
**L'Énergie photovoltaïque :
un outil de développement efficace
pour les économies subsahariennes**

Karim Megherbi

Janvier 2013



**Gouvernance européenne
et géopolitique de l'énergie**

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-36567-139-2
© Ifri – 2013 – Tous droits réservés

Ifri
27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : ifri@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Site Internet : ifri.org

Auteur

Karim Megherbi est un expert indépendant spécialisé dans le développement et le financement de centrales électriques en Europe et pays émergents. Il est le fondateur d'Helios Energie, société spécialisée dans le développement de centrales photovoltaïques raccordées aux réseaux électriques de l'Afrique subsaharienne.

Au cours de sa carrière, il a occupé différents postes dans des secteurs liés à la finance et au développement, notamment en tant qu'associé au sein d'Aurion, entreprise de conseil spécialisée dans le financement des énergies renouvelables ; responsable de projets dans le département des financements structurés de DEXIA ; consultant en microfinance pour le Programme des Nations unies pour le développement (PNUD) au Congo-Brazzaville ; consultant en micro-assurance pour le Centre international de développement et de recherches (CIDR) en Ouganda.

Il est également membre du Task 8 du programme PVPS de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Karim Megherbi est diplômé d'HEC et est titulaire d'un DEA de l'Environnement et des Ressources naturelles.

Dans le cadre de la rédaction de ce rapport, il souhaite remercier en particulier Vladimir Momberger, ingénieur en énergies renouvelables, pour sa contribution concernant les questions techniques, l'appui à la révision du rapport ainsi que sa traduction en langue anglaise.

Table des matières

INTRODUCTION	3
PRESENTATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE	5
La situation actuelle	5
Les scénarios.....	8
Les limites des scénarios « conventionnels ».....	9
LE ROLE DU SOLAIRE AU SEIN DU MIX ENERGETIQUE DES PAYS DE L'AFRIQUE SUBSAHARIENNE	11
Calculer le coût de production de l'électricité photovoltaïque.....	11
Calculer la valeur de l'électricité photovoltaïque	15
Discussions concernant les principaux paramètres du modèle.....	18
Quand faut-il opter pour l'énergie photovoltaïque ?.....	27
LA MISE EN PLACE D'UN CADRE LEGAL ET ECONOMIQUE ADAPTE.....	28
Le système de « feed-in-tariff »	28
CONCLUSIONS	33
BIBLIOGRAPHIE	35
ANNEXE	36
Proposition pour l'Afrique subsaharienne : cas de l'Afrique de l'Ouest.....	36
Exemple du Benin.....	38

Introduction

Les coûts de production de l'électricité en Afrique subsaharienne¹ sont parmi les plus élevés au monde alors que le taux d'électrification y est le plus faible au monde : environ 30 % en moyenne au début 2011, avec environ 60 % pour les centres urbains et moins de 15 % pour les zones rurales. Toutefois, le faible développement actuel des infrastructures électriques de transport et de production ainsi que le fort taux de croissance de la demande en électricité du continent indiquent que de profonds changements dans les modes de gestion de ce secteur auront lieu dans les années à venir.

Les choix technologiques en matière de production, les schémas des réseaux de transport et l'organisation de la gestion des équilibres offre-demande ne sont pas encore figés, mais les grands axes de développement le seront d'ici à 2050. Dès lors, cette situation de retard par rapport à d'autres continents pourrait représenter de fait une opportunité unique, historique pour l'Afrique, d'intégrer les énergies renouvelables, et notamment l'énergie solaire, de façon rationnelle au sein de ses mix énergétiques, pour en faire le socle de sa planification énergétique.

En effet, le continent africain bénéficie d'un ensoleillement abondant, qui fait naturellement de l'énergie photovoltaïque une option à considérer pour produire de l'électricité. Cette caractéristique météorologique n'est toutefois pas suffisante pour entraîner la compétitivité de cette source d'énergie par rapport à d'autres moyens de production. Cette technologie ne pourra en effet se diffuser largement auprès des opérateurs électriques privés et publics que dans la mesure où elle s'insère de façon satisfaisante au sein des mix énergétiques des pays qui font le choix de l'utiliser.

La pertinence du développement du photovoltaïque s'appréciant de façon transversale, c'est tout à la fois les impacts économiques, environnementaux, techniques et sociaux qu'il faut étudier. Lorsque les analyses démontrent, dans une situation donnée, que le bilan économique généré par la production et l'achat de l'électricité photovoltaïque est positif, l'État doit alors s'engager vers une politique de soutien au secteur, en favorisant les cas où le bilan économique global est positif. La mise en place de cette politique est extrêmement délicate, comme le montrent les difficultés rencontrées par les États européens à gérer le développement de cette technologie.

¹ Le cas spécifique de l'Afrique du Sud n'est pas pris en compte dans notre étude.

Mais là encore, lorsque la faisabilité technique est démontrée et que les États soutiennent activement le secteur, les conditions essentielles du développement du photovoltaïque ne sont pas encore toutes réunies. En effet, le montage juridique et financier sous-tendant la réalisation des projets est, en Afrique subsaharienne, un véritable défi. En effet, les montants des investissements peuvent rapidement atteindre des niveaux significatifs, et la situation financière des opérateurs électriques locaux, souvent problématique, entraîne une grande frilosité de la part des investisseurs.

Ainsi, nous proposons dans ce document de couvrir les principaux facteurs de réussite d'un programme photovoltaïque mené en Afrique subsaharienne, après avoir dans un premier temps montré les avantages de cette technologie pour les opérateurs électriques du continent.

Présentation du secteur de l'électricité en Afrique subsaharienne

La situation actuelle

En 2008, la capacité du parc électrique installé en Afrique subsaharienne s'élevait à 68 GW, soit environ la puissance électrique d'un pays comme l'Espagne, moins de 3 % de la capacité sur le plan mondial. La répartition de ces moyens de production entre pays reste par ailleurs très hétérogène. À ce titre, l'Afrique du Sud représente à elle seule 59 % du parc de production du sous-continent, les autres pays disposant alors de 28 GW, dont seulement 75 % sont en réalité disponibles pour la production, à cause de nombreux dysfonctionnements et de la vétusté des générateurs ainsi que des réseaux électriques.

Les faibles capacités installées, combinées à un accès précaire des populations au service électrique – en général moins de 25 % des populations disposent d'électricité, ce qui est réparti de manière inégale entre les zones rurales (8,3 %) et les zones urbaines (54 %) –, résultent en une consommation énergétique annuelle de l'ordre de 457 kWh par habitant, ce qui, en excluant l'Afrique du Sud, chute à 125 kWh électriques consommés par habitant par an. Dans les pays occidentaux, ce même indicateur est environ 60 fois plus important : 8 000 kWh électriques consommés par an par habitant en France.

Au niveau des sources de production, le mix énergétique est composé majoritairement par la génération thermique (80 %) avec peu de centrales au gaz et au charbon, le combustible le plus souvent utilisé étant le fuel lourd ou le gas-oil. L'hydroélectricité vient en deuxième place avec environ 18 % de la production. L'énergie nucléaire² ainsi que les sources de production alternatives comme les énergies renouvelables restent très peu développées à ce jour.

Cette prédominance des énergies fossiles, et tout particulièrement du pétrole, dans la production d'électricité s'explique notamment par deux facteurs. D'une part, par l'abondance des réserves en hydrocarbures du

² Seule l'Afrique du Sud possède une centrale nucléaire en Afrique subsaharienne.

continent, celui-ci produisant environ 12 % du pétrole, 7 % du gaz et 4 % du charbon au niveau mondial. D'autre part, par la taille des marchés nationaux. En effet, la majorité des pays disposent d'une capacité sur le réseau inférieure à 1 000 MW, taille unitaire d'une seule centrale dans d'autres pays de l'Occident. Dès lors, la construction de centrales au gaz ou au charbon n'est pas économique, car le coût d'investissement des installations est trop important compte tenu de la taille des centrales existantes et du maillage de distribution associé. Dans ce contexte, une centrale au fuel lourd ou au gazole est ainsi plus facile et plus rapide à mettre en place : le coût de production de l'électricité ainsi obtenue devient prohibitif eu égard aux prix actuels du pétrole.

Or il semble invraisemblable que les coûts de production électrique associés au pétrole diminuent (ou dans le meilleur des cas se stabilisent). Car même si l'Afrique subsaharienne dispose d'abondantes réserves de pétrole (10 % des réserves mondiales) – Nigeria, Angola, Guinée équatoriale, Gabon, Congo, Cameroun, Côte-d'Ivoire, Soudan, Tchad – et que de nouveaux gisements se découvrent – Namibie, Ouganda et Sierra Leone –, la majeure partie de cette production (trois quarts environ) reste destinée à l'export et à la compétition avec l'Afrique du Nord, qui produit déjà la moitié du pétrole du continent et qui dispose de capacités de raffinage et de vecteurs d'écoulement sur les marchés mondiaux plus adaptés. La situation est opposée en Afrique subsaharienne, où l'outil de raffinage dispose d'une capacité adaptée aux consommations locales. Quelques grandes raffineries, relativement modernes, existent au Nigeria, au Kenya et en Afrique du Sud. En dehors de ces pays, ces installations, souvent anciennes et de petite taille, produisent essentiellement du gas-oil. Les vecteurs de transport sont aussi coûteux dans leur état actuel (le mode principal étant le transport par camion) et la mise en place de réseaux adaptés de distribution, comme les oléoducs, représente des investissements colossaux vis-à-vis des budgets des États. Dès lors, le pétrole africain se voit lié au cours des marchés mondiaux et, par conséquent, à leur volatilité.

Le gaz se retrouve dans une situation semblable, avec néanmoins des variations à la hausse des prix de moindre amplitude du fait de l'abondance de la ressource sur les marchés, alimentés notamment par des gisements en Afrique du Nord, au Canada, en Russie ou bien encore en Chine.

L'utilisation du gaz présente toutefois de nombreux avantages dans le contexte subsaharien. En effet, les centrales dites à cycle combiné ont un faible coût de construction et un rendement élevé. Leur mise en œuvre requiert l'accès à des vecteurs de distribution (gazoducs) dont les coûts d'investissement et les temps de développement sont souvent prohibitifs pour les pays seuls. L'on voit dès lors que l'exploitation de cette solution, très intéressante, reste limitée aux pays producteurs qui sont aussi les pays pétroliers (le gaz est un sous-produit de l'exploitation pétrolière), ainsi qu'aux pays disposant de grands gisements offshore comme le Mozambique, où un potentiel important a récemment été découvert (ces derniers sont le plus souvent destinés à l'export sous forme de gaz naturel liquéfié GNL et à la vente dans les marchés mondiaux). L'utilisation du

gaz pour la production électrique est par conséquent une solution intéressante qui se développera dans les années à venir, mais qui restera dans tous les cas liée aux fluctuations des marchés mondiaux et à l'avancée des investissements dans les infrastructures de transport.

Par ailleurs, l'hétérogénéité dans la distribution des ressources empêche de généraliser un mix énergétique « type ». En effet, le potentiel hydroélectrique est concentré en Afrique centrale (Cameroun, RDC) et en Afrique de l'Est (Éthiopie), alors que beaucoup d'autres pays disposent d'un parc de production exclusivement thermique (Mauritanie, Tchad, etc.).

