



HAL
open science

Instrument de soutien au financement des énergies renouvelables en Afrique sub-saharienne

Ahmadou Saïd Ba

► **To cite this version:**

Ahmadou Saïd Ba. Instruments de soutien au financement des énergies renouvelables en Afrique sub-saharienne. [Rapport de recherche] Université Paris Dauphine PSL. 2018. hal-01956213

HAL Id: hal-01956213

<https://hal.science/hal-01956213v1>

Submitted on 15 Dec 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Copyright

Université Paris Dauphine, PSL Research University

Instrument de soutien au financement des énergies renouvelables en Afrique sub-saharienne

Exemple du projet GET FIT en Ouganda

TABLE DES MATIERES

1	ACRONYMES	2
2	INTRODUCTION	3
3	LES MÉCANISMES DE FINANCEMENT PUBLIC	4
3.1	BARRIERES ET SOUTIEN PUBLIC	4
3.2	LES INSTRUMENTS D'ATTENUATION DES RISQUES	5
3.3	GARANTIES RISQUES POLITIQUE, REGLEMENTAIRE ET DE CONTREPARTIE.....	5
3.4	GARANTIES DE PRÊT	6
3.5	LA TARIFICATION DU RISQUE : AFFAIRE DE PERCEPTION ET D'INFLUENCE	6
3.6	COUVERTURES VERTICALE ET HORIZONTALE DES RISQUES	7
4	LE CONCEPT DE GET FIT	8
5	LE PROJET PILOTE GET FIT EN OUGANDA	9
5.1	LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN OUGANDA	9
5.2	LE PROJET PILOTE GET FIT.....	10
5.3	LES INSTRUMENTS DU PROJET PILOTE GET FIT	11
5.3.1	<i>Instrument 1 : Garanties couvrant les risques politique, réglementaire et de contrepartie</i>	11
5.3.2	<i>Instrument 2: Supplément de FiT</i>	12
5.3.3	<i>Instrument 3: Assistance technique</i>	13
5.4	EFFETS DU PROJET PILOTE GET FIT.....	13
5.4.1	<i>Effets sur le secteur de l'énergie</i>	13
5.4.2	<i>Allocation intelligente des risques et utilisation efficace de l'aide publique</i>	14
5.4.3	<i>Environnement favorable</i>	14
6	BILAN D'ETAPE DU DEPLOIEMENT DE GET FIT	15
6.1	EN OUGANDA.....	15
6.2	AU-DELÀ DE L'OUGANDA	16
6.3	DISCUSSION ET ANALYSE.....	16
6.3.1	<i>Une combinaison d'instruments à moindre coût ?</i>	16
6.3.2	<i>Des niveaux appropriés de FiT ?</i>	16
6.3.3	<i>Le paiement à l'avance des FiTs</i>	17
6.3.4	<i>Un FiT basé sur le dollar US</i>	17
7	CONCLUSION	18
8	BIBLIOGRAPHIE	19

1 ACRONYMES

AGECC	Advisory Group on Energy and Climate Change
ATI	The African Trade Insurance Agency
BM	Banque Mondiale
c/kWh	USD cents / KiloWatt Hour
COD	Commercial Operation Date
DB	Deutsche Bank
DECC	Department of Energy & Climate Change
DFI	Development Finance Institutions
DFID	Department for International Development
ERA	Electricity Regulatory Authority
FiT	Feed in Tariff
FY	Financial Year
GET FiT	Global Energy Transfer Feed-in Tariffs
PIB	Produit Intérieur Brut
g/kWh	Grams / KiloWatt Hour
GoU	Government of Uganda
GWh	GigaWatt Hour
HFO	Heavy Fuel Oil
HPP	Hydro Power Plant
IA	Implementation Agreement
IDA	International Development Association
IFI	International Finance Institution
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
KfW	KfW Bankengruppe
KPI	Key Performance Indicator
kWh	KiloWatt Hour
L/C	Letter of Credit
LCOE	Levelized Cost of Energy
MEMD	Ministry of Energy and Mineral Development
MW	Megawatt
VAN	Valeur actuelle nette
PED	Pays en développement
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public-Private Partnership
PRG	Partial Risk Guarantee
EnR	Energie renouvelable
REFiT	Renewable Energy Feed-in Tariff
UEB	Uganda Electricity Board
UETCL	Uganda Electricity Transmission Company Limited
USD	United States Dollar
WACC	Weighted Average Cost of Capital

2 INTRODUCTION

On estime que 17% de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité et que les combustibles fossiles représentent encore plus de 80% du mix énergétique mondial. La communauté internationale a adopté les objectifs du SEA (Sustainable Energy for All) qui sont de réaliser l'accès universel aux services énergétiques modernes, de doubler le taux mondial d'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi que la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial. Selon l'AIE, ces objectifs nécessiteront une augmentation des investissements énergétiques d'au moins 600 milliards USD par an jusqu'en 2030.

Relever le double défi du changement climatique et du manque d'accès à une énergie abordable pour les populations les plus pauvres nécessitera une coopération étroite entre les gouvernements et le secteur privé pour réaliser des investissements massifs, alors même que les prérequis de transparence, de visibilité à long terme et d'assurance font souvent défaut dans les politiques nationales. La création d'un environnement réglementaire stable et attractif dans les pays en développement s'avère donc essentielle pour que le secteur privé puisse réaliser ces investissements.

Or, l'implantation du secteur privé dans de nouveaux marchés est généralement grevée par d'importants coûts d'opportunité du fait que les promoteurs, entreprises de construction, investisseurs et financiers ne connaissent pas ces marchés, leurs spécificités et leurs procédures. Par exemple, un développeur doit comprendre les processus d'autorisation et de licence, de même que les investisseurs et les bailleurs doivent comprendre les spécificités de l'accord d'achat d'électricité. A cela, s'ajoute un historique limité qui crée un manque de recul réduisant la prévisibilité des processus et occasionnant souvent des coûts de développement plus élevés. Par conséquent, investir dans de nouveaux marchés n'a de sens commercial que si l'activité sur ces derniers est au moins aussi attrayante que sur les marchés existants. Dans le cas contraire, les coûts d'opportunité empêchent généralement une allocation des ressources aux nouveaux marchés.

En Ouganda, comme dans la plupart des marchés d'Afrique sub-saharienne, il n'y a pas de tradition de financement à long terme par les banques commerciales. Leur activité traditionnelle dans les énergies renouvelables est principalement axée sur le financement du fonds de roulement. Les maturités disponibles pour un financement à long terme ne dépassent pas 5-7 ans. Les opérations de financement de projets sans recours sont rares. Pour répondre à ces problèmes, la Deutsche Bank (DB) a développé l'idée de « GET FiT » (Global Energy Transfer Feed-in Tariffs) en janvier 2010, suite à la demande effectuée par le Groupe Consultatif sur l'Energie et le Changement Climatique (AGECC) du Secrétaire général des Nations Unies de présenter de nouveaux concepts pour la promotion des investissements dans les énergies renouvelables dans les pays en développement.

L'idée de GET FiT est que les gouvernements des pays développés soutiennent la mise à niveau du cadre réglementaire existant dans les économies émergentes et améliorent le profil de risque et la viabilité commerciale des investissements dans les énergies renouvelables. DB a conjointement conçu avec KfW un programme pour piloter ce concept en Ouganda. Le projet pilote a été lancé avec le soutien des gouvernements allemand, norvégien, britannique et ougandais ainsi que de la Banque mondiale.

Ce document vise à donner un aperçu des instruments de soutien au financement des EnR en Afrique sub-saharienne en s'appuyant sur l'exemple du concept GET FiT et sa mise en œuvre en tant que projet pilote en Ouganda. La première partie traitera des barrières au financement des EnR et des instruments publics permettant de les lever. La seconde partie décrira le concept GET FiT ainsi que son projet pilote en Ouganda, en passant en revue ses principaux mécanismes et ses effets induits. La dernière partie consistera en un bilan d'étape du concept GET FiT incluant une brève analyse critique.

3 LES MÉCANISMES DE FINANCEMENT PUBLIC

Faciliter le financement climatique dans les pays du Sud est devenu un pilier essentiel de l'Association internationale de développement (IDA). Alors que les coûts normalisés de l'électricité provenant de nombreuses technologies d'énergie renouvelable ont considérablement diminué ces dernières années, la viabilité financière des projets nécessite encore un certain niveau d'intervention du secteur public par l'intermédiaire de mécanismes de soutien public visant à surmonter les barrières financières principales au financement à long terme. L'objectif de ce chapitre est d'expliquer comment les cadres réglementaires favorables influent sur la viabilité financière des projets d'énergie renouvelable et de présenter les autres instruments qui peuvent être utilisés pour faciliter les investissements du secteur privé dans les pays en développement.

