CHAÎNE THERMALE DU SOLEIL
CHUBB
CIS
CISCO SYSTEMS FRANCE
CMA GCM
CNP ASSURANCES
COHEN AMIR-ASLANI
COMPAGNIE PLASTIC OMNIUM
CONSEIL SUPERIEUR DU NOTARIAT
CRÉDIT AGRICOLE
CRÉDIT FONCIER DE FRANCE
D'ANGELIN & CO. LTD
DASSAULT SYSTEMES
DENTSU AEGIS NETWORK
DE PARDIEU BROCAS MAFFEI
DRIVE INNOVATION INSIGHTS - DII
EDF
EDHEC BUSINESS SCHOOL
EDWARDS LIFESCIENCES
ELSAN
ENEDIS
ENGIE
EQUANCY
EURAZEO
EUROGROUP CONSULTING
EUROSTAR
FONCIERE INEA
GALILEO GLOBAL EDUCATION FRANCE
GETLINK
GIDE LOYRETTE NOUEL
GOOGLE
GRAS SAVOYE
GROUPAMA
GROUPE EDMOND DE ROTHSCHILD
GROUPE M6
GROUPE ORANGE
HAMEUR ET CIE
HENNER
HSBC FRANCE
IBM FRANCE
IFPASS
ING BANK FRANCE
INSEEC
INTERNATIONAL SOS
IONIS EDUCATION GROUP
ISRP
JEANTET ASSOCIÉS
KANTAR
KPMG S.A.
LA BANQUE POSTALE
LA PARISIENNE ASSURANCES

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT MONTAIGNE



LAZARD FRÈRES
LINEDATA SERVICES
LIR
LIVANOVA
LVMH - MOËT-HENNESSY - LOUIS VUITTON
MACSF
MALAKOFF MÉDÉRIC
MAREMMA
MAZARS
MCKINSEY & COMPANY FRANCE
MEDIA-PARTICIPATIONS
MEDIOBANCA
MERCER
MERIDIAM
MICHELIN
MICROSOFT FRANCE
MITSUBISHI FRANCE
MNH GROUP
NATIXIS
NEXITY
NESTLÉ
OBEA
ODDO BHF
ONDRA PARTNERS
OPTIGESTION
ORANO
ORTEC GROUP
PAI PARTNERS
PRICEWATERHOUSECOOPERS
PRUDENTIA CAPITAL
RADIALL
RAISE
RAMSAY GÉNÉRALE DE SANTÉ
RANDSTAD
RATP
RENAULT
REXEL
RICOL, LASTEYRIE CORPORATE FINANCE
RIVOLIER
ROCHE
ROLAND BERGER
ROTHSCHILD MARTIN MAREUL
SAFRAN
SANOFI
SCHNEIDER ELECTRIC
SERVIER
SGS
SIA PARTNERS
SIACI SAINT HONORÉ
SIEMENS
SIER CONSTRUCTEUR
SNCF
SNCF RÉSEAU
SODEXO
SOLVAY
SPRINKLR
SUEZ
SYSTEMIS
TECNET PARTICIPATIONS SARL
TEREGA
THE BOSTON CONSULTING GROUP
TILDER
TOTAL
UBS FRANCE
UIPATH
VEOLIA
VINCI
VIVENDI
VOYAGEURS DU MONDE
WAVESTONE
WENDEL
WILLIS TOWERS WATSON
WORDAPPEAL

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT MONTAIGNE



COMITÉ DIRECTEUR

PRÉSIDENT

Henri de Castries

VICE-PRÉSIDENT

David Azéma Associé, Perella Weinberg Partners

Jean-Dominique Senard Président, Michelin

Emmanuelle Barbara *Managing Partner*, August Debouzy

Marguerite Béraud-Andrieu Responsable des activités de la banque de détail en France, BNP Paribas

Jean-Pierre Clamadieu Président du Comité exécutif, Solvay

Olivier Duhamel Professeur émérite des Universités, Sciences Po

Marwan Lahoud Associé, Tikehau Capital

Fleur Pellerin Fondatrice et CEO, Korelya Capital, ancienne ministre

Natalie Rastoin Directrice générale, Ogilvy France

René Ricol Associé fondateur, Ricol Lasteyrie Corporate Finance

Arnaud Vaissié Co-fondateur et Président-directeur général, International SOS

Florence Verzelen Directrice générale adjointe, Dassault Systèmes

Philippe Wahl Président-directeur général, Groupe La Poste

PRÉSIDENT D'HONNEUR

Claude Bébéar Fondateur et Président d'honneur, AXA

INSTITUT MONTAIGNE



IL N'EST DÉSIR PLUS NATUREL QUE LE DÉSIR DE CONNAISSANCE

Énergie solaire en Afrique : un avenir rayonnant ?

Les réponses aux défis climatique et démographique du continent africain, sans doute les plus importants du XXI^e siècle, ont un dénominateur commun : le déploiement rapide, à très grande échelle, d'une électricité décarbonée et économiquement accessible. L'énergie solaire est aujourd'hui le principal vecteur à notre disposition à pouvoir remplir toutes ces conditions en Afrique. Ses atouts sont connus ; pourtant, à ce jour, un nombre insignifiant de centrales solaires ont été concrétisées sur le continent.

Un certain nombre de freins permettent d'expliquer cette situation. Les outils de financement existants ne sont pas adaptés au caractère très capitalistique et à la petite taille des centrales solaires. Le recours quasiment systématique aux appels d'offres afin d'identifier et de sélectionner les projets solaires soulève certains problèmes (lourdeur des procédures par rapport à la taille des projets, sous-enchérissement des candidats). Enfin, la politique de subventions menée sans discernement par quelques États et banques de développement engendre un signal prix, certes très attractif, mais artificiel, accentuant ainsi les difficultés rencontrées par les développeurs privés. La présente note formule des propositions pour lever ces freins, prérequis indispensable pour permettre enfin à l'énergie solaire d'apporter une contribution à la hauteur de son immense potentiel.

Rejoignez-nous sur :



Suivez chaque semaine
notre actualité en vous abonnant
à notre newsletter sur :
www.institutmontaigne.org

Institut Montaigne
59, rue La Boétie - 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60
www.institutmontaigne.org

10 €
ISSN 1771-6756
Février 2019