Au-delà de la production, une autre composante clé des marchés électriques sont les réseaux de transport des opérateurs nationaux de chaque État, qui jouent le rôle primordial d'acheminer la production vers les centres de consommation assurant l'équilibre du système électrique ainsi que l'éventuelle mutualisation des ressources énergétiques à travers les États. Or encore beaucoup de réseaux de transport électriques en Afrique subsaharienne ne possèdent pas d'interconnexion transfrontalière, leur extension ne couvrant, le plus souvent d'ailleurs, qu'une faible partie des territoires.

En réponse à cette problématique commune à l'ensemble du sous-continent, depuis 1995, les États se sont progressivement regroupés par la création de pools énergétiques régionaux :

- 1995 : pool énergétique de l'Afrique du Sud (SAPP) ;
- 2000 : pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP) ;
- 2003 : pool énergétique de l'Afrique centrale (PEAC) ;
- 2005 : pool énergétique de l'Afrique de l'Est.

Aujourd'hui, ces organisations régionales mettent en place des projets multinationaux d'extension des réseaux de transport qui visent à terme l'interconnexion de tout le continent africain. La conséquence directe est une stabilisation progressive des réseaux (meilleure régulation des transits) ainsi qu'une mutualisation des ressources énergétiques à travers les États, qui permet de minimiser les coûts de production.

Or, pour répondre aux objectifs de développement de ces régions, l'offre de service électrique devrait *a minima* accompagner la croissance économique, soit environ 5 % en moyenne par an en termes d'augmentation du produit intérieur brut (PIB) depuis 1980. Dans la pratique, l'augmentation des capacités n'est que de 3 % par an en moyenne depuis la même époque. Cet état de développement du secteur électrique subsaharien est à contraster avec la croissance annuelle réelle de la demande en électricité, estimée à 8 % par le Consortium pour les infrastructures en Afrique (ICA).

Ce retard dans le développement du secteur électrique reste aujourd'hui un frein pour le développement industriel et économique de ces régions. Pour le rattraper, la Banque mondiale estime que la capacité additionnelle à installer dans le court terme est de l'ordre de 73 GW.

La qualité du service existant en est elle aussi détériorée par la faible maintenance et par la vétusté des réseaux et des générateurs existants : 56 jours par an en moyenne de défaut (délestages locaux, black-outs). Si le niveau de sécurité dans l'approvisionnement électrique pouvait atteindre celui de l'île Maurice, pays africain bénéficiant de la meilleure qualité et fiabilité d'approvisionnement, la croissance du PIB pourrait augmenter, selon la Banque mondiale, jusqu'à 2,2 % en moyenne.

Les scénarios

Les moyens conventionnels de production de l'électricité, en particulier la combustion du gaz, vont conserver une place importante dans le mix énergétique des pays africains au cours des 30 prochaines années.

Les scénarios énergétiques concernant l'Afrique subsaharienne à l'horizon 2050 proposés par les différentes institutions internationales ou régionales³ semblent généralement converger sur les points suivants :

- le potentiel hydraulique du continent doit être développé au maximum – il est estimé à ce jour à 144 GW ;
- les centrales thermiques au gaz à cycle combiné vont représenter une part importante de la production ;
- l'utilisation du pétrole et de ses dérivés dans la production d'électricité va tendre à disparaître ;
- l'utilisation du charbon dans la production d'électricité restera marginale ;
- le développement des interconnexions contribuera à réduire le prix moyen de production en permettant à tous de bénéficier notamment des prix de l'électricité issue des barrages hydrauliques tout en renforçant la sécurité des réseaux nationaux ;
- les autres options, notamment le nucléaire ou le développement massif des énergies renouvelables (EnR), sont plus incertaines mais certains experts (UEMOA) envisagent qu'elles représenteront sur le long terme une part aussi importante que la production hydraulique.

³ Plusieurs rapports de l'AFD, de l'AIE, de la BAD et de l'UEMOA sont mentionnés dans la bibliographie.

Les limites des scénarios « conventionnels »

Le mix énergétique « conventionnel » ne sécurise cependant pas de manière viable l'approvisionnement énergétique des États, quelle que soit l'échelle de temps considérée. Chaque pays africain qui veut optimiser son mix énergétique doit envisager dès aujourd'hui le développement de solutions alternatives, comme les énergies renouvelables.

En effet, le mix énergétique traditionnel présente certaines lacunes. Parmi elles, les infrastructures – outils de production et lignes de transport –, qui prennent du temps à se développer :

- la plupart des pays du continent utilisent aujourd'hui des générateurs diesel comme solution d'appoint pour alimenter les régions éloignées des grands centres de consommation. Le raccordement de ces zones est dans bien des cas très coûteux. Or le transport du carburant dans ces zones présente de grandes difficultés. En outre, la demande d'électricité y est si faible qu'il n'est pas possible de construire des centrales de grande puissance afin d'abaisser les coûts de production ;
- les réseaux de transport des hydrocarbures et les interconnexions électriques nécessaires n'existent pas encore. Ces projets prennent du temps dans leur développement et leur mise en place, comme le montre l'exemple du gazoduc Nigeria-Bénin-Togo-Ghana, qui a débuté au début des années 2000 et n'est pas encore finalisé.

D'autre part, il existe des limites intrinsèques au développement des ressources conventionnelles qui peuvent se répercuter sur le long terme sur les économies africaines :

- les barrages posent des problèmes environnementaux importants et l'évolution des débits dans certaines régions est difficilement prévisible. À titre d'exemple, en Ouganda, les barrages hydrauliques du Lac Victoria ont vu leur débit baisser au cours de ces dix dernières années. En mai 2006, le pays a connu l'un des plus importants black-out de son histoire. Pour répondre à ce problème, l'Ouganda, en partenariat avec la Banque mondiale, a installé en urgence deux générateurs diesel. L'impact sur le prix moyen du kWh a été immédiat et l'Ouganda présente en 2010 le prix de production de l'électricité le plus élevé de l'Afrique de l'Est ;
- sur le long terme, il est impossible de prévoir

l'évolution des prix des hydrocarbures. Selon l'AIE, le taux de croissance moyen de ces prix sur la période 2010-2050 oscille entre 0,4 % et 6,6 % par an, ce qui représente une grande marge d'incertitude.

Le rôle du solaire au sein du mix énergétique des pays de l'Afrique subsaharienne

Calculer le coût de production de l'électricité photovoltaïque

Il est relativement simple de calculer le coût de production de l'électricité photovoltaïque pour un producteur d'électricité. Il s'agit de son prix minimal de vente lui permettant de couvrir l'ensemble de ses charges d'exploitation, financières et extraordinaires pendant toute la durée de l'exploitation de la centrale.

Figure 1 : Schéma de principe sur le calcul de la valeur du photovoltaïque du point de vue du producteur

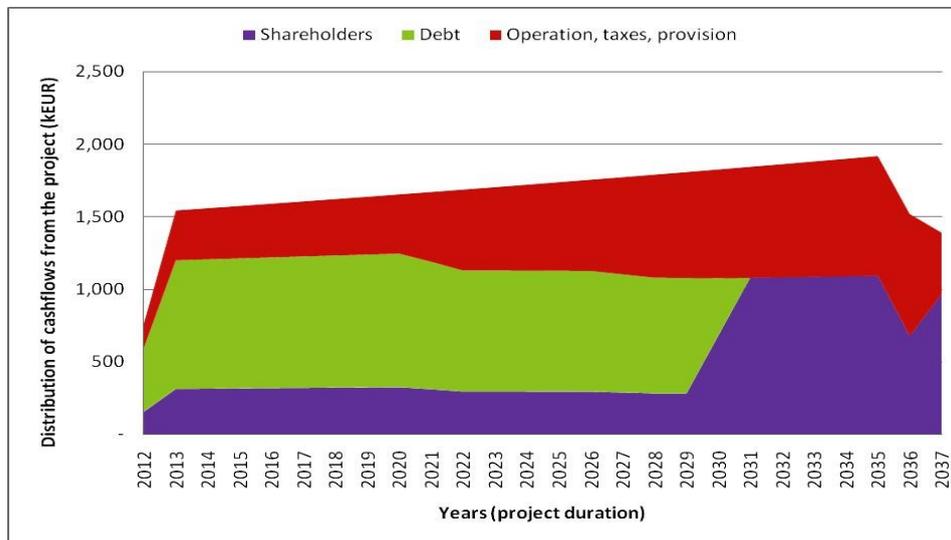


Concernant le photovoltaïque, nous pouvons détailler ces charges de la façon suivante :

- les charges d'exploitation regroupent la maintenance préventive et corrective des équipements, les pièces de rechange (essentiellement liées aux onduleurs), le lavage des modules, les assurances des installations, la gestion administrative et comptable, la sécurité et l'entretien du site. Ces charges représentent environ 20 % du revenu généré par une centrale ;
- les charges financières, qui sont liées au mode de financement des installations : remboursement des prêts (principal et intérêts) et rémunération des actionnaires. Ces charges représentent environ 79 % du revenu généré par une centrale ;

- les provisions pour charges extraordinaires, qui représentent moins de 1 % des dépenses d'une centrale.

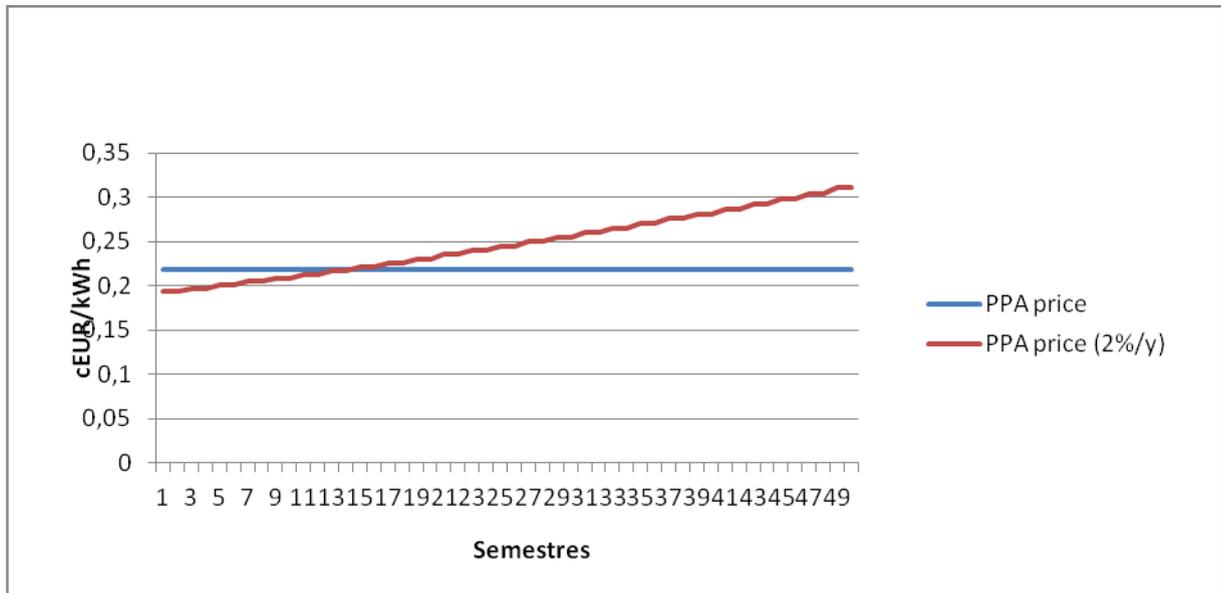
Figure 2 : Plan de trésorerie théorique d'une centrale photovoltaïque au sol sur support fixe d'une puissance de l'ordre de quelques MWc



Source : Helios Énergie

Ces charges peuvent évoluer dans le temps. Néanmoins, étant donné leur caractère relativement prévisible et l'absence totale d'« intrant », il est dès lors possible de fixer, dès le début de l'exploitation d'une centrale photovoltaïque, un prix de vente fixe pendant toute la durée de l'exploitation. Ce prix de vente peut également être soumis à un indice de variation, qui peut soit refléter la volatilité des charges d'exploitation, soit également refléter une stratégie propre à l'acheteur. Par exemple, un acheteur pourra préférer payer un prix faible les premières années puis un prix plus important les années suivantes. Un autre acheteur préférera payer un prix fixe sur toute la durée de l'exploitation. Différents exemples sont donnés dans la Figure 3 ci-dessous.