3.1 BARRIÈRES ET SOUTIEN PUBLIC

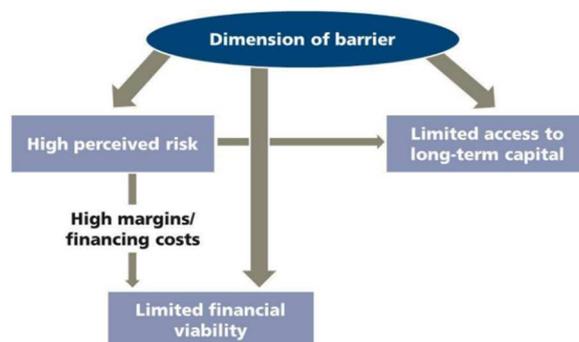
Les mécanismes de financement public visent à surmonter les obstacles financiers les plus importants : le risque perçu élevé et la faible viabilité financière d'une part, l'offre limitée de capitaux à long terme d'autre part. Si cette dernière est en partie motivée par un risque perçu élevé, elle constitue également un obstacle en elle-même car les intermédiaires financiers sur des marchés moins matures ne peuvent souvent pas transformer les maturités à dessein et ne peuvent donc pas fournir les capitaux à long terme nécessaires aux projets d'EnR. Cela vaut pour tous les projets, en commençant par le secteur de la microfinance, où les prêts de 2 ans et plus pour les systèmes solaires domestiques dépassent souvent les maturités habituelles des prêts de microfinance, ainsi que pour les projets d'EnR à grande échelle qui auraient idéalement besoin d'un accès au financement de projets avec une maturité de dette de 12 ans et plus.

Un risque perçu élevé peut grever la viabilité financière des projets d'EnR, de même que des cadres réglementaires manquants ou insuffisants. Pour attirer le financement du secteur privé, les projets d'EnR doivent offrir aux investisseurs un profil de rémunération du risque suffisamment attrayant (au moins à la hauteur du risque perçu).

Les mécanismes de financement public peuvent aider à surmonter ces obstacles : (i) les instruments d'atténuation des risques peuvent réduire un risque perçu élevé ; (ii) les investissements directs des institutions de financières de développement (IFD) et/ou institutions financières internationales (IFI) permettent de répondre au besoin de capitaux supplémentaires à long terme ; et (iii) les subventions peuvent combler les lacunes liées à la viabilité financière.

Le soutien public peut être nécessaire à chaque étape du cycle de vie d'un projet. Dans ce cas-là, si les premières étapes de développement des projets de moyenne-grande taille ne sont pas soutenues, le soutien dans la phase de réalisation sera inutile car la demande pour de tels instruments - c'est-à-dire une réserve de projets techniquement viables - n'existera tout simplement pas.

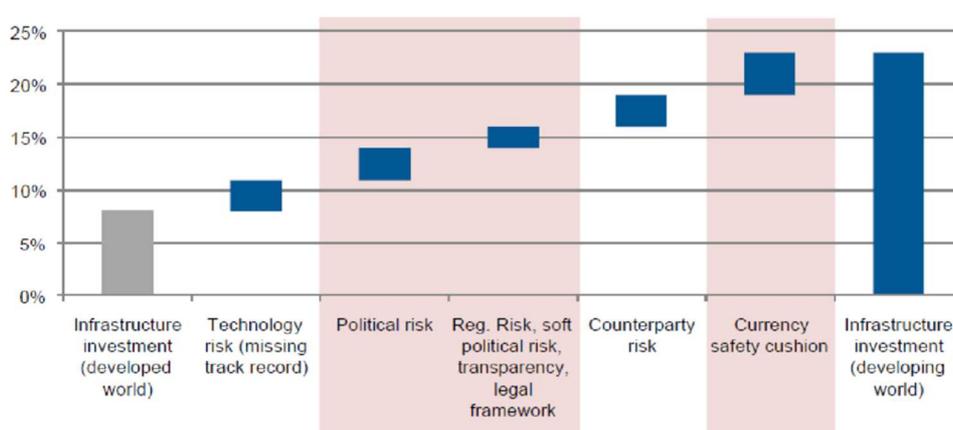
Enfin, l'assistance technique joue un rôle crucial aussi bien dans la mise en œuvre réussie des programmes de soutien que dans l'obtention d'un effet durable. Le transfert de savoir-faire et le renforcement des capacités dans les institutions financières, mais aussi chez les décideurs qui ont besoin d'élaborer et de mettre en œuvre des cadres réglementaires favorables sont essentiels. Aussi, la plupart des projets sont rattachés à des programmes de renforcement de capacité.



3.2 LES INSTRUMENTS D'ATTENUATION DES RISQUES

Les instruments d'atténuation des risques répondent à la barrière du risque perçu élevé. Le secteur public est particulièrement bien placé pour absorber les risques qui ne peuvent être gérés par le secteur privé mais qui peuvent l'être par le secteur public. Les garanties contre les risques politiques, réglementaires et défaut-clients sont les exemples les plus marquants. Outre les instruments couvrant des risques spécifiques, le co-investissement et le « first-loss-investment »¹ ont un effet indirect d'atténuation des risques. L'utilisation d'instruments d'atténuation des risques a une incidence positive sur les coûts de financement (dette + capitaux propres), les maturités des prêts disponibles et le niveau d'endettement.

Les risques sont tarifés en fonction du risque perçu, c'est-à-dire que l'investisseur et/ou le prêteur déterminera le coût total du capital en fonction de ses coûts de refinancement ou du « taux sans risque » abondé d'une prime de risque. Sur de nouveaux marchés et/ou de nouvelles technologies, le risque perçu peut dépasser de manière significative le risque réel, les investisseurs préférant le statu quo au financement innovant. Cependant, le risque réel ne peut être calculé ex-post qu'en fonction des taux de défaillance moyens d'un portefeuille. Les coûts de financement élevés qui résultent de ce dilemme réduisent la viabilité financière des projets ou annulent simplement toute offre de financement.



Source: DB Climate Change Advisors: GET FIT Plus

Le graphique ci-dessus montre comment les risques perçus peuvent avoir une incidence sur les coûts globaux de financement des capitaux propres. Alors que les capitaux propres sont fournis autour de 7-8% dans des écosystèmes d'EnR stables des pays développés, les exigences de marge s'élèvent facilement à plus de 20% dans des environnements moins stables. Bien sûr, la mise à l'échelle du graphique en cascade varie d'un pays à l'autre et d'un investisseur à l'autre.

Les bénéficiaires de garanties/assurances peuvent être des investisseurs dans des projets d'EnR ou les développeurs eux-mêmes. Dans le cas particulier des garanties de risque politique, qui comprennent la couverture contre l'impossibilité de transférer les flux de trésorerie des pays partenaires vers le pays de l'investisseur, ce dernier est intéressé au premier chef par la garantie de paiements compensatoires.

3.3 GARANTIES RISQUES POLITIQUE, REGLEMENTAIRE ET DE CONTREPARTIE

Les obstacles rencontrés par les promoteurs et les prêteurs du secteur privé comprennent une part importante de risque ingérable, de leur point de vue. Le secteur public international, y compris les organisations multilatérales, a réagi à cette situation en élaborant des systèmes de garantie appropriés pour absorber les risques impossibles à gérer pour le secteur privé. Compte tenu de leur influence sur les gouvernements hôtes, autrement dit de leur capacité à éviter le défaut, leur taux est nettement inférieur.

Les garanties contre les risques politiques, réglementaires et de contrepartie (liés à l'acheteur) sont principalement fournies par le Groupe de la Banque mondiale (BM), notamment par Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA), d'autres banques multilatérales de développement (MDB) et agences de crédit à l'exportation (ECA). Ces institutions ont le pouvoir de décourager les actions nuisibles et de résoudre les

¹ Investissement en capital à plus bas niveau de priorité (dernier servi)

conflits. Leur objectif est à la fois d'éviter les défaillances et de protéger les investisseurs le cas échéant. Ces garanties ont généralement une durée initiale de 10 à 15 ans, mais peuvent être prolongées après la période initiale si nécessaire. Les bénéficiaires paient généralement une commission de garantie qui est exprimée en pourcentage du montant assuré.

Les garanties de risque politique couvrent généralement les pertes résultant de l'inconvertibilité de la monnaie et des restrictions de transfert, de l'expropriation, de la guerre, du terrorisme, des troubles civils, de la rupture abusive de contrat et du non-respect des obligations financières. Les garanties couvrent les montants de prêts en cours et/ou les participations.

Les garanties de risque de contrepartie couvrent les pertes du producteur indépendant d'électricité (IPP) résultant du retard ou du non-paiement de l'acheteur unique, souvent une entreprise publique dans les PED. De telles pertes peuvent être déclenchées par une incapacité à payer (manque de liquidité) ou par la non-volonté de payer. Les garanties de risques clients sont souvent des garanties de liquidité, assurant le cash-flow prévisionnel de 6 ou 12 mois. La garantie indemnise le bénéficiaire dans le cas où l'acheteur ne paie pas la période complète. Ensuite, le bénéficiaire est payé du montant assuré. Alternativement, l'investissement intégral peut être assuré, mais cela est coûteux pour le bénéficiaire et non généralement requis car les bénéficiaires font confiance à la capacité de l'assureur à éviter le cas de défaut.

En dehors des garanties politiques, réglementaires et de contrepartie, le secteur public fournit rarement des garanties pour des risques spécifiques. Les garanties pour la disponibilité des ressources et/ou la durée de vie de l'infrastructure sont fournies par les compagnies d'assurance du secteur privé.