Figure 3 : Deux structures tarifaires pour des contrats d'achat (*Power Purchase Agreement* ou PPA) équivalents



Source : Helios Énergie

Concernant la ressource solaire, celle-ci est peu volatile d'une année sur l'autre ainsi que d'un semestre à l'autre.

Le coût de production est essentiellement lié, en dehors du rayonnement solaire, au montant de l'investissement initial pour produire un kWh et à son mode de financement. Les autres paramètres permettant d'optimiser le coût de production étant la réduction des charges d'exploitation ainsi que l'optimisation du productible, c'est-à-dire l'augmentation de la production, au travers des améliorations techniques et technologiques, pour un même montant d'investissement. Le Tableau 1 ci-dessous donne des exemples de coûts de production en fonction de l'évolution de certains paramètres clés.

Tableau 1 : Coûts de production et paramètres clés d'une installation photovoltaïque de taille industrielle

	Scénario de référence
Puissance installée (MWc)	20
Ensoleillement (kWh/m ² /an)	1 543
Ratio de performance (%)	74,32
Prix EPC (EUR/Wc)	1,8
Prix O&M (kEUR/MWc)	28
TRI actionnaires (%)	15
Intérêts de la dette (%)	7
Maturité de la dette (années)	18
Répartition fonds propres/dette	25/75

Source : Helios Énergie

Tableau 2 : Effet sur prix du contrat d'achat (cEUR/kWh) de la variation de l'un des paramètres sur le « Scénario de référence »

	Prix du contrat d'achat cEUR/kWh
Scénario de référence	20.70
Irradiation -5 %	21.80
Ratio de performance 72 %	21.30
Prix EPC 1,7 EUR/Wc	19.80
Prix O&M 20 kEUR/MWc	20.05
TRI 18 %	21.60
Taux d'intérêt de la dette 6 %	20.00
Maturité de la dette 15 ans	21.60
Ratio fonds propres/dette : 20/80	20.30

Source : Helios Énergie

Compte tenu de la baisse du coût des panneaux solaires en 2011 et de l'amélioration du productible des installations au travers des avancées techniques du secteur, il est clair que l'enjeu essentiel pour assurer la diffusion d'un kWh compétitif sur tout le continent consistera à trouver les montages juridico-financiers permettant d'abaisser le coût du financement, appelé le coût moyen pondéré du capital.

Calculer la valeur de l'électricité photovoltaïque

Si le calcul du coût de production reste simple au niveau de chaque producteur, la valeur de cette électricité est quant à elle nettement plus complexe à estimer. La valeur de l'électricité photovoltaïque peut se définir par le prix minimal qu'une personne physique ou morale est prête à payer pour l'acquisition d'une certaine quantité d'électricité – le référentiel étant souvent en kWh ou MWh. Nous pourrions ici évoquer deux types d'acheteurs : les entités qui consomment directement ou indirectement cette électricité, comme les particuliers ou les opérateurs électriques privés ou publics, et l'État lorsqu'il subventionne le secteur.

Figure 4 : Schéma de principe sur le calcul de la valeur du photovoltaïque du point de vue de l'acheteur



Les services rendus par l'électricité photovoltaïque

Il existe de multiples façons d'apprécier la valeur, aux yeux d'un acheteur, d'une quantité d'électricité fournie par un producteur. On peut l'appréhender par rapport à la technologie la moins chère, par rapport à l'électricité distribuée ou à l'électricité « de gros », par rapport à sa disponibilité à des moments spécifiques du jour ou de la nuit, par rapport au prix moyen de ses approvisionnements, au prix marginal, etc.

La valeur d'une quantité d'énergie fournie est intimement liée aux services qu'elle permet de rendre à l'acheteur. C'est pour cela que, dans un premier temps, il nous semble essentiel de définir l'utilité de l'électricité photovoltaïque au regard notamment de ses spécificités techniques.

La technologie photovoltaïque transforme directement le rayonnement solaire, la lumière plus précisément, en électricité. Il s'agit de l'effet photoélectrique qui se produit au sein de certains matériaux semi-conducteurs. Il existe à ce jour deux grandes catégories dans le marché : les matériaux couches minces et les matériaux cristallins. L'avantage d'avoir différentes technologies photovoltaïques découle du fait que différents matériaux semi-conducteurs ont différentes réponses à la lumière du soleil. Par exemple, des cellules photovoltaïques au silicium monocristallin réagiront mieux à la lumière directe du soleil (lorsqu'il n'y a pas de nuages), alors que des matériaux à base de couches minces auront une réponse, sauf quelques exceptions, plus adaptée à la lumière

diffuse (lorsqu'il y a des nuages, voire lorsque le ciel est couvert). Ainsi, le choix technologique dépendra grandement de la ressource (indice de rayonnement direct) mais aussi du climat – car les cellules photovoltaïques perdent une partie de leur rendement avec l'augmentation de la température, mais, à nouveau, cet effet est différent pour les divers semi-conducteurs présents sur le marché.

Aussi, certains choix technologiques de la part du fabricant permettront un gain de production considérable, comme le placement des contacts électriques à l'arrière des modules, des traitements de surface pour augmenter la rugosité des panneaux afin de capturer plus de lumière, etc. Systématiquement, le choix technologique se reposera sur l'ensemble des paramètres du projet afin de définir un dimensionnement optimal pour l'installation.

Le mode de fonctionnement de la technologie photovoltaïque présente ainsi des caractéristiques uniques dans le monde de l'énergie. Nous pourrions en évoquer cinq en particulier :

- la possibilité d'installer de façon décentralisée des capacités pouvant aller de quelques kWc à plusieurs dizaines ou centaines de MWc ;
- la possibilité de construire ces centrales en des durées très courtes ;
- l'absence de production de CO₂ ou autres polluants pendant la phase d'exploitation ;
- la corrélation exacte entre le niveau de lumière et la production électrique ;
- la quasi-absence de charges opérationnelles pendant la phase d'exploitation et l'absence d'« intrants » en dehors de la lumière, qui entraîne une stabilité du coût sur le long terme.

L'élaboration d'un modèle d'évaluation de la valeur

Il serait donc possible d'élaborer un modèle d'évaluation de la valeur de la production d'une quantité d'électricité et d'appliquer ce modèle à l'énergie photovoltaïque. L'acheteur va ainsi considérer la valeur d'une électricité produite en fonction notamment de la valeur qu'il attribuera à l'ensemble des caractéristiques liées à l'électricité fournie.

Par exemple, l'électricité photovoltaïque étant intermittente et n'étant pas disponible la nuit, elle perd des points au niveau du paramètre (iv). Néanmoins, s'il existe une corrélation entre la demande et la luminosité (climatisation, entreprises, etc.), alors elle peut également gagner des points au niveau du paramètre (iv). De manière claire, les autres paramètres sont très favorables à la technologie photovoltaïque.

Ces modèles doivent être dynamiques et prendre en compte la valeur sur la durée totale de l'exploitation. Or, c'est ici notamment que des référentiels clairs doivent être validés par l'ensemble des parties intéressées à l'évaluation. Par exemple, le schéma des réseaux peut évoluer dans le temps, de même que les prix moyen et marginal de production du mix énergétique (notamment au travers de la réalisation de nouvelles infrastructures, ou encore simplement du fait de la volatilité des prix des hydrocarbures).

Les modèles d'évaluation doivent donc prendre en compte, *a minima* :

- l'emplacement des centrales par rapport au réseau et aux centres de consommation, ce qui implique :
 - une évaluation actuelle et future des centres de consommation,
 - la connaissance du schéma actuel et futur des réseaux électriques ;
- les coûts de production moyen et marginal, présents et futurs, du mix énergétique, ce qui implique :
 - des hypothèses concernant l'évolution du mix énergétique,
 - des hypothèses concernant l'évolution des coûts de production, notamment au travers de l'évolution des prix des hydrocarbures,
 - des hypothèses concernant la réalisation des projets régionaux qui pourraient exporter l'énergie via les interconnexions ;
- les profils de production et de consommation ;
- l'évaluation des rejets polluants du mix énergétique, présent et futur.

L'appui de l'État

L'État considère la valeur d'une quantité d'électricité produite en fonction des mêmes caractéristiques techniques et économiques qu'un acheteur commercial, mais il y ajoute une composante supplémentaire : la composante sociale. Ainsi, chaque kWh produit génère un certain nombre d'emplois nationaux/internationaux et entraîne un gain ou appauvrissement social global.

Lorsque le bilan social est positif alors que le bilan économique, au niveau de l'acheteur, est négatif, l'État pourrait avoir intérêt à

subventionner le secteur. La valeur de cette subvention doit être calculée de telle façon à ce que le bilan social reste positif, puisque la subvention est finalement payée par les contribuables.

La ponction sur les citoyens doit être au final inférieure aux bénéfices attendus de cet investissement, au moins à moyen/long terme.

Le modèle d'évaluation devrait ainsi prendre en compte au niveau de l'État de nouveaux paramètres, *a minima* :

- la contribution différentielle à la croissance du PIB ;
- la contribution différentielle à l'amélioration des conditions de vie de la population (emplois, environnement, etc.).

Discussions concernant les principaux paramètres du modèle

La compétitivité de l'électricité photovoltaïque par rapport au prix moyen du kWh des États d'Afrique subsaharienne

Dans la mesure où les prix des hydrocarbures en Afrique tendent à augmenter du fait de facteurs liés à la demande et aux réserves au niveau international, et puisque les prix des systèmes photovoltaïques tendent eux à diminuer du fait des améliorations technologiques et des effets d'échelle en matière de production des équipements, les courbes de production de l'électricité de ces deux technologies sont naturellement vouées à se croiser (voir Figure 5), mais il faut naturellement faire les évaluations en tenant compte de l'intermittence du photovoltaïque.

Nous pouvons tenter d'identifier ce point de croisement en fonction de différentes hypothèses sur l'évolution des prix des hydrocarbures et du secteur photovoltaïque. Ce point est différent :

- pour chaque pays d'Afrique, puisque les prix des hydrocarbures et les conditions climatiques diffèrent d'un pays à l'autre ;
- pour chaque technologie photovoltaïque. Les performances des différentes technologies sont en effet très variables. Par exemple, le silicium amorphe présente des rendements inférieurs au silicium cristallin, entraînant des frais de structure et de fondation plus importants lors de la construction de ces systèmes. Il compense néan-

moins ce surcoût par un coefficient de température⁴ plus faible qui lui permet de produire plus d'électricité sous de fortes températures. De plus, en fonction de leur degré de maturité, les différentes technologies n'ont pas toutes accès aux mêmes conditions financières ;

- pour chaque mode de financement de ces équipements. Comparativement aux conditions financières pratiquées par les banques des pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), les taux en Afrique subsaharienne sont généralement plus élevés et les maturités de dette plus courtes. Le prix du kWh photovoltaïque devrait donc être plus élevé, si ce surcoût financier n'est pas compensé par un rayonnement solaire plus important. Bien qu'il existe des schémas financiers permettant de financer ces infrastructures dans des conditions de type « concessionnel⁵ », on notera toutefois que ceux-ci supposent une capacité des États africains à accroître leur niveau d'endettement, ce qui dans bien des cas reste problématique. Nous partirons donc de l'hypothèse que les conditions financières auxquelles les promoteurs privés ont accès en Afrique constituent le scénario financier de base pour le calcul du coût du kWh photovoltaïque.

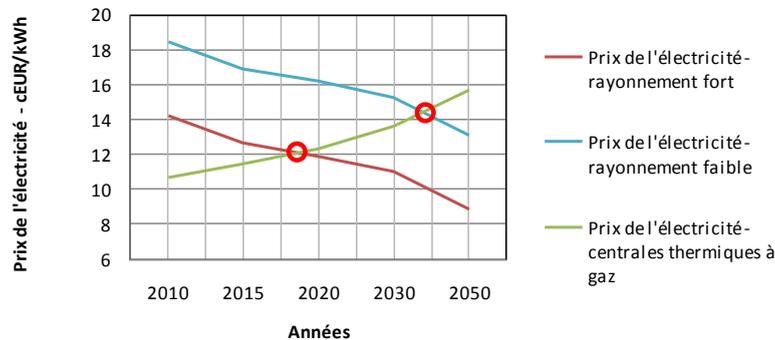
Selon nos estimations, il devrait être possible de signer en 2020 des contrats de vente de l'électricité photovoltaïque à des opérateurs locaux (OL) à un prix, en euros 2010, situé entre 12,3 cEUR/kWh (cas du Niger fortement ensoleillé) et 16 cEUR/kWh (cas du Togo faiblement ensoleillé), fixe sur 25 ans⁶.

⁴ Taux de perte du module pour chaque degré Celsius au-delà de 25° (température de la cellule).

⁵ Un financement de type « concessionnel » présente des taux inférieurs à 5 % et des maturités supérieures à 20 ans.

⁶ Ces résultats dépendent de l'évolution des coûts des systèmes dans les prochaines années : ils pourraient être atteints bien avant 2020 et ensuite se stabiliser/continuer légèrement à baisser dans le temps ou bien connaître une tendance à la baisse régulière et, dans tous les cas, pourraient parfois apparaître quelques hausses ponctuelles, selon les tendances du marché et l'évolution de l'offre et de la demande.

Figure 5 : Évolution du prix de l'électricité des centrales thermiques à gaz et de l'électricité photovoltaïque (cas de rayonnement fort et de rayonnement faible)



Source : HELIOS Énergie, 2011

Ces prix sont donc particulièrement attractifs⁷ pour la région. Ils permettent également aux OL de fiabiliser la planification financière dans la mesure où les prix sont connus et stables pendant une très longue période. En comparaison, les prix de l'électricité générée par les centrales thermiques au gaz les plus performantes en Afrique sont autour de 10 cEUR/kWh en 2010, et les contrats d'achat-vente incluent généralement un réajustement de ces prix en fonction du cours du baril de pétrole ou du m³ de gaz.

En prenant un taux de croissance des prix des hydrocarbures sur la période 2010-2025 de 2 % puis de 1 % sur la période 2025-2050, et en supposant que 70 % du coût de production de l'électricité des centrales au gaz est indexé sur les prix du gaz, nous voyons que les courbes de coût de production des technologies photovoltaïques et thermique gaz se rencontrent entre 2020 et 2040 selon les niveaux d'ensoleillement⁸ (Figure 5).

La stabilisation du coût moyen de production au travers de l'« option photovoltaïque »

Analyser la compétitivité du solaire ne signifie pas uniquement comparer les coûts de production des différentes technologies de l'électricité vendue sur le marché « de gros ». Notre axe d'analyse se penchera également sur la capacité d'un mix énergétique à générer un prix moyen de l'électricité le plus bas possible pour répondre à la demande, pour un même niveau de rentabilité financière de l'OL.

⁷ Parmi les hypothèses retenues, nous pouvons signaler les suivantes : prix de construction : 1,7 EUR/Wc – prix de la maintenance : 20 kEUR/MWc – montant des fonds propres : 15% - prêt bancaire : 20 ans à 6%.

⁸ Voir note 6.

Nous pouvons prendre un exemple simplifié en comparant le prix de production de l'électricité issue d'une centrale photovoltaïque par rapport à celui issu d'une centrale thermique à gaz. Notre analyse consiste à :

- projeter les prix de production de l'électricité issue d'une centrale photovoltaïque située dans une région de l'Afrique en 2010 sur la période 2010 -2050 avec un indice de hausse annuel de 1 % ;
- projeter les prix du gaz 2010 sur la période 2010-2050 en trouvant le niveau d'inflation annuelle de ces prix, qui rendrait financièrement équivalent pour l'OL de produire à partir d'une centrale thermique au gaz ou d'une centrale photovoltaïque ;
- le niveau d'inflation trouvé dans la première partie de cette note correspond au taux d'inflation minimum espéré du prix du gaz sur la période 2010-2050, qui rend le solaire plus compétitif.

Ainsi, selon nos calculs, en 2010, lorsque le taux d'inflation moyen annuel des prix du gaz livré à l'OL projeté pour la période 2010-2050 est supérieur à un taux situé entre 2,95 % et 4,70 %, selon le rayonnement solaire du pays, alors l'utilisation d'un générateur photovoltaïque est plus rentable pour l'OL que l'utilisation d'une centrale thermique à gaz. En 2020, ces niveaux d'inflation minimum sont entre 1 % et 3,35 %. Le Tableau 3 indique les niveaux d'inflation minimum des prix des hydrocarbures contre lesquels les pays se garantissent financièrement en diversifiant leur mix énergétique avec l'utilisation du photovoltaïque, en fonction de leur niveau d'ensoleillement.

Tableau 3 : Niveaux d'inflation minimums des hydrocarbures au-dessus desquels les pays utilisant du photovoltaïque dans leur mix sont couverts, en fonction du niveau d'ensoleillement

	2010	2015	2020	2030	2050
Faible rayonnement	4,70 %	4,15 %	3,35 %	2,25 %	<1 %
Fort rayonnement	2,95 %	2,15 %	1 %	<1 %	<1 %

Source : Helios Énergie

Selon les perspectives de l'AIE parues en 2010, le taux d'inflation annuelle des prix du gaz sur le marché international serait entre 1 % et 7 % sur la période 2010-2050. Cet instrument de couverture serait donc très performant dans les pays fortement ensoleillés.

Cette compétitivité du prix de l'électricité solaire provient notamment des atouts suivants :

- la bonne prédictibilité du rayonnement solaire moyen sur une longue période et la faible volatilité de cette

ressource ;

- ses faibles coûts de maintenance indépendants de manière directe du prix des hydrocarbures ;
- la simplicité de son exploitation et le bon niveau de disponibilité.

Nous appellerons cette caractéristique du photovoltaïque la valeur d'option (VO) du solaire, qui est ainsi définie selon notre approche par la valeur que l'OL place dans le niveau d'inflation du prix des hydrocarbures contre lequel il se couvre. Par exemple, en 2015, si l'OL national au Niger (NIGELEC), pays à fort rayonnement solaire, estime que le taux d'inflation du prix des hydrocarbures qui lui sont livrés sera supérieur à 2,15 % par an en moyenne pendant les 25 prochaines années, alors l'OL devra préférer diversifier son mix énergétique avec le solaire afin d'abaisser son coût moyen prévisionnel de production de l'électricité. À titre indicatif, entre 2006 et 2007, le taux d'inflation au Niger est passé de 0,3 % à 4,6 % du fait de la hausse du prix des hydrocarbures.

Un tel instrument de couverture peut constituer un formidable outil de développement économique et social pour l'Afrique. En effet, l'impact de la volatilité des prix des hydrocarbures sur les économies africaines est significatif et freine le développement des pays importateurs nets d'hydrocarbures à des fins de production électrique. À titre d'exemple, au Sénégal, Dakar a connu en mai 2007 plusieurs coupures de plus de dix heures chacune par semaine, du fait de l'incapacité de l'OL à acheter du combustible au prix de marché.

La gestion de l'intermittence

Le photovoltaïque réagit à la lumière. Si le ciel est « sombre », ou bien lorsqu'un nuage passe au-dessus d'une installation, la perte de puissance peut être de l'ordre de 40 % en quelques minutes. Les variations, selon les climats et la vitesse de passage des nuages, peuvent être très rapides. Cette caractéristique explique le statut d'énergie « fatale » du solaire, car l'OL doit pouvoir satisfaire à tout moment à la demande (charge) sur le réseau.

Nous aborderons deux types de réponses face à cette difficulté :

- le couplage des systèmes électriques « gaz » et photovoltaïque et leur gestion optimisée sur le réseau ;
- les systèmes de stockage.

Le développement massif du solaire ne pourra donc avoir lieu en Afrique que si cette technologie est parfaitement intégrée aux outils de pilotage de l'OL. En effet, lors du passage des nuages, d'autres installations doivent prendre le relais afin d'éviter les microcoupures et garantir la sécurité du réseau. La détection des variations climatiques ainsi que la diminution du temps de réaction des installations électriques sont

deux paramètres clés pour le pilotage par l'OL.

Les centrales à gaz, qui ont une réponse très rapide et automatisée, sont un complément intéressant des centrales solaires. En investissant dans des capacités thermiques de réserve (on pourra par exemple surdimensionner la capacité des centrales thermiques et les volumes des contrats d'approvisionnement en gaz), il serait possible de couvrir les aléas de la production photovoltaïque. Dans ce cas, les centrales thermiques fonctionnent à mi-régime et permettent l'ajustement de la production en fonction du passage des nuages.

De façon simplifiée, si l'on admet une part du photovoltaïque au sein du mix énergétique correspondant à 10 % de celle du gaz, et qu'il faut 50 % de capacités « gaz » supplémentaires pour couvrir le risque de perte de la production électrique photovoltaïque au cours d'une année (estimation conservatrice, cas d'un climat très variable), alors l'augmentation des prix du gaz⁹ reste autour de 5 %.