3.4 GARANTIES DE PRÊT

Une garantie de prêt est une obligation du garant d'assumer le titre de créance d'un emprunteur en cas de défaillance de cet emprunteur. Les garanties de prêt peuvent couvrir le montant total de la dette en cours ou ne s'appliquer que pour une partie définie. Les garanties de prêt sont utilisées dans des cas très spécifiques lorsqu'un prêteur du secteur privé peut fournir le capital requis mais ne veut pas absorber le risque de crédit. Des garanties de prêt partielles sont parfois jointes aux facilités de rétrocession, à savoir que le prêteur commercial reçoit du capital pour rétrocession mais n'engage pas son propre bilan si le prêt final au projet d'EnR échoue.

3.5 LA TARIFICATION DU RISQUE : AFFAIRE DE PERCEPTION ET D'INFLUENCE

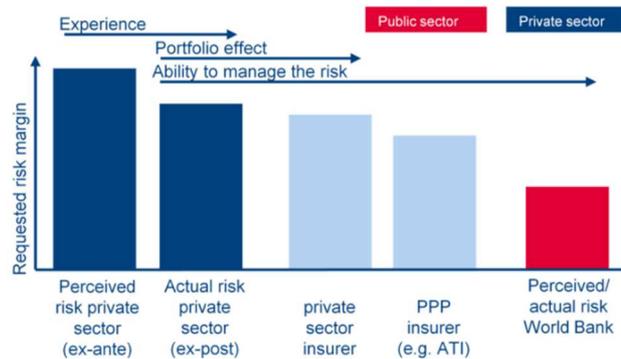
Étant donné que les institutions financières de développement bilatérales et multilatérales connaissent mieux les pays en développement, leur risque perçu et leurs marges de risque sont logiquement inférieurs à ceux des investisseurs et des financiers du secteur privé. Cependant, il existe également une différence dans le risque réel encouru entre le secteur privé et le secteur public.

En effet, la tarification du risque est significativement liée à sa contrôlabilité. Les petits producteurs indépendants ayant une part limitée dans la capacité de production globale n'auront qu'un pouvoir de rétorsion limité dans le cas où le service public, en tant que donneur d'ordre unique, arrêterait, réduirait ou retarderait les paiements du tarif de rachat (FiT). Toutefois, le gouvernement hôte dépendant fortement des acteurs/bailleurs de fonds du secteur public, notamment la banque mondiale, ces derniers pourraient arrêter les paiements des bailleurs de fonds, geler les engagements de dette ou rejeter l'émission de garanties supplémentaires pour faciliter les investissements requis en cas de défaillance. Les garanties des acteurs du secteur public sont donc souvent décrites comme des instruments permettant d'éviter les cas de défaillance plutôt que comme une simple assurance contre les risques politiques et réglementaires.

Dans la pratique, l'aptitude à éviter le cas de défaillance dépend beaucoup du niveau d'influence du garant, c'est-à-dire des conséquences d'une défaillance sur le pays d'accueil. De nombreux systèmes de garantie couvrant les risques politiques, réglementaires ou liés au client exigent une convention d'indemnisation entre le garant et le pays d'accueil. L'exemple le plus frappant est le programme PRG (Partial Risk Guarantee) de la Banque mondiale, dans lequel les garanties ne sont fournies par la BM qu'à la demande du gouvernement hôte au détriment de son enveloppe IDA. En outre, la Banque mondiale est autorisée à geler l'enveloppe IDA restante et tout soutien budgétaire.

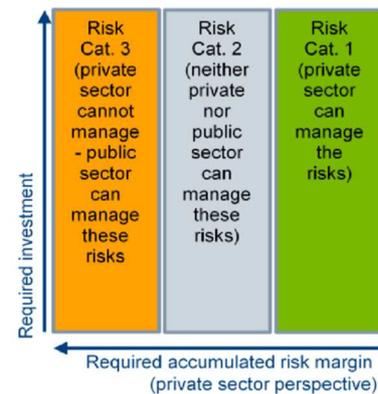
Par conséquent, les PRG de la Banque mondiale sont des instruments d'atténuation des risques peu coûteux et qui ont un impact significatif. Si un projet d'EnR manque de viabilité financière en raison de risques perçus plus élevés, de telles garanties peuvent contribuer à rendre l'évaluation des risques du point de vue du secteur privé plus attrayante et, par conséquent, à réduire les coûts de financement. Comme les coûts réels de la garantie pour la BM sont faibles et que l'impact est important, l'argent des bailleurs de fonds est dépensé très efficacement. Ainsi, de telles « allocations de risque intelligentes » peuvent aider à réduire les besoins en subventions. Cette minimisation des coûts de financement n'existe cependant pas pour les risques qui peuvent être gérés de manière égale par les secteurs privé et public (le risque hydrologique par exemple) ou qui peuvent être mieux gérés par le secteur privé (risques techniques et opérationnels par exemple).

Par ailleurs, dans une moindre mesure, l'effet de diversification du portefeuille et la familiarité avec les marchés sont des facteurs de réduction du risque réel/perçu pour un garant, comme l'illustre le graphique ci-dessus. Cela s'applique également aux garants du secteur privé comme l'Agence africaine d'assurance commerciale (ATI ACA).

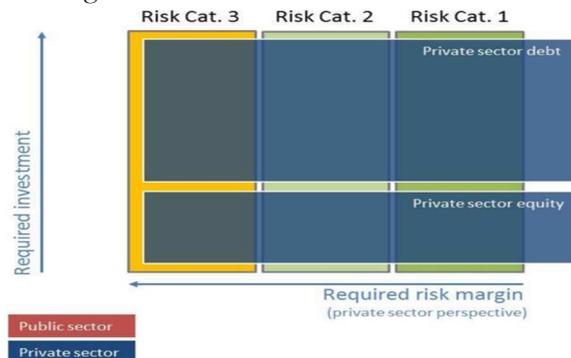


3.6 COUVERTURES VERTICALE ET HORIZONTALE DES RISQUES

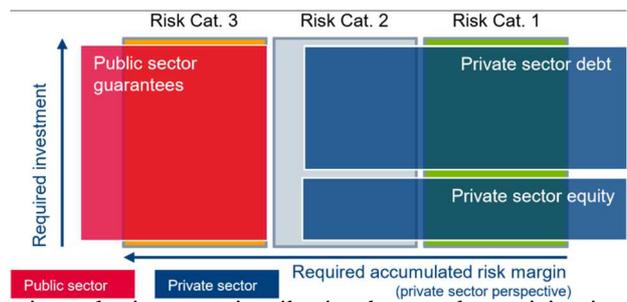
Les risques peuvent soit être partagés comme un tout avec différentes parties prenantes, soit alloués à différents acteurs qui absorbent chacun des risques spécifiques. En financement de projets, l'hypothèse admise est que tout projet peut être caractérisé par les principales catégories de risques auxquelles il est exposé d'une part et par sa structure de capital d'autre part. Les risques sont généralement divisés en trois catégories : 1) les risques pouvant être gérés par le secteur privé (par exemple les risques opérationnels) ; 2) les risques qui ne peuvent être gérés ni par le secteur privé ni par le secteur public (par ex. risque de change) ; et 3) les risques qui ne peuvent être gérés par le secteur privé mais qui peuvent être gérés par le secteur public (par exemple, le risque réglementaire). Le graphique ci-contre montre une tarification des risques du point de vue du secteur privé. La prime de risque cumulée est indiquée sur l'axe des X, en gardant à l'esprit que les trois catégories peuvent avoir une pondération différente dans différents projets. Le terme « investissement requis » sur l'axe des Y reflète le volume d'investissement total, tel que le besoin de financement qui peut être couvert par les investisseurs publics et/ou privés. Il n'y a pas d'impact sur le « coût du risque » global lorsque les risques qui appartiennent à la deuxième catégorie sont alloués.



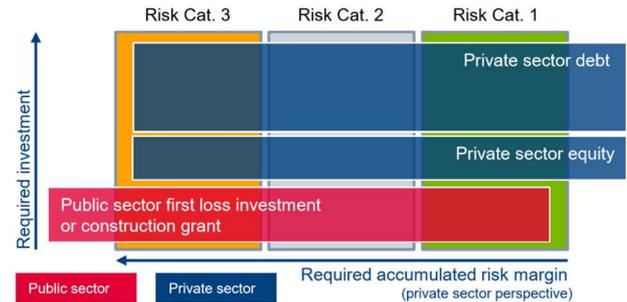
Sans couverture : En supposant l'absence de soutien public sous forme de garanties ou d'autres instruments d'atténuation des risques, les recettes par kWh doivent atteindre un niveau prenant en compte la prime de risque totale telle que tarifée par le secteur privé pour leur permettre de déployer des capitaux propres. Par exemple, dans un environnement où un client unique a une solvabilité très faible et un mauvais bilan, un investisseur en actions pourrait demander une prime considérable. De plus, les prêteurs commerciaux pourraient s'abstenir de prêter, ce qui se traduirait par une structure de capital fortement dominée par les capitaux propres. Sans les instruments d'atténuation, le tarif d'achat ou du PPA devrait être calculé sur la base de coûts de financement très élevés pour attirer les financements du secteur privé. Comme le marché est imparfait, en particulier dans les pays en développement, les capitaux à haut risque, à long terme et à rendement élevé ne pourraient y exister. Donc, aucun projet ne pourrait y être réalisé, même avec un FiT extrêmement élevé.