Ce surcoût à l'investissement engendré par la présence du photovoltaïque au sein du réseau pourrait toutefois être diminué avec l'expérience de l'OL à gérer la présence d'électricité intermittente sur son réseau. Ainsi, lorsque les planifications des investissements dans les technologies « gaz » et photovoltaïque sont menées conjointement, et/ou lorsque l'OL a à sa disposition des outils de gestion des systèmes de production et de prévision climatique performants, il serait possible d'imaginer ce surcoût à 10 ou 20 % à l'investissement, soit une augmentation des prix de l'électricité « gaz » de 1 à 2 %.

Le développement des technologies de stockage pourrait permettre le lissage de la production photovoltaïque. Toutefois, cela engendrerait nécessairement des prix de vente de kWh plus élevés, car pour une même production électrique¹⁰, l'investissement est plus important. À titre indicatif, en utilisant des batteries lithium-ion sur une centrale de 5 MWc, le prix de vente est augmenté aujourd'hui de près de 40 %. Compte tenu du faible degré de maturité du secteur, et de son développement à venir en lien notamment avec l'avenir de la voiture électrique, il serait possible de prévoir qu'une hausse de 10 % des prix de vente du kWh photovoltaïque pourrait permettre l'installation de systèmes de stockage d'ici à 2020.

⁹ Nous supposons ici qu'une augmentation de 5% du montant total de l'investissement engendre une hausse de 5% du prix de vente de l'électricité, ce que nos modèles indiquent environ.

¹⁰ Le stockage de l'électricité n'augmente pas la production d'une centrale mais permet de répartir sa production au cours de la journée. Au contraire, selon les technologies et leur coefficient de pertes associé, la production totale d'une centrale disposant d'un système de stockage est moindre du fait des pertes engendrées par le stockage/déstockage du système.

Figure 6 : Illustration de la variabilité de la production photovoltaïque sur une journée type à La Réunion



Source : EDF SEI

L'avantage essentiel d'une centrale photovoltaïque avec stockage consiste à ne pas être soumis aux aléas climatiques. Cet avantage a un coût qui se matérialise dans un prix du kWh plus élevé. Toutefois, cela ne remet pas en cause les analyses puisque l'énergie photovoltaïque, stockée ou non, s'analyse toujours par rapport au mix énergétique et notamment au niveau d'utilisation des hydrocarbures.

L'impact de ce surcoût à moyen/long terme reste faible sous certaines conditions (par exemple un taux de pénétration du solaire autour de 10 % et une amélioration des outils de gestion des systèmes de production). Selon nos hypothèses, le déplacement du croisement des courbes des prix de production de l'électricité par les centrales photovoltaïques et les centrales thermiques à gaz serait de cinq à dix ans.

La production décentralisée

La valeur de ce paramètre repose sur une évaluation technique des coûts de gestion des systèmes de production sur un réseau. Plusieurs points de vue ont été identifiés :

- intégrer le solaire sur un réseau présente un coût, car l'opérateur doit apprendre et pouvoir techniquement assurer la gestion de systèmes de production décentralisés et intermittents. On pourra notamment évoquer la question des *smart grids* et les investissements nécessaires pour adapter les équipements ;
- intégrer le solaire sur un réseau permet d'économiser des pertes et limite les investissements nécessaires dans les lignes et les équipements de contrôle.

Il devrait être possible de définir une méthode d'analyse pour évaluer

les emplacements et capacités optimales des centrales. Ce modèle devra être crédible aux yeux de tous les acteurs du secteur ; aussi plusieurs cabinets indépendants, en lien avec l'opérateur électrique, pourront effectuer des propositions afin de choisir la méthode la plus pertinente.

On pourra remarquer qu'en Afrique subsaharienne, hors Afrique du Sud, le taux d'électrification moyen dans les zones rurales est de 8,3 % en 2010, alors que, selon les Nations unies, ces zones abritaient en 2010 plus de 60 % de la population. Cela pourrait plaider en faveur de l'utilisation de systèmes de production décentralisés, tel que le photovoltaïque.

Le coût de l'absence de l'électricité

Les pays d'Afrique subsaharienne se sont organisés en pools électriques régionaux pour mettre en place des stratégies à l'horizon 2030. Le développement des interconnexions et des grandes centrales hydrauliques et fossiles, notamment à gaz à cycles combinés, contribuent ainsi avec succès à la baisse du coût moyen de production du kWh et à une large diffusion de cette électricité. En parallèle, les pays développent et améliorent leurs réseaux de distribution d'électricité et leurs capacités de gestion commerciales.

Alors que ces initiatives portent leurs fruits, la situation reste critique dans de nombreux pays et les délestages ne semblent pas diminuer. En effet, le temps de développement de ces infrastructures est très long, souvent supérieur à dix ans. Dans l'intervalle, des installations temporaires et coûteuses, comme les centrales au fioul lourd ou diesel, sont installées, et celles-ci deviennent alors des solutions de moyen terme. Les achats d'hydrocarbures pèsent sur les balances de paiement et absorbent une partie parfois importante du budget des États. Surtout au regard d'une croissance de la demande en électricité supérieure à 10 % par an dans la plupart des pays du continent et d'une grande volatilité des prix des hydrocarbures.

Le coût de l'absence d'électricité est donc double : d'une part, lorsque l'État doit impérativement produire de l'électricité, il se tourne alors vers des solutions extrêmement coûteuses qui ont de lourdes conséquences sur son budget. D'autre part, si l'État n'a pas les moyens financiers pour se tourner vers ces solutions d'urgence, alors les populations et les entreprises se voient privées d'électricité, ce qui freine significativement le développement industriel. À titre d'exemple, au Congo-Brazzaville, la demande a augmenté de 49 % entre 2009 et 2012 avec la hausse de la production due à la mise en service progressive de la centrale électrique du Congo (CEC), l'exploitation du barrage d'Imboulou et la mise en activité de la centrale thermique de Brazzaville (CTB).

De façon schématique, l'augmentation de l'offre électrique peut engendrer de nouvelles possibilités pour les populations (artisanat, services, etc.) et générer de la croissance économique. Il devrait donc être possible d'arbitrer entre le temps de réalisation de certaines infrastructures et les contraintes de court terme liées au développement

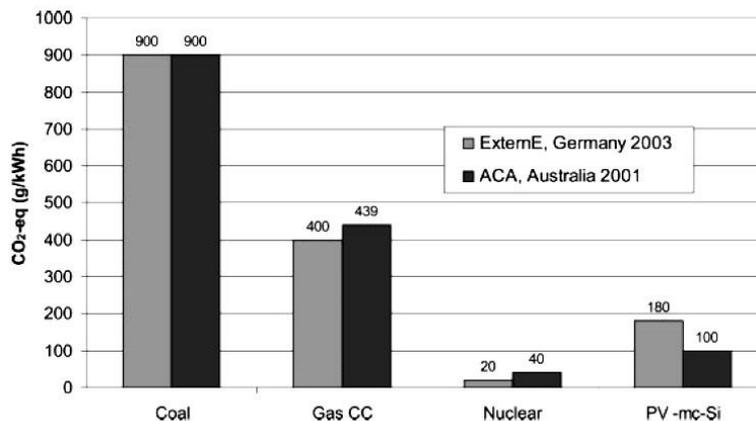
des activités économiques.

Le solaire répond de manière immédiate aux problématiques environnementales et géopolitiques

D'une part, un panneau solaire ne produit pas de CO₂ lorsqu'il génère de l'électricité. Selon l'AIE, l'énergie utilisée pour produire un panneau est compensée par une année et demie de production électrique générée par ce même panneau, alors que sa durée de fonctionnement est supérieure à 25-30 ans. La Figure 7 illustre la faible production de CO₂ des systèmes photovoltaïques par rapport aux technologies utilisant le charbon ou le gaz.

D'autre part, le fonctionnement d'une centrale solaire ne dépend que de la quantité de rayonnement perçue. Le photovoltaïque contribue donc à l'indépendance énergétique des pays : il n'est pas nécessaire pour un pays de puiser dans ses ressources naturelles ou d'importer du combustible pour faire fonctionner ces centrales.

Figure 7 : Génération de CO₂ par respectivement le charbon, le gaz, le nucléaire et le photovoltaïque classique



Source : ExternE et Australian Coal Association Research Programs

L'occupation de l'espace

Ce paramètre peut ou non être pris en compte dans le cadre de l'évaluation de la valeur liée à la production électrique. En effet, dans certains pays, par exemple le Niger, le Tchad ou encore l'Afrique du Sud, il existe de vastes étendues de terre non productives qui peuvent être utilisées à des fins industrielles. Dans le cas du photovoltaïque, on pourra rappeler certains chiffres qui permettent de replacer le débat concernant l'espace occupé par le solaire : un carré de 300 sur 400 kilomètres sur les déserts les plus ensoleillés de la planète suffirait à couvrir les besoins mondiaux en électricité de l'année 2009 (18 000 TWh/an), 0,01 % du territoire du Tchad occupé par des panneaux solaires correspondent à une puissance installée de 6,42 GWc, soit 10,28 TWh produits, soit la production d'environ deux tranches nucléaires de 900 MW.

Quand faut-il opter pour l'énergie photovoltaïque ?

Les concepts de coûts et de valeurs ayant été définis, il est maintenant simple d'identifier les cas où un acheteur a intérêt à investir dans la technologie photovoltaïque : c'est toujours le cas lorsque le coût de production, ou prix de vente, est inférieur ou égal à la valeur de l'électricité produite.

Cette valeur pouvant s'apprécier au niveau d'un État ou au niveau de l'acheteur commercial, il est possible de voir des cas où le coût de production n'est pas rentable pour l'acheteur mais où le bilan social reste positif. L'objectif final devra donc être préalablement déterminé pour l'évaluation.

Étant donné que ce système d'évaluation repose en partie sur des valeurs espérées – comme par exemple l'évolution des prix des hydrocarbures sur les 25 prochaines années –, il est important de remarquer que la décision d'investir est liée à un prisme d'hypothèses fixées de façon subjective. En ce sens, il est important qu'un législateur extérieur à la transaction puisse valider de façon impartiale ces valeurs. C'est là l'objet de la section suivante, qui tente de définir certains principes pouvant être intégrés au sein de législations nationales.

La mise en place d'un cadre légal et économique adapté

Si, sur le plan conceptuel, l'identification des conditions du développement de la technologie photovoltaïque reste simple (voir « Quand faut-il opter pour l'énergie photovoltaïque ? »), la mise en place réelle de ces conditions ou des outils permettant d'évaluer ces conditions restent une tâche extrêmement complexe. C'est d'ailleurs cette complexité qui a entraîné les difficultés qu'ont connues tous les pays européens à définir des politiques de soutien cohérentes et qui est à l'origine des pertes financières importantes que tous les États ont connues dans leur volonté de soutenir massivement le secteur.

Le continent africain peut ainsi apprendre des nombreuses expériences qui ont eu lieu au niveau international afin de définir son propre chemin. L'enjeu est de taille : c'est autant la possibilité pour le continent de dynamiser ses économies que de poser les premières pierres permettant de bâtir un système énergétique qui s'affranchirait avec le temps de la nécessité des hydrocarbures pour produire de l'électricité. L'enjeu pour l'Afrique est aussi de réussir sa transition énergétique, alors que le développement de son secteur électrique en est à ses prémices.

Le système de feed-in-tariff

Définition

Le mécanisme de *feed-in-tariff* (FIT) est le système de soutien le plus connu et le plus simple. Il se caractérise par les notions suivantes :

- l'État met en place un tarif d'achat pour une technologie donnée, qui oblige l'opérateur national à acheter l'électricité produite par tous les producteurs selon des conditions spécifiques. Ce tarif peut évoluer dans le temps, pour tenter par exemple de suivre la courbe d'apprentissage du secteur. Mais lorsqu'une installation donnée bénéficie d'un tarif d'achat, celui-ci ne peut être remis en cause pendant toute la durée de l'exploitation. C'est le principe du prix garanti ;

- l'accès au réseau est garanti pour les producteurs, de même que l'accès au tarif d'achat, pendant toute la durée de l'exploitation ;
- l'État peut introduire des critères limitatifs lui permettant de définir des plafonds d'engagements financiers et de capacités installées : le tarif est octroyé, par exemple, tant qu'une capacité maximale cible n'a pas été atteinte, ou bien pendant une période spécifique. Des critères de sélection des projets ou des opérateurs peuvent compléter ces critères : quotas par région, garanties financières, obtention de licences et permis, etc.

La méthode d'évaluation

La première étape d'une politique de FIT consiste en la définition de la méthodologie de calcul du tarif d'achat. Par exemple, en Europe, les politiques ont, dans un premier temps, calculé leurs tarifs d'achat sur la base de l'évaluation des coûts de production du secteur, en tentant de limiter au maximum les mesures discriminatoires. Ce principe a permis un développement massif du secteur dans tous les pays qui l'on appliqué. C'est d'ailleurs ce succès qui a entraîné l'arrêt brutal de ces politiques, suite à un « emballement » des systèmes.

L'octroi du tarif

La seconde est d'identifier les mesures et lois à adapter pour y ajouter des mesures sélectives permettant d'orienter les porteurs de projets vers la réalisation d'objectifs nationaux et de s'assurer de la cohérence des textes administratifs avec la volonté politique, notamment le droit de l'urbanisme, la fiscalité et les codes de l'électricité.

Les composantes légales du système doivent toutes être définies en amont et mises en place de façon concomitante afin d'assurer une sélection impartiale et parfaite des projets – pas de « faille » juridique.

La méthode basée sur les coûts

Méthode d'évaluation

Un système de FIT reposant sur une évaluation des coûts de production consiste à octroyer à chaque projet un tarif d'achat correspondant à son coût de production, ou bien à tous les projets un tarif unique basé sur une estimation des coûts de production moyens du secteur.

Un tel système semble plus pertinent lorsqu'il s'applique à chaque projet, au lieu de tenter d'exprimer un prix unique pour tous les producteurs. En effet, le système fondé sur un prix unique peut entraîner de grandes pertes financières pour les acheteurs contraints d'acheter cette électricité. Essentiellement pour trois raisons :

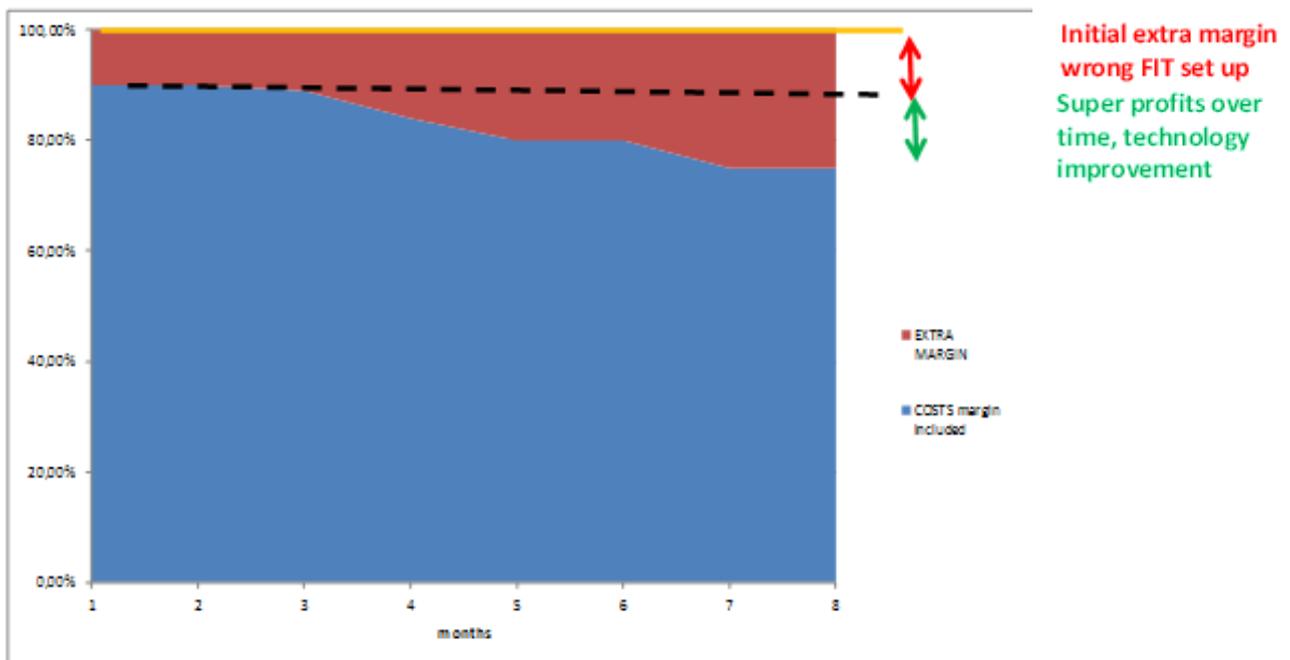
- l'asymétrie d'information existant entre l'État et l'industrie dans des secteurs de pointe ;
- l'évolution rapide du secteur ;

- l'idée qu'appliquer le même tarif à un large groupe d'installations conduit à favoriser les projets qui présentent les coûts de production les plus faibles, parfois au détriment des projets qui présentent un bénéfice économique et social plus important.

La Figure 8 représente les pertes financières liées aux raisons (1) et (2) mentionnées ci-dessus. Dans un premier temps, l'asymétrie d'information conduit à fixer trop haut le prix du kWh puis l'écart entre le « juste prix » du solaire et le prix de vente se creuse avec le temps du fait de la diminution rapide des prix des composants solaires.

À noter que fixer trop bas le tarif d'achat unique entraîne le phénomène inverse : seules quelques entreprises très solides financièrement ou bien positionnées peuvent subsister, et chaque acteur devra chercher à faire du volume pour compenser les marges plus faibles.

Figure 8 : Schématisation des pertes liées au système FIT



Source : Helios Énergie

Concernant les pertes financières liées à la raison (3), celles-ci sont essentiellement liées à des conséquences techniques. Tous les opérateurs ont dans un tel cadre intérêt à se positionner en premier lieu dans les zones les plus facilement raccordables, là où l'accès au foncier est le plus simple et le moins cher, et là où le rayonnement solaire est le plus élevé. Au contraire, l'acheteur de l'électricité considère notamment l'intermittence, les possibilités de produire de façon décentralisée, et naturellement le prix du kWh, qui sont des critères radicalement différents.

Un système basé sur les coûts de production devrait donc prendre en compte chaque projet et non tenter de définir un prix unique.

L'octroi du Tarif

Dans le cadre d'un tarif fondé sur les coûts, il serait possible d'imaginer les scénarios suivants :

- L'État ne met aucune barrière à l'entrée et met un cap en matière de capacité ou une limite temporelle.

Le système, dans ce cas, est dangereux, puisqu'il introduit une très forte compétition entre les acteurs et ne permet pas de bâtir une politique énergétique incluant le photovoltaïque.

- L'État met des barrières à l'entrée et met un cap en matière de capacité ou une limite temporelle.

Il existe plusieurs types de barrières : localisation, capacité, technologie, surface financière, impact social, etc.

Lorsque les barrières à l'entrée sont définies, l'État doit choisir le processus de sélection des projets. Il peut être aussi simple qu'une règle purement chronologique « premier arrivé, premier servi » ou bien être plus sophistiqué, comme des systèmes d'enchères ou d'appel d'offres.

Lorsque la sélection des projets se fonde essentiellement sur le prix du kWh, la méthode d'enchères inversées semble intéressante, puisqu'elle permet de s'assurer des prix de production les moins chers. Néanmoins, là encore des situations indésirables peuvent naître. Par exemple, des centrales pourraient être installées, à moindre coût, dans des zones où il n'est pas en fait nécessaire de renforcer la production. Étant raccordées au réseau, ces centrales pourraient faire transiter leur électricité sur de longues distances, entraînant des pertes réseaux plus importantes. Cette situation traduit la notion de valeur : deux centrales produisant à des coûts différents peuvent en fait produire une électricité de même valeur aux yeux de l'acheteur. La prochaine section tente de décrire une approche permettant d'éviter ces phénomènes.

La méthode basée sur la valeur

Méthode d'évaluation

Un autre mode de calcul pourrait être de mettre en place un système basé sur la valeur des projets. Le modèle économique reposerait ainsi sur les bases énoncées dans le paragraphe « Calculer la valeur de l'électricité photovoltaïque ».

Chaque projet serait estimé par un modèle dont les variables sont :

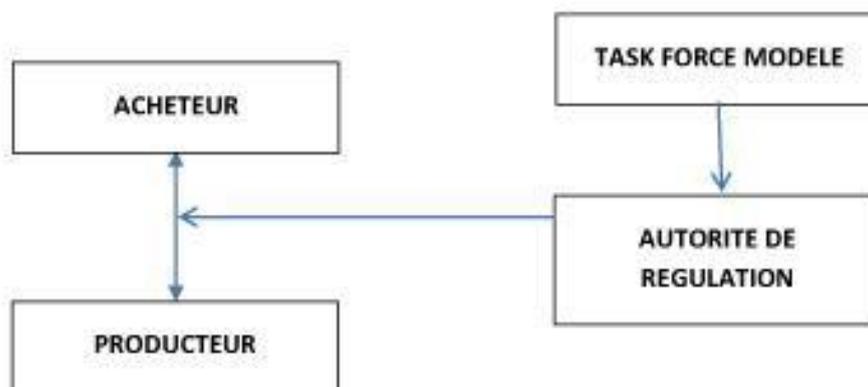
- communes à tous les projets ;
- prises au sein d'un large spectre pluridisciplinaire, sachant que chaque critère doit pouvoir se matérialiser en une note, encadré par une échelle de valeur.

Naturellement, ce principe, dans son application, doit savoir s'adapter aux possibilités de gestion administrative en fonction de la quantité des projets concernés. On pourra par exemple exprimer des valeurs

différentes par localisation – et non par projet – pour certains types de systèmes, comme les petits systèmes pour particuliers.

La réalisation du modèle, son suivi et son utilisation doivent naturellement être suivis de façon transparente et indépendante. On pourrait imaginer par exemple que les autorités régulatrices soient le « juge de paix » du modèle. En revanche, le modèle devra être bâti avec la participation de tous les acteurs du secteur, pilotés par un bureau d'étude indépendant.