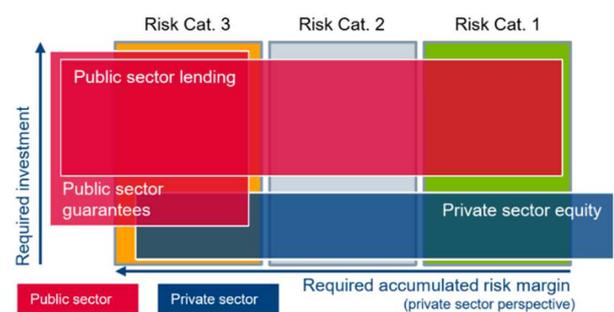
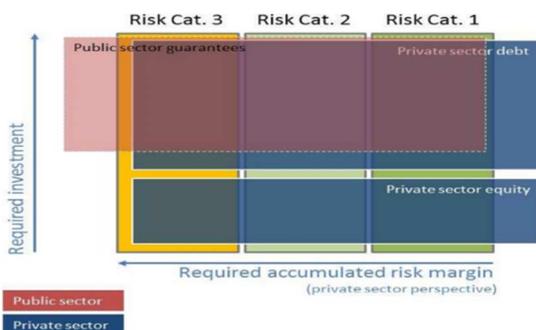
Avec une couverture verticale : Un moyen, à moindre coût, d'accroître l'attrait d'un projet consiste à allouer les risques qui ne peuvent être gérés par le secteur privé (catégorie 3) au secteur public, par exemple en fournissant un PRG de la BM. Cela entraîne une **couverture verticale** des risques. Après l'allocation des risques, le taux de participation peut être fixé à un niveau rendant les investissements attractifs pour le secteur privé, c'est-à-dire financièrement viables. Si l'on tient compte des primes de risque moins élevées, le taux de participation au marché devient inférieur à ce qu'il était avant allocation. Une fois ces instruments d'atténuation en place, que le FiT prend correctement en compte les risques restants, sous réserve qu'il existe un « pipeline » de projets décent, le secteur financier privé est en mesure de couvrir les investissements en dette et en actions nécessaires. Si les garanties ne sont disponibles que pour les prêteurs (non repris dans le graphique ci-dessus), les investisseurs en actions du secteur privé ne bénéficieront que de l'effet indirect d'atténuation des risques pendant la durée du prêt.



Avec couverture horizontale de type I : Contrairement au découpage vertical, les subventions à la construction ou les « first-loss investments » par le secteur public représentent une **couverture horizontale**, c'est-à-dire que le secteur public absorbe les pertes initiales dans toutes les catégories de risque. Ces instruments sont extrêmement puissants sur des marchés très jeunes sans historique notable et avec des risques perçus extrêmement élevés pour le secteur privé.



Avec couverture horizontale de type II : Dans le cas où un prêteur du secteur privé dispose de suffisamment de capital à long terme mais se sent mal à l'aise avec le profil de risque, le secteur public peut fournir des garanties de prêt complètes ou partielles (cf. graphe ci-dessous à gauche). Ces garanties couvrent le cas de non-exécution du prêt, quelque-soit le risque qui s'est avéré et qui a déclenché la non-exécution. En outre, en particulier dans les marchés où le secteur des prêts commerciaux est faible et où les financements à long terme manquent, les institutions financières de développement/institutions financières internationales (DFI/IFI) ont souvent recours aux prêts concessionnels et aux co-investissements (cf. graphe ci-dessous à droite). Dans ce cas, seule la composante « capitaux propres » est couverte par les investisseurs du secteur privé. Comme la participation des institutions du secteur public a souvent un effet anti-défaillance, leur implication importante dans le financement peut être considérée, également, comme une atténuation indirecte des risques pour les « first-loss-investors » du secteur privé.

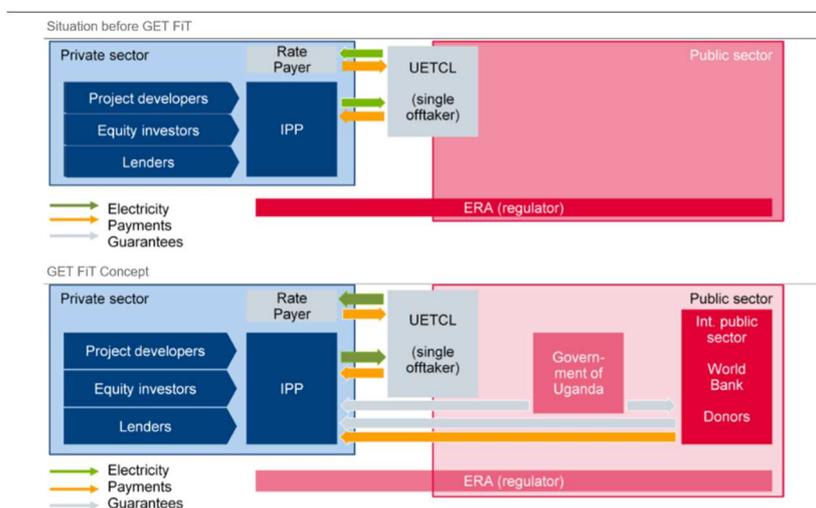


4 LE CONCEPT DE GET FIT

GET FIT - Global Energy Transfer Feed-in Tariffs - a été développé en janvier 2010 par des experts de Deutsche Bank Climate Change Advisors, après que le Groupe consultatif sur l'énergie et le changement climatique (AGECC) du Secrétaire général des Nations Unies a demandé à ces derniers de présenter de nouveaux concepts pour la promotion des investissements en énergies renouvelables dans les régions en développement.

L'objectif de GET FiT est de lutter contre le changement climatique et le manque d'énergie disponible en soutenant les investissements du secteur privé dans les sources d'EnR à forte intensité de capital dans les pays émergents et en développement. Compte tenu des contraintes budgétaires et du manque de confiance des investisseurs dans les gouvernements des pays en développement, GET FiT part du principe qu'un soutien international est nécessaire pour accroître les capacités de production d'EnR. Le concept associe des mécanismes et structures publiques, ainsi que le secteur privé, et crée un partenariat public-public-privé innovant en ces termes:

- Le gouvernement du PED et/ou le régulateur de l'électricité (secteur public du PED) soutient les projets d'EnR en mettant en œuvre des systèmes de réglementation appropriés pour la production d'énergie renouvelable. Les paiements fixes de l'électricité produite, ainsi que le traitement prioritaire de l'injection d'énergie renouvelable sont considérés comme cruciaux pour faciliter les investissements du secteur privé;
- Le secteur public des pays développés fournit une assistance pour améliorer l'environnement réglementaire existant dans les pays en développement afin de créer de la transparence, de la stabilité et de la sécurité pour les investisseurs du secteur privé, atténuant ainsi les risques réels et perçus. Pour y parvenir, ils doivent absorber le risque politique, réglementaire et de défaut-client par rapport à l'unique acheteur d'électricité (garantie du risque de contrepartie). Les partenaires de développement bilatéraux et multilatéraux peuvent également offrir un soutien financier pour les paiements de tarifs de rachat (partage de la charge avec le pays en développement). Le graphique ci-dessous illustre l'innovation apportée par le concept GET FiT dans l'atténuation des risques.



- S'appuyant sur l'amélioration du profil de risque et de la viabilité commerciale des investissements dans les énergies renouvelables, le secteur privé peut déployer à la fois des capitaux propres et des capitaux empruntés. Il absorbe cependant tous les risques gérables, en particulier les risques technologiques et opérationnels.

GET FiT vise une répartition équitable des risques entre le secteur public et le secteur privé et alloue les risques entre les parties qui sont les mieux placées pour les gérer. GET FiT est également un mécanisme de soutien efficace (à moindre coût). La création d'un environnement réglementaire stable (favorable) dans les pays en développement (« Enabling Environment »), plutôt qu'un soutien par projet (au cas par cas) pour les développeurs individuels, augmente la transparence et la visibilité pour le secteur privé et réduit les coûts d'opportunités sur de nouveaux marchés.

5 LE PROJET PILOTE GET FiT EN OUGANDA

5.1 LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN OUGANDA

L'Ouganda est l'un des pays les plus pauvres du monde, en termes de PIB par habitant. Le pays devrait entrer dans une période de croissance économique rapide, en partie grâce au démarrage imminent de l'extraction pétrolière, et aussi en raison du regain de croissance à travers l'Afrique, en particulier en Afrique de l'Est. La demande d'électricité devrait augmenter considérablement à cause des besoins des consommateurs industriels et

domestiques. La croissance actuelle est estimée à 7-9%/an, soit l'équivalent d'environ 50 MW de demande de pointe annuelle en plus dans le scénario de base du plan d'investissement dans le secteur de l'électricité du gouvernement de l'Ouganda (GoU). Malgré un faible taux d'électrification (<7% au niveau national), il y a eu des délestages considérables dus à une production insuffisante jusqu'à récemment, ce qui a sévèrement nuit aux ménages et aux industries clés.

Les estimations du gouvernement suggèrent qu'un financement d'environ 9,2 milliards de dollars US est nécessaire entre 2009 et 2030 pour faire face à la hausse de la demande d'électricité afin d'obtenir un taux d'accès à l'électricité tout juste inférieur à 30%. Le GoU et l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ERA) reconnaissent que cela ne peut être réalisé qu'avec l'apport du secteur privé. Étant donné que la plupart des grands projets de centrales en cours de planification ne devraient pas être mis en service avant 2019, il était urgent pour le GoU et l'ERA de mobiliser des capacités supplémentaires dans des délais très courts pour éviter un déficit d'approvisionnement encore plus important.

La nouvelle politique des énergies renouvelables de 2007 a mis en évidence le rôle important des petites structures. Notant que le potentiel d'EnR pourrait dépasser 5 300 MW en Ouganda, la Politique nationale de développement des EnR souligne le potentiel des petites centrales hydroélectriques, des technologies solaires, de la biomasse (cogénération), des biocarburants (comme sous-produit de la production de sucre), et projets de transformation des déchets en énergie. S'appuyant sur ce potentiel, la politique d'EnR formule un objectif ambitieux : jusqu'en 2017, l'Ouganda était censé augmenter l'utilisation des EnR modernes en proportion de la consommation énergétique totale de 4% à 61%, principalement grâce à des projets hydroélectriques à grande échelle.

L'instrument le plus important de la politique d'EnR, pour la promotion de projets de production d'énergie renouvelable à petite échelle, a été la mise en place d'une politique de tarif d'achat d'énergie renouvelable (REFiT). Une décision politique délibérée a été prise pour maintenir un FiT relativement faible afin de minimiser l'impact sur les tarifs des utilisateurs finaux et de favoriser la croissance des petits projets de production d'énergie renouvelable par des subventions « intelligentes » et d'autres mécanismes de financement neutres.

Cependant, il y a eu des faiblesses dans l'application initiale de la politique du gouvernement en matière d'énergie renouvelable et en particulier du programme REFiT. Par exemple, l'ERA et l'UETCL (acheteur unique) n'ont pas réussi à développer les modalités de mise en œuvre nécessaires (telles qu'un PPA standardisé) qui auraient facilité l'application de la politique REFiT. Dans la phase initiale de REFiT en 2007, l'UETCL a continué à négocier des tarifs sur une base projet-par-projet avec des développeurs individuels, ce qui a entraîné des retards importants ainsi que des tarifs approuvés très différents.

En outre, la faible situation de liquidité de l'UETCL pour l'exercice 2011-12 en raison de la dépréciation de la monnaie locale, des prix élevés des importations de pétrole pour les centrales au mazout lourd et de l'épuisement du financement de la Banque mondiale, ont entraîné des risques économiques. Le déficit a dû être payé en subventions par le GoU qui a été contraint de dépenser 7% du budget national pour stabiliser le tarif de l'électricité au détail. Pour résoudre ce problème, l'ERA a augmenté les tarifs à la consommation. Les tarifs des consommateurs sont actuellement d'environ 525 UGB ou 20 USD par kWh.

5.2 LE PROJET PILOTE GET FiT

Le projet pilote GET FiT a été officiellement lancé le 31 mai 2013 à Kampala. A l'origine, les éléments clés du projet pilote GET FiT en Ouganda étaient les suivants :

- **Les projets soutenus** : 125 mégawatts (MW) supplémentaires de capacité d'énergie renouvelable dans 10 à 15 projets (taille de chaque projet entre 5 et 20 MW). Focus sur la biomasse/bagasse (principalement la cogénération issue de la production de sucre) et l'hydrolienne ;
- **Les instruments de soutien public** : forte orientation résultats avec une combinaison de compléments de FiT et de garanties atténuant les risques qui ne peuvent être gérés par le secteur privé;
- **Le supplément de FiT** : 2 USDc/kWh pour l'hydroélectricité fluviale et 1USDc/kWh pour la biomasse/bagasse jusqu'à 60%/40% de facteurs de capacité. L'équivalent de la valeur actuelle nette (VAN) d'un complément/supplément de FiT sur 20 ans sera versé en une traite sous la forme d'une subvention à la date du démarrage commerciale (« Front-loading »), et un complément de FiT sera versé en plus pendant 5 ans. Le gouvernement ougandais s'est engagé à augmenter les FiT de référence à long terme pour remplacer le soutien des bailleurs de fonds au-delà des 5 premières années ;

- **Les garanties :** Le gouvernement ougandais a officiellement demandé à la BM d'explorer l'utilisation d'un mécanisme de garantie partielle des risques (PRG) pour les projets bénéficiant du soutien de GET FiT. Le PRG peut être combiné avec une lettre de crédits d'une banque commerciale. Cela apporte une plus grande certitude quant à la réception en temps opportun des paiements dus par la société ougandaise d'électricité et de transport (UETCL), conformément au contrat d'achat d'électricité (PPA) et facilite le remboursement de la dette en cas de retard de paiement par UETCL. En outre, les promoteurs privés peuvent également bénéficier d'une couverture supplémentaire auprès de la BM pour d'autres obligations du gouvernement, y compris des garanties de résiliation. Ces garanties supplémentaires sont directement accordées aux bailleurs des projets ;
- **Les bailleurs de fonds :** le ministère de l'Énergie et du Changement climatique (DECC), le ministère britannique du Développement international (DFID), les gouvernements norvégien et allemand, ainsi que le fonds Africa Infrastructure Trust de la Commission européenne, ont engagé des fonds de bailleurs de fonds pour contribuer aux 90 millions de dollars US nécessaires pour financer le FiT;
- **Le processus :** Les promoteurs/développeurs de projet peuvent demander le soutien financier de GET FiT ainsi que les garanties une fois que leurs projets ont atteint une phase de développement avancée et qu'ils n'ont pas signé de PPA avec l'UETCL. KfW au nom de l'ERA a organisé et continuera d'organiser des appels d'offres. Après un audit d'experts sur les aspects économiques, techniques et socio-écologiques, un comité d'investissement indépendant décide de l'aide financière, le processus décisionnel de la Banque mondiale pour la garantie PRG se déroulant en parallèle.

5.3 LES INSTRUMENTS DU PROJET PILOTE GET FiT

5.3.1 Instrument 1 : Garanties couvrant les risques politique, réglementaire et de contrepartie

Comparés à d'autres investissements dans les pays en développement et même à des investissements dans des projets d'énergie fossile, les projets EnR ont une exposition plus élevée en raison de leur intensité capitalistique et du niveau élevé de coûts fixes qui en résulte. Les FiT de référence sont actuellement fixés à des niveaux permettant aux investisseurs de ne réaliser que des rentabilités faibles/modérées, comparées aux retours sur investissements stables de projets d'infrastructure. Par conséquent, les investisseurs ne peuvent pas absorber un risque important de réduction potentielle de flux de revenus, en particulier en tenant compte du fait qu'ils n'ont qu'une seule source de revenus. Des retards de paiement de la part de l'acheteur peuvent également avoir un impact négatif significatif sur la capacité des IPPs à générer suffisamment de flux de trésorerie pour honorer leur service de la dette.

Le risque réglementaire et le risque de contrepartie incluent la capacité et la volonté de payer. Ils sont d'autant plus perceptiblement élevés que les coûts différentiels des énergies renouvelables sont élevés. Ceci est principalement dû au fait que le régulateur et/ou l'acheteur peut estimer qu'il a conclu une transaction défavorable et qu'il s'est verrouillé dans des coûts de production élevés. Pour soutenir les investissements, le gouvernement ougandais a donc demandé l'aide de la BM afin d'atténuer le risque réglementaire pour les investisseurs en fournissant des PRG.

Comment fonctionne un schéma PRG dans le détail ? La garantie partielle du risque est principalement un support de liquidité. La Banque mondiale coopère avec une banque commerciale locale, qui fournira des lettres de crédit (L/C) aux investisseurs dans les projets. En cas de non-paiement (en temps) par l'UETCL, l'investisseur peut faire un tirage sur la lettre de crédit. L'UETCL est alors obligé de rembourser le montant à la banque commerciale, y compris les intérêts d'une certaine période, par exemple 6 ou 12 mois. Dans le cas où l'UETCL ne rembourse pas l'encours à la banque commerciale, cette dernière a le droit d'appeler la garantie partielle du risque. Si cela arrive, l'Ouganda est en situation de défaillance vis-à-vis de la BM. L'implication des L/C de banque commerciale permet d'offrir du temps pour résoudre le conflit, potentiellement avec la participation de la BM et pour lisser les remboursements de dette en cas de retards de paiement « mineurs », déclenchés, par exemple, par les difficultés de trésorerie de l'UETCL. En cas de défaut de paiement et de non-paiement continu de la part de l'UETCL, la garantie de liquidité couvre uniquement les paiements dans la période définie de 6 ou 12 mois. Dans le cas où les prêteurs se sentent inconfortables avec ce volume de garantie limitée, PRG peut également fournir des garanties de paiement de résiliation, mais cela augmente toutefois les frais de garantie à payer par l'IPP.

Pour tous les régimes PRG, la Banque mondiale exige une convention d'indemnisation avec le gouvernement hôte. Le volume de garantie réduit l'enveloppe IDA de l'Ouganda avec la BM de 25%. Les garanties ne couvrent que les investissements de dette.

5.3.2 Instrument 2: Supplément de FiT

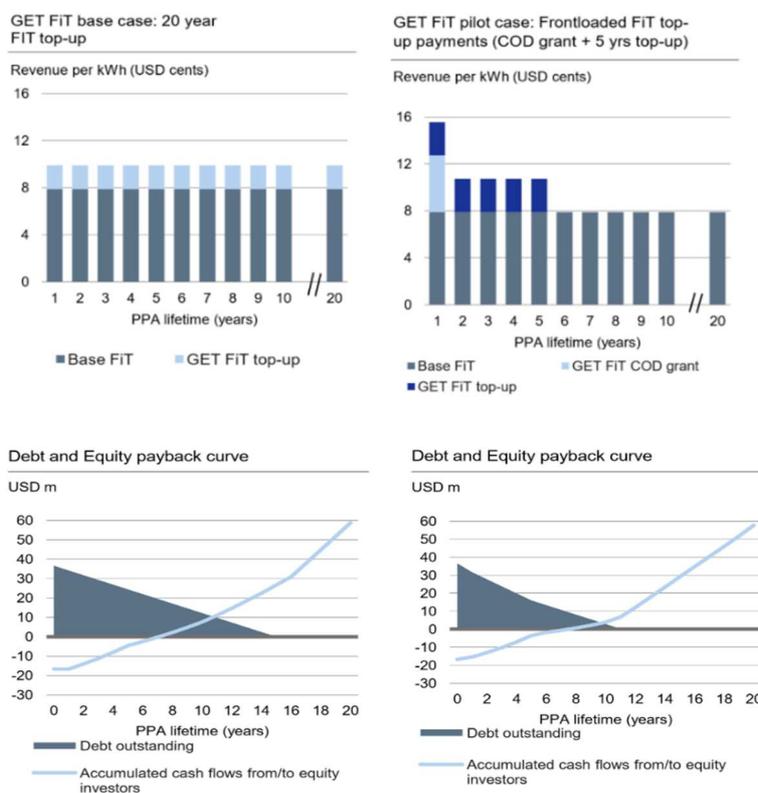
Le complément ne sera toutefois pas payé pendant toute la durée du projet, mais plutôt sous la forme d'une subvention au moment de la mise en service commerciale - c'est-à-dire après une phase de construction réussie - abondé d'un supplément de FiT payé sur une période de 5 ans. Les graphiques ci-contre mettent en évidence l'effet du versement de la subvention qui est équivalente au paiement à l'avance (« front-loading ») du revenu actualisé de 20 années de complément de FiT. Les flux de trésorerie, donc le service de la dette, sont plus élevés dans les premières années, le versement de la subvention à la date de démarrage commercial (COD) permet donc aux projets de rembourser leur dette plus rapidement sans réduire le TRI des capitaux propres.

Cela permet également d'attirer les bailleurs ayant une capacité de financement à long terme, mais avec une expérience limitée, en leur offrant une participation à une tranche de dette senior qui pourrait être remboursée dans les 5 ans suivants la date démarrage commercial. Le montant du complément de FiT des 5 premières années est calculé sur une base VAN utilisant le facteur d'actualisation des projets, et non le facteur d'actualisation des bailleurs de fonds, puisque l'objectif du « front-loading » n'est pas une augmentation de la rentabilité des projets.

Le complément du tarif d'achat existant permet de combler l'écart résiduel entre le tarif de référence et le coût actualisé de l'électricité après atténuation du risque réglementaire/acheteur, à savoir le coût actualisé de l'énergie (LCOE) basé sur la réduction des primes de risque et donc du coût de financement. Le complément est fixé par technologie et n'est pas différent d'un projet à l'autre.

Les raisons qui motivent ce « front-loading » des revenus sont les suivantes : 1) Les bailleurs de fonds préfèrent décaisser les fonds engagés dans un délai raisonnable plutôt que de les reporter sur 20 ans ; 2) étant donné les coûts de financement plus élevés des projets par rapport à ceux des bailleurs de fonds, une subvention au démarrage réduira les coûts de financement globaux ; et 3) une subvention au démarrage peut au moins partiellement pallier le manque de disponibilité de financement à long terme.

Bien qu'il existe un risque théorique de réduire légèrement le niveau motivation par les résultats du promoteur du projet, plusieurs aspects devraient le compenser. En effet, le paiement du FiT de référence (de base) reste la principale source de revenus pour l'IPP et il est effectué sur 20 ans. Le paiement de 50% des subventions préalables seulement après l'achèvement des travaux de construction et la connexion au réseau des usines, et le reste au cours des cinq premières années d'exploitation, représente également une forte incitation aux résultats. Il est donc peu probable que le paiement à l'avance des subventions réduise la motivation des promoteurs de projets à gérer correctement un projet sur 20 ans, mais cela représente plutôt une avancée majeure par rapport à l'approche habituelle des subventions à la construction.



5.3.3 Instrument 3: Assistance technique

KfW - soutenu par d'autres donateurs - a passé beaucoup de temps avec les parties prenantes du secteur public en Ouganda pour sensibiliser et accroître la connaissance des exigences du secteur privé. En particulier, la révision et la standardisation du PPA et de l'IA ont permis d'accroître considérablement la transparence pour les promoteurs de projets et de réduire considérablement les coûts de transaction pour les prêteurs. Il y a eu des désaccords sur certaines dispositions clés des modèles standardisés de PPA offerts par l'UETCL avec l'approbation de l'ERA, en particulier : i) les dispositions relatives à la quantité d'énergie estimée ; ii) la formulation de clauses de résiliation appropriées ; iii) les dispositions concernant l'arbitrage des contrats. Toutes ces questions ont été traitées avec succès dans un dialogue entre KfW, MEMD, l'ERA et l'UETCL.

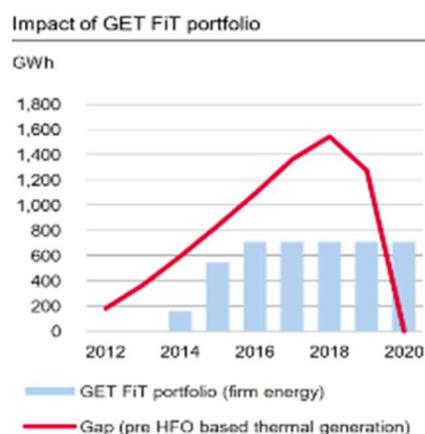
Cet exemple souligne l'importance et l'impact de l'assistance technique en tant qu'instrument de soutien non financier aux porteurs de projets. Les DFIs sont dans une position privilégiée pour soutenir le développement d'un climat d'investissement favorable au secteur privé. Elles le feront d'autant mieux qu'elles comprendront les exigences du secteur privé d'une part et jouissent d'une réputation de consultant impartial d'autre part.

5.4 EFFETS DU PROJET PILOTE GET FiT

5.4.1 Effets sur le secteur de l'énergie

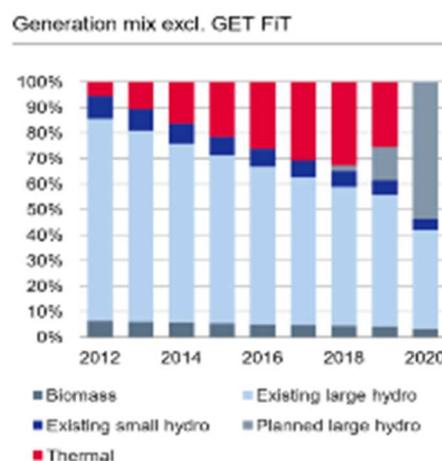
Même en supposant une croissance seulement modérée de la demande d'électricité, l'Ouganda pourrait bientôt faire face à une pénurie d'énergie. Et comme aucune capacité de production à moyenne-grande échelle ne peut être financée aux niveaux actuels du FiT, seuls les projets initiés par le gouvernement à petite échelle sont construits dans un scénario GET FiT. Le graphique ci-contre sur le mix de production d'énergie montre une prévision de dépendance croissante aux capacités thermiques d'urgence jusqu'en 2019, date prévue de l'exploitation commerciale de la grande centrale hydroélectrique de Karuma Falls.

La ligne rouge dans le graphique de gauche montre l'écart qui doit être comblé par une capacité thermique d'urgence. Les barres bleues indiquent les mises en service prévisionnelles du portefeuille de projets GET FiT.

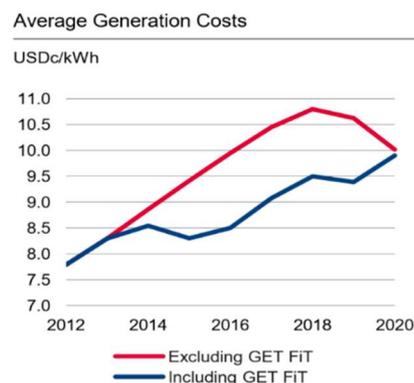


semble appropriée.

Outre l'impact sur le mix de production, GET FiT devrait créer un effet courbe d'apprentissage pour les projets d'EnR de taille moyenne en Ouganda, réduisant ainsi les coûts de normalisés production d'EnR. En plus de l'effet sur la communauté des développeurs et des constructeurs, les institutions financières devraient également tirer profit du nombre accru de projets réalisés.



Le graphique ci-dessous à droite montre les coûts de production moyens dans le réseau ougandais en fonction de la production d'énergie. Hors GET FiT (ligne rouge), les coûts augmentent régulièrement jusqu'en 2018 en raison de la composante croissante de la puissance thermique de secours et se stabilisent ensuite autour de 10 USDc/kWh. Le portefeuille GET FiT est inclus dans le calcul ci-dessous aux tarifs FiT de base, c'est-à-dire à l'exclusion du soutien prévu par les bailleurs de fonds. En incluant le portefeuille GET FiT, les coûts de production moyens croissent moins vite. La viabilité économique des projets GET FiT est par conséquent prouvée et l'approche choisie d'un soutien initial axé sur la finance-climat et sur un ajustement à mi-parcours des FiT de référence



5.4.2 Allocation intelligente des risques et utilisation efficace de l'aide publique

Le premier graphique à droite montre comment GET FiT comble l'écart entre les niveaux actuels de FiT et le coût actualisé actuel de l'électricité. L'exemple est basé sur un projet hydroélectrique de 10 MW et des hypothèses de coûts d'investissement et d'exploitation moyens. Dans le scénario pré-GET FiT, il est supposé un coût moyen du capital de 13% qui semble raisonnable dans le contexte du profil de risque et de l'expérience limitée des IPPs en Ouganda.

Plutôt que de combler l'écart en une étape avec des subventions financières, GET FiT applique des instruments d'atténuation des risques pour réduire le LCOE dans un premier temps. On suppose que le coût moyen initial du capital sera ramené à 10% dans le cas de garanties fournies par la Banque mondiale. Ici, l'allocation des risques politiques, réglementaires et de contrepartie au secteur public réduit l'écart par rapport aux FiT existants à environ 50%. Seul le reliquat doit être couvert par des paiements en espèces, idéalement basés sur les résultats en tant que complément au FiT.

Le deuxième graphique montre l'impact des instruments sur les WACC initiaux, c'est-à-dire les coûts maximaux du capital, qui peuvent être appliqués pour maintenir le modèle économique à un niveau financièrement viable. Les investisseurs/financeurs ne déploieront pas de capital en dessous de leurs taux de rentabilité minimum. Dans le scénario pré-GET-FiT, le coût du capital maximum abordable était de 6%, nettement inférieur au taux de rentabilité minimal de 13%. Avec les garanties, le taux de rendement minimal tombe à 10%, c'est-à-dire que les paiements en espèces doivent uniquement combler l'écart entre les WACC de 6% et 10%.

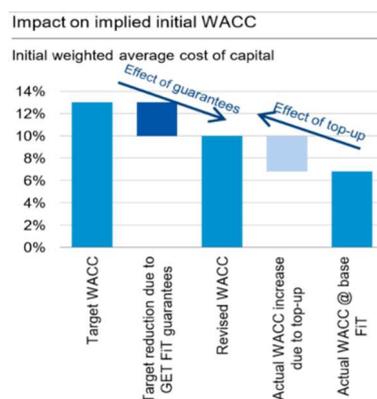
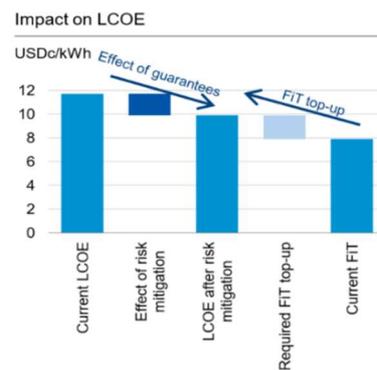
Il est essentiel de comprendre que GET FiT ne vise pas à accroître le rendement des investisseurs, mais à augmenter la rentabilité des projets à un niveau où un projet devient financièrement viable et, par conséquent, permettre aux investisseurs et aux prêteurs de déployer des capitaux. Le rapport coût-efficacité de la combinaison des garanties avec les paiements complémentaires se justifie uniquement par la tarification différente des risques.

En exigeant une allocation intelligente des risques, le concept GET FiT vise une couverture verticale plutôt qu'horizontale. Le concept GET FiT exige un déploiement efficace des subventions publiques, c'est-à-dire l'atténuation des risques de la catégorie 3 par le secteur public. Une fois l'allocation des risques réalisée, le FiT doit être fixé à un niveau rendant les investissements pour le secteur privé attractifs, c'est-à-dire financièrement viables. Dans le cas du projet pilote GET FiT, les garanties peuvent également n'être disponibles que pour les prêteurs, auquel cas elles n'auront qu'un effet indirect pour les investisseurs en capital du secteur privé.

5.4.3 Environnement favorable

Les coûts initiaux de transaction liés aux nouveaux marchés étant un facteur important, la visibilité du futur pipeline de projets devient extrêmement importante, car une bonne compréhension des objectifs d'EnR à moyen et à long terme diminue les coûts d'opportunité pour les institutions financières, tels que les coûts initiaux liés à une nouvelle technologie, un nouveau marché ou une nouvelle structure de transaction. En fait, si une institution financière croit aux objectifs à moyen terme d'un gouvernement et à son soutien continu aux investissements du secteur privé, il sera plus facile de faire un « investissement » pour se familiariser avec un nouveau PPA d'électricité et une nouvelle communauté de développeurs.

GET FiT devait, à l'origine, prendre en charge environ 125 MW d'EnR. A terme, si la viabilité financière des projets n'était pas acquise avec les niveaux de FiT courants, le gouvernement devait augmenter les niveaux de FiT. Compte tenu des coûts différentiels relativement faibles de l'énergie renouvelable par rapport aux coûts de production moyens actuels, de la viabilité économique des énergies renouvelables et du potentiel limité de nouvelles centrales électriques à grande échelle, la visibilité du potentiel pipeline de projets d'EnR de moyenne envergure s'avère relativement élevée.



Par ailleurs, la prestation de renforcement de capacité fournie à l'ERA, par l'intermédiaire de la facilité d'assistance technique de GET FiT, a contribué à renforcer les compétences du régulateur de même que le climat général de l'investissement en Ouganda. En 2017, un nouveau code de connexion au réseau et un cadre de régulation de la consommation d'énergie (via un réseau tiers) ont été mis en place. L'ERA a récemment mis en place un nouveau programme de transfert des connaissances GET FiT qui visera à institutionnaliser l'expérience et les compétences acquises tout au long de la mise en œuvre du portefeuille de projets GET FiT. Enfin, un nouveau système de régulation électronique sera inauguré par l'ERA en 2018.

6.2 AU-DELÀ DE L'OUGANDA

En Zambie : GET FiT Zambia est conçu pour assister le gouvernement zambien dans la mise en œuvre de sa stratégie REFiT qui a été adoptée par le gouvernement en octobre 2017. Dans ce cadre, GET FiT Zambia vise à acquérir 200 MW de projets d'énergie renouvelable dans les trois prochaines années, sur la base de projets de producteurs d'électricité indépendants (IPP) de petite à moyenne envergure (jusqu'à 20 MW), conformément à la stratégie REFiT. Les appels d'offre sont prévus courant 2018 pour des capacités totales de 100 MW en solaire photovoltaïque et 100 MW en projets hydro-électriques. D'autres projets pourraient, ultérieurement, faire appel aux technologies telles que la géothermie et la biomasse.

Au Mozambique : Un tarif d'achat d'énergie renouvelable (REFiT) a été introduit au Mozambique en 2014. Cependant, les investissements privés dans les projets d'énergie renouvelable ne se sont pas matérialisés comme prévu. Afin d'opérationnaliser le REFiT, le gouvernement du Mozambique a demandé à la KfW d'entreprendre une étude détaillée de faisabilité pour un programme GET FiT au Mozambique. L'étude, prévue dans le courant de 2018, sera financée par le Royaume-Uni et l'Irlande du Nord.

Au Vietnam : Sur la base d'un engagement antérieur du gouvernement allemand, la KfW a signé en décembre 2017 un accord de financement avec le gouvernement du Vietnam d'un montant de 14,5 millions d'euros pour la Facilité de développement des énergies renouvelables GET FiT Vietnam. Un financement supplémentaire de 14 millions d'euros de l'Union Européenne est également prévu. Les détails de la mise en œuvre doivent encore être discutés avec le principal partenaire d'exécution, l'entreprise nationale d'électricité « Electricity of Vietnam ». L'objectif est que GET FiT Vietnam soit opérationnel d'ici la fin de 2018-début 2019.

6.3 DISCUSSION ET ANALYSE

6.3.1 Une combinaison d'instruments à moindre coût ?

La répartition intelligente des risques, c'est-à-dire l'attribution des risques réglementaires et contrepartie au secteur public, et l'utilisation efficace de l'argent des bailleurs de fonds sont les pierres angulaires du concept GET FiT. Étant donné que les décisions du comité d'investissement de GET FiT concernant les compléments de rémunération et la décision de la BM concernant les garanties ne sont pas entièrement concertées, l'additionnalité des garanties doit être soigneusement évaluée. En outre, le pouvoir de la combinaison des instruments pourrait être limité en cas de forte participation des IFD/IFI au financement de la dette. Cela ne devrait toutefois pas conduire à la conclusion que les garanties ne sont pas nécessaires pour attirer le financement secteur du privé. En fait, une couverture verticale des risques restera plus appropriée, efficace et flexible qu'une couverture horizontale sur des marchés qui ont déjà acquis une certaine expérience. À l'inverse, la couverture horizontale restera indispensable sur des marchés sans aucun historique.

6.3.2 Des niveaux appropriés de FiT ?

Les systèmes FiT offrent des revenus par kWh sans tenir compte des hypothèses de coûts spécifiques au projet. Ce dernier, cependant, pourrait varier de manière significative, étant donné l'accessibilité des sites, la disponibilité des ressources, par exemple les données hydrologiques et/ou de distance jusqu'au prochain point de connexion au réseau. Par conséquent, le LCOE et l'écart par rapport au FiT actuel varient. Tout comme la détermination des niveaux « corrects » de FiT, le calcul du bon niveau de supplément de FiT est plus un art qu'une science.

Le graphique de droite met en évidence l'impact des coûts de financement sur le coût actualisé de l'électricité et les compléments de FiT nécessaires pour un petit projet hydroélectrique standard. En supposant que les DFIs ou les fonds de PPP - même sans recourir à des financements concessionnels et à des taux d'intérêts subventionnés - peuvent coûter environ de 150 à 250 points de base en dessous des banques commerciales, l'impact des prêts DFI sur l'ensemble du portefeuille n'est pas négligeable. Le supplément de FiT requis dans le projet serait réduit à 50% avec des taux d'intérêt moyens de 7%. Cependant, il faut noter que la sensibilité aux coûts d'investissement initiaux est beaucoup plus forte.

Afin d'éviter les risques de subvention excessive, il semble crucial de démontrer que les généreuses hypothèses sur les coûts de financement de la dette dans le calcul du complément de rémunération n'aboutissent pas à un financement par les DFIs permettant d'augmenter le TRI des capitaux propres plutôt que de se limiter à attirer les financeurs de dette commerciale conformément à l'objectif de départ. Une composante plancher (minimale) du financement de la dette par le secteur privé comme critère d'éligibilité pourrait constituer un instrument de prévention approprié.

6.3.3 Le paiement à l'avance des FiTs

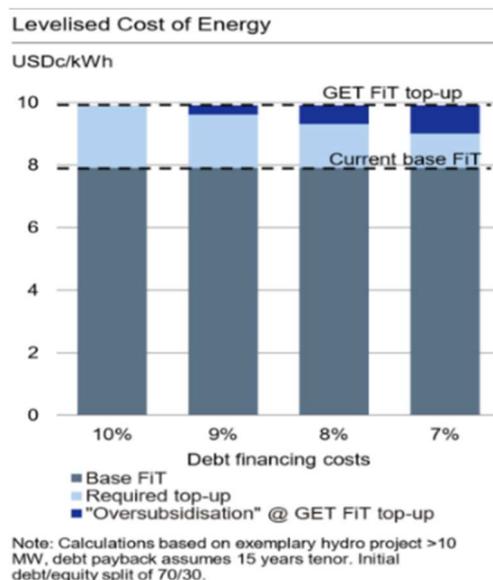
La structure de paiement pour le complément de rémunération choisi pour le projet pilote GET FiT équilibre la rentabilité et le niveau d'intéressement aux résultats. De telles structures pourraient devenir une porte d'entrée attractive pour les nouveaux investisseurs.

Considérant l'hypothèse d'une application des mécanismes de « front-loading » dans une plus large mesure, elle doit être structurée de manière à éviter le risque moral du côté des investisseurs. Autrement dit, les revenus des dernières années du projet doivent être suffisamment importants pour motiver le promoteur à exploiter la centrale d'une manière appropriée. Ils doivent être suffisamment élevés pour couvrir les coûts opérationnels et augmenter progressivement le rendement annuel des investisseurs en capitaux propres, avec une variation incrémentale du TRI des capitaux propres qui doit rester positive jusqu'à l'année 20.

Du point de vue du régulateur, il sera indispensable de minimiser l'impact sur les coûts de production moyens au cours des premières années. Outre le fardeau que représente le prix final pour les clients et/ou la viabilité financière de l'acheteur, une réputation négative précoce des EnR en tant que source d'augmentations significatives des tarifs consommateurs pourrait avoir un impact négatif énorme. La communauté internationale des bailleurs de fonds devrait donc envisager le « financement » des efforts de paiement anticipé, par exemple en proposant des instruments forfaitaires aux promoteurs de projets permettant aux gouvernements hôtes de payer et de calculer un FiT stable sur 20 ans.

6.3.4 Un FiT basé sur le dollar US

L'Ouganda a décidé en 2007 de mettre en place un régime FiT basé sur l'USD. Or, assurer la réfectivité des coûts des tarifs finaux en UGX, cela nécessite un ajustement tarifaire automatique. Depuis 2013, les tarifs des consommateurs finaux sont ajustés tous les trimestres pour refléter, entre autres, la dépréciation de l'UGX. Alors qu'un FiT en USD augmente l'attractivité des investisseurs internationaux, il alloue également le risque de change aux parties prenantes les plus « faibles », c'est-à-dire aux consommateurs finaux. Par ailleurs, l'impact sur les investisseurs en monnaie locale doit également être évalué.



7 CONCLUSION

GET FiT a, à ce jour, atteint ses objectifs en termes de développement du secteur privé et d'attraction des investisseurs en fonds propres. Pour atteindre l'objectif d'une participation plus large du secteur privé au financement de la dette, il sera indispensable de donner aux prêteurs du secteur privé une « chance raisonnable » de participer à des conditions qui leur sont favorables. Cependant, cela exige également l'acceptation de taux d'intérêt plus élevés, des maturités de dettes potentiellement plus courtes et des délais de développements légèrement plus longs. Les promoteurs de projets et les IFD / IFI devraient être encouragés à faire participer les prêteurs du secteur privé. Cet objectif pourrait être atteint en introduisant une composante de financement minimum du secteur privé parmi les critères d'éligibilité aux appels d'offres ou en créant des incitations financières supplémentaires en cas de financement par le secteur privé.

Il a toutefois été reconnu qu'une réalisation rapide des projets n'aurait probablement pas été possible avec une participation accrue du secteur privé aux prêts, notamment à des coûts plus élevés. En effet, l'une des plus grandes différences entre le concept GET FiT et le projet pilote GET FiT réside dans la priorité donnée aux délais plutôt que dans l'attraction du secteur financier privé. Cela semble raisonnable compte tenu du défi considérable auquel l'Ouganda est confronté pour éviter les délestages et établir un approvisionnement énergétique fiable.

GET FiT, cependant, n'est qu'un instrument pour faciliter les investissements dans des capacités de production à moyenne échelle. Des investissements pour des lignes de transport supplémentaires et/ou la remise à niveau de l'infrastructure existante, par exemple, seront nécessaires pour réduire le niveau élevé des pertes techniques et contribuer à réduire considérablement les coûts de production moyens par kWh fourni. Une électrification rurale accélérée nécessitera également des subventions intelligentes pour encourager les projets de production décentralisée hors-réseau.

GET FiT ne constitue donc pas un instrument permettant de résoudre l'ensemble de l'équation du financement de l'accès universel à l'électricité durable dans un environnement de marché de pays en développement. Toutefois, il s'agit d'un programme qui a été probant dans sa capacité à contrebalancer les principales imperfections de marché que sont le risque perçu élevé, l'indisponibilité du financement à long terme, et la non-viabilité économique des projets de production d'énergie renouvelable en Ouganda. Dans le même ordre d'idée, le renforcement des compétences et la modernisation du régulateur local sont également des acquis imputables au programme GET FiT.

In fine, il peut être raisonnable de penser que le programme pilote « GET FiT Uganda » a joué son rôle d'amorçage de l'investissement privé dans un écosystème peu favorable. Cependant, quelque-soit l'instrument utilisé, la levée définitive des imperfections de marché relatives au financement des énergies renouvelables dans un PED dépendra, évidemment, des équilibres à long terme que permettront sa trajectoire macro-économique, sa politique énergétique ainsi que la qualité de sa gouvernance.

8 BIBLIOGRAPHIE

The World Bank PRG scheme:

<http://web.worldbank.org/external/default/main?theSitePK=3985219&pagePK=64143534&contentMDK=20260268&menuPK=64143504&piPK=64143448>

GET FIT Program. Fulton, Kreibiehl et al. (2010).

http://www.dbcca.com/dbcca/EN/investmentresearch/investment_research_2344.jsp

GET FIT Plus. Fulton, Kreibiehl et al. (2011).

http://www.dbcca.com/dbcca/EN/investmentresearch/investment_research_2367.jsp

Mapping the World Bank Group Risk Mitigation Instruments for Climate Change - Valerio Micale, Gianleo Frisari and Federico Mazza - Published: September, 2013

<https://climatepolicyinitiative.org/publication/mapping-the-world-bank-group-risk-mitigation-instruments-for-climate-change/>

http://siteresources.worldbank.org/INTGUARANTEES/Resources/IDA_PRG.pdf

<http://siteresources.worldbank.org/INTGUARANTEES/Resources/UgandaBujagaliNew.pdf>

<https://www.getfit-uganda.org/>

http://www.eib.org/attachments/strategies/eib_energy_lending_criteria_en.pdf

Risk Gaps: A Map of Risk Mitigation Instruments for Clean Investments

<http://climatepolicyinitiative.org/wpcontent/uploads/2013/01/Risk-Gaps-A-Map-of-RiskMitigation-Instruments-for-Clean-Investments.pdf>

UNEP – SEFI: Public Finance Mechanisms to Mobilise Investment in Climate Change