Figure 9 : Diagramme représentatif de la méthode sur la valeur



L'octroi du tarif

Dans le cadre d'une législation basée sur la valeur des projets, l'État n'a aucun intérêt à introduire des barrières techniques ou économiques à l'entrée. Il peut en revanche mettre en place des contraintes financières, qui ne seraient pas définies dans le but de sélectionner les promoteurs mais uniquement pour favoriser les projets ayant le plus de chances d'aboutir au montage financier.

L'État pourrait ainsi ouvrir des périodes d'appel à projets, pendant lesquelles l'opérateur national pourrait apporter un avis technique, eu égard à sa connaissance approfondie sur le réseau électrique et à l'équilibre offre-demande, quant à la qualité des offres portées par les promoteurs de projet. Les contraintes de ces programmes doivent être d'ordre stratégique : par exemple, en fonction de la capacité d'absorption de la technologie photovoltaïque sur le réseau, on pourra définir des volumes maximums pour chaque appel à projets, afin de permettre un développement progressif du secteur.

Les projets avec le nombre de points le plus élevé, selon le modèle d'évaluation, seraient prioritaires.

Afin d'augmenter les chances de succès des opérations, de limiter les coûts de développement et de renforcer la sécurité juridique des opérations, l'État pourra vérifier la cohérence de l'ensemble des législations (Code de l'électricité, Code de l'urbanisme, Code des marchés publics, etc.) et de leur adéquation par rapport aux offres photovoltaïques reçues.

Conclusions

La technologie photovoltaïque devrait permettre, dans les décennies à venir, de produire de l'électricité à un prix très compétitif en Afrique subsaharienne, inférieur à 10 cEUR/kWh dans les régions fortement ensoleillées. Il n'est cependant pas nécessaire d'attendre que cette technologie atteigne ce niveau de prix pour l'intégrer au mix énergétique. En tant qu'instrument de couverture de la volatilité des prix des hydrocarbures, ce moyen de production est déjà, en 2010, compétitif dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne. Les chocs de prix sur les marchés des hydrocarbures ayant un coût significatif pour les économies africaines, la valeur de cette caractéristique est d'autant plus importante.

Le développement des systèmes de stockage et des systèmes de gestion des centrales de production décentralisées et intermittentes sont les piliers de l'amélioration de la compétitivité de l'électricité photovoltaïque mais ne devraient pas constituer une barrière infranchissable. En effet, l'avantage essentiel d'une centrale photovoltaïque avec stockage consiste à ne pas être soumis aux aléas climatiques. Cet avantage a un coût qui se matérialise dans un prix du kWh plus élevé. L'impact de ce surcoût à moyen/long terme reste faible sous certaines conditions (par exemple un taux de pénétration du solaire autour de 10 % et une amélioration des outils de gestion des systèmes de production). Selon nos hypothèses, le déplacement du croisement des courbes des prix de production de l'électricité par les centrales photovoltaïques et les centrales thermiques à gaz serait dans ce cas de cinq à dix ans.

La part du photovoltaïque à intégrer, permettant d'assurer une couverture optimale, dépend notamment :

- du coût de production de l'électricité photovoltaïque, qui dépend notamment du niveau d'ensoleillement et du prix d'installation et d'exploitation des systèmes ;
- de la part des hydrocarbures dans le mix énergétique et de leur mode d'approvisionnement (exploitation locale ou importation) ;
- des capacités d'absorption des réseaux d'électricité intermittente et de l'existence d'outils de gestion des systèmes de production d'électricité décentralisés.

Chaque pays possède un taux de pénétration optimum qu'il convient d'étudier et de mettre à jour périodiquement. Bien qu'économiquement viable pour les opérateurs locaux sur la durée des contrats de vente qui

peuvent atteindre 25 ans, le choix d'intégrer dès aujourd'hui le photovoltaïque repose avant tout sur une décision politique. Les nombreuses externalités positives de cette technologie devraient contribuer à convaincre les États africains de conduire une politique active de développement d'une filière locale. Ce secteur est en effet l'un des plus créateurs d'emplois du secteur de l'énergie. Il représente un domaine de recherche pour les universités et laboratoires et possède de nombreuses applications à d'autres domaines, comme l'agriculture, avec les pompes à eaux, ou l'habitat, avec les toitures solaires. En outre, il respecte parfaitement l'environnement en ne générant aucune pollution pendant sa durée de fonctionnement.

Bibliographie

Agence monétaire de l'Afrique de l'Ouest, rapport sur la convergence macroéconomique, Programme de la coopération monétaire de la CEDEAO – Niger (2008), 8 p.

Banque africaine de développement et Union africaine, *Oil and Gas in Africa*, Oxford University Press (2009), 272 p.

J2CM Gestion (sous la supervision du Mouvement des entreprises du Sénégal), *Présentation des résultats de l'étude du secteur de l'énergie des pays de l'UEMOA et du Cameroun* (2005), 142 p.

Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain (EEEOA), *Indicateurs de performance 2005 des systèmes électriques des sociétés membres de l'EEEOA* (2007), 164 p.

UPDEA, *Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique* (2009), 16 p.

USAID, *Étude de stabilité de transport régional en Afrique de l'Ouest*, Nexant (2004), 43 p.

Yves Kenfack, Annie Laurence Nyama, *La Réforme du secteur de l'électricité en Afrique francophone : le cas des pays de la CEMAC et de l'UEMOA*, Groupe intergouvernemental d'experts du droit et de la politique de la concurrence (2007), 40 p.

Performance Management Consulting (sous la supervision de l'UEMOA), *Étude pour l'élaboration d'une stratégie durable de résolution de la crise de l'énergie électrique dans les pays membres de l'UEMOA*, volume 1, (2008), 186 p.

Agence française de développement, Banque africaine de développement, *L'Énergie en Afrique à horizon 2050* (2009), 84 p.

ANNEXE

Proposition pour l'Afrique subsaharienne : cas de l'Afrique de l'Ouest

Il nous semble que la stratégie devrait être définie au niveau régional, pour ensuite être propagée et gérée à un niveau national, tout en étant contrôlée et surveillée par les institutions régionales.

Concrètement, ces principes pourraient être intégrés selon l'approche suivante.

Étape 1 : Mise en place d'un groupe de travail solaire au sein de l'EEEOA, ECREEE et UEMOA¹¹

Ces trois institutions rassemblent des experts et professionnels de l'énergie parmi les meilleurs du secteur en Afrique occidentale.

Néanmoins, ils n'ont pas de « groupe de travail solaire » et leur approche du photovoltaïque est principalement basée sur le travail de consultants externes. On pourrait concevoir que l'une de ces institutions prenne les devants dans la définition de la stratégie, sans l'aide d'experts tiers. Puis cette institution leader proposerait sa « stratégie solaire » aux autres institutions afin qu'ils puissent la valider. À cet égard, un « groupe de travail » pourrait être mis en place au sein de ces institutions. Il recevrait le plus haut niveau de formation en ce domaine, notamment au travers de visites de laboratoires internationaux, de sociétés privées, d'installations photovoltaïques, de collaboration avec des experts internationaux, des institutions publiques, des institutions financières, etc. Cette formation pourrait durer plusieurs mois. Les organismes internationaux pourraient aider à la conception et au financement de ce programme de formation.

¹¹ EEEOA : système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain (ou WAPP en anglais).

ECREEE : Centre régional de la CEDEAO pour l'énergie renouvelable et l'efficacité d'énergie.

UEMOA : Union économique et monétaire ouest-africaine.

CEDEAO : Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest.

Étape 2 : Définition et validation de la stratégie régionale préliminaire

Il est d'avis que le groupe de travail pourrait être directement responsable de la définition de la stratégie. En s'appuyant sur leur connaissance de la technologie et du marché photovoltaïque et du contexte régional de l'énergie, le groupe de travail serait en mesure de définir une stratégie préliminaire (une stratégie étant principalement basée sur les segments, la capacité et le prix). Le groupe de travail soumettrait ensuite la stratégie à un consortium d'experts internationaux indépendants qui pourraient commenter et valider leur approche. Les agences internationales pourraient aider dans le financement d'un tel audit, tout en restant à la marge de la définition initiale de travail dirigé par le groupe de travail, seul responsable de la définition stratégique.

Étape 3 : Définition du modèle d'évaluation de valeur

Le groupe de travail pourrait mettre en place et gérer une méthodologie d'évaluation de la valeur des projets photovoltaïques. Celui-ci pourrait travailler avec des experts internationaux pour construire le modèle. Les agences internationales pourraient aider dans le financement de ce processus. Outre le développement du secteur photovoltaïque, le modèle d'évaluation pourrait évoluer : le groupe de travail assurant le suivi des résultats du modèle et proposant des améliorations chaque année. Le groupe de travail serait chargé de diffuser le modèle au niveau national, par exemple, en coordination avec les autorités et institutions en charge du secteur de l'énergie. La NRA sera responsable de l'exécution du modèle et de l'évaluation des propositions locales.

Étape 4 : Définition et validation de la stratégie nationale

Basé sur l'ensemble des informations mises en place au niveau régional, et notamment la stratégie régionale et la méthodologie d'évaluation, tous les États devraient être en mesure de concevoir une stratégie nationale. Encore une fois, les ministères de l'Énergie seraient en charge de la conception. Un groupe de travail national solaire pourrait même être mis en place pour le faire. Étant donné la petite taille des marchés, les stratégies nationales devraient être validées au niveau régional. Ces stratégies nationales devraient également être vérifiées – mais pas conçues – par des experts internationaux indépendants, tandis que le financement de ce processus de vérification pourrait être soutenu par des organismes internationaux. Au niveau national, la stratégie est plus détaillée qu'au niveau régional. En effet, si les segments, les prix et les capacités sont encore un élément clé, chaque État devrait également proposer une stratégie de mise en œuvre : offres, accords bilatéraux, financement du développement, procédures légales pour les permis et autorisations, etc.

Exemple du Bénin

Le Bénin est un pays énergétiquement dépendant, dont la production électrique repose principalement sur l'importation d'hydrocarbures coûteux. En outre, l'électricité contribue à une très petite partie de l'énergie primaire béninoise : seulement 2,2 %, ce qui représente la troisième source d'énergie, après les produits pétroliers (38,4 %) et la biomasse (59,4 %).

Pour faire face à cette situation de précarité énergétique, la politique nationale du Bénin en matière d'énergie a défini les objectifs suivants :

- produits pétroliers : accroître la recherche et sécuriser l'approvisionnement ;
- électricité : augmenter le taux d'électrification (en particulier dans les zones rurales), améliorer la qualité de service et promouvoir l'intégration régionale (par exemple à travers l'EEEOA) ;
- énergies renouvelables : promouvoir le développement de solutions techniques adaptées au contexte local.

Le secteur électrique béninois : contexte réglementaire

La compagnie nationale d'électricité au Bénin est la Société béninoise d'énergie électrique (SBEE). La SBEE exerce un monopole sur la production d'énergie thermique ainsi que sur le secteur béninois de la distribution de l'électricité.

En ce qui concerne les ressources hydroélectriques, leur exploitation a été transférée en 1968 à un organisme binational (Bénin et Togo), la Communauté électrique du Bénin (CEB) ; celle-ci est régie par le Code daho-togolais de l'électricité. La CEB est titulaire d'un monopole sur les importations hydroélectriques, transport et génération de l'électricité dans chaque pays. L'organisme est actuellement sous la supervision d'un Haut Conseil interrégional composé de ministres des deux pays.

Plus récemment, le cadre juridique du secteur de l'électricité au Bénin a subi plusieurs modifications profondes qui ont conduit à une ouverture du marché. Cela est marqué par :

- la révision du Code daho-togolais de l'électricité en 2004, ce qui a mis fin au monopole de l'opérateur historique, ouvrant ainsi les segments de la production et la distribution à des opérateurs privés ;
- le développement de l'approvisionnement national en électricité à travers la réalisation d'une série de projets qui visent à améliorer la qualité des services d'électricité.

En particulier, le 4^e chapitre du Code de l'électricité du Bénin établit un cadre global pour la vente d'électricité par des producteurs privés, ce qui nécessite la mise en place d'un contrat entre le distributeur et le fournisseur selon des termes de référence qui doivent être approuvés par l'Autorité de régulation.

Le secteur électrique béninois : production électrique

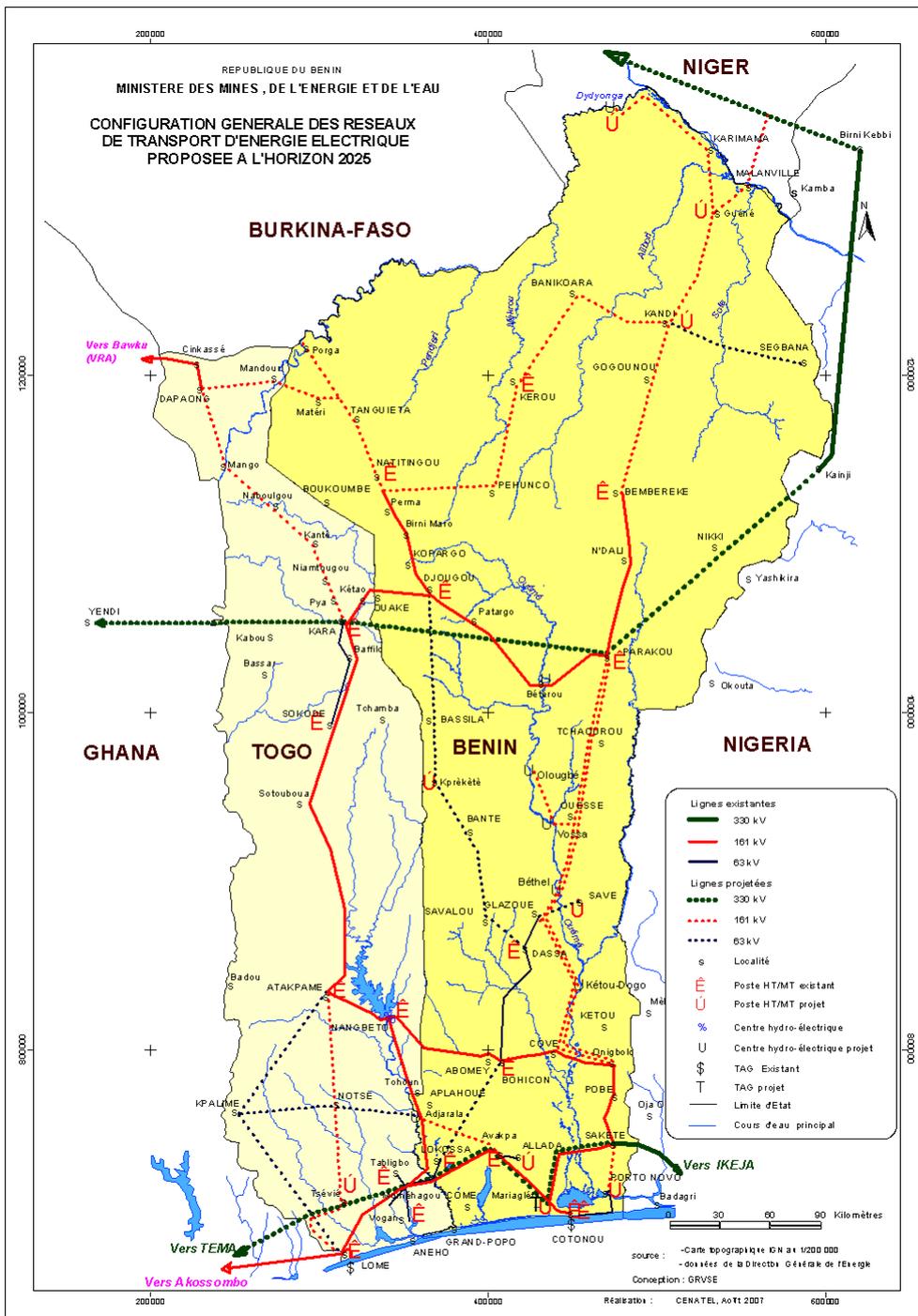
En 2005, 85 % de la production électrique au Bénin a été importée par la CEB. Le reste de la production (15 %) a été généré localement par la SBEE, principalement par des centrales thermiques. Pour la même année, la demande de puissance en pointe a été de 105 MW.

Le secteur électrique béninois : réseau électrique

Situé au cœur de l'Afrique occidentale, le Bénin bénéficie de plusieurs interconnexions à haute tension dans le cadre du WAPP¹². Ainsi, d'ici à 2016, le Bénin disposera, dans le contexte subsaharien, d'un réseau de transmission raisonnablement dense. Cette situation favorise la régulation des transits issus des sources variables de production comme l'énergie solaire à grande échelle.

¹² WAPP : West African Power Pool.

Figure 10 : Carte du réseau de transport électrique du Bénin

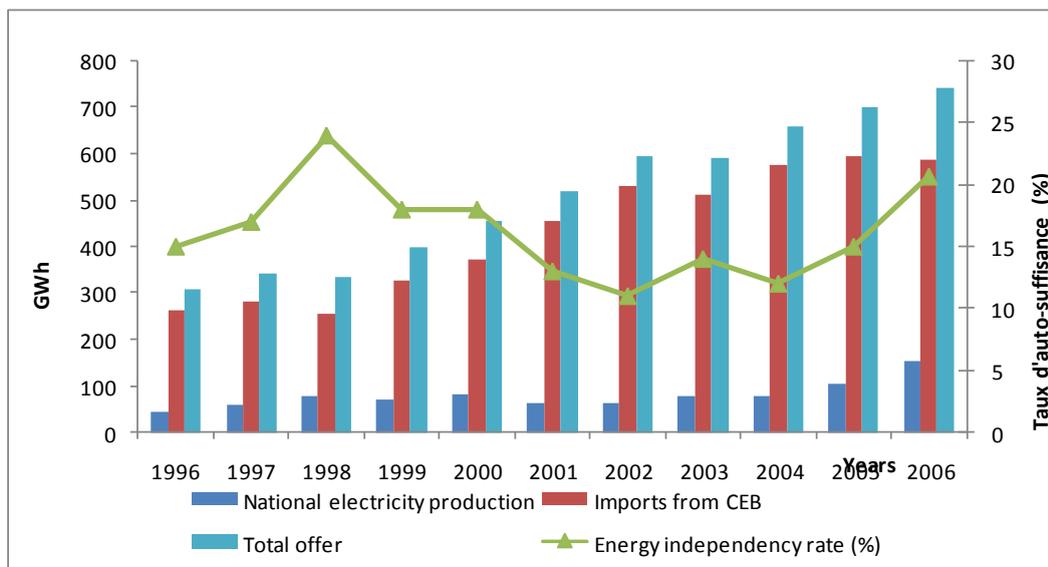


Source : ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau de la république du Bénin, 2009

Le secteur électrique béninois : demande et offre électrique

Au cours de la période considérée dans la Figure 11, de 1996 à 2005, la croissance annuelle moyenne de l'électricité atteint environ 10,8 %.

Figure 11 : Évolution de la production électrique nationale, des importations et du taux d'indépendance énergétique au Bénin entre 1996 et 2006



Dans le plan directeur stratégique *Benin 2025, Agenda for an Emerging Economy*, le scénario de référence en ce qui concerne le développement du secteur de l'électricité implique une croissance rapide du pays afin d'atteindre les objectifs suivants :

- augmenter l'accès à l'électricité dans les zones rurales à partir des 2 % actuels à 65 % en 2025. Avec un taux de croissance de 4 % par an, cela revient à électrifier 150 communautés et villages chaque année ;
- la réduction des pertes en ligne sur le réseau de transport et de distribution de 18 à 14 % ;
- peu à peu, accroître la richesse afin de parvenir à un taux de croissance annuel du PIB de 11 % en 2025 (5 % en 2010).

D'ici à 2025, ce scénario conduirait à plus que tripler la consommation électrique du Bénin, ainsi que la demande de pointe. Une telle augmentation est susceptible de provoquer des tensions économiques à l'égard des importations d'hydrocarbures et à l'égard des relations internationales.

La stratégie proposée pour le Bénin

Compte tenu des économies d'échelle affichées par l'industrie photovoltaïque, la volatilité des prix des hydrocarbures et de ses tendances à la hausse, le transport de l'électricité au Bénin et le développement des infrastructures de distribution ainsi que d'importantes prévisions de croissance de la demande et, enfin, des ressources solaires considérables, le Bénin rassemble tous les atouts nécessaires pour le développement de la production d'électricité basé sur les technologies solaires.

Dans ce contexte favorable, Helios a établi un scénario de référence présenté dans le Tableau 4 ci-dessous. Ce scénario suppose que les installations photovoltaïques de grande échelle représenteront environ 10 % de la demande en pointe d'ici à 2025. Selon notre expérience, le développement de cette capacité PV au Bénin (68 MW) est raisonnablement possible à atteindre d'un point de vue industriel et économique.

Tableau 4 : Scénario de référence, PV au Bénin en 2025

Années	2005	2010	2012*	2015	2020	2025
Consommation électrique (GWh)	560	1002	1260	1647	2484	3781
Pertes réseau (%)	18	18	17	15	14	14
Production (GWh)	661	1182	1467	1894	2832	4310
<i>Croissance moyenne annuelle (%)</i>		9	9	8	7	7
Demande en pointe (MW)	105	188	233	300	449	683
<i>Croissance moyenne annuelle (%)</i>		9	8	7	7	7
PIB par habitant (x 1 000 FCFA)	133	149	168	196	279	408
<i>Croissance moyenne annuelle (%)</i>		2	3,2	5	6	6
Puissance PV installée (MWc)	-	-	6	20	44	68

Source : Helios, 2012

Cas d'étude : central PV de 6 MWc à Kandi, au Bénin

Helios Énergie avait mené une étude de faisabilité technique et financière pour la mise en œuvre d'une centrale photovoltaïque au sol de 6 MWc sur le site de Kandi, situé dans le nord du Bénin. Cette étude a été finalisée en avril 2011.

Les bienfaits apportés par le projet de Kandi sont, entre autres : la fourniture d'électricité pendant la journée pour la région nord du pays, la réduction de l'utilisation des générateurs thermiques coûteux qui alimentent actuellement la région, l'insertion de la centrale dans le cadre de vie local pouvant susciter des activités génératrices de revenus.

Aujourd'hui, le projet est toujours en cours d'étude.

Figure 12 : Image de synthèse du projet de centrale PV de Kandi



Source : Helios Énergie, 2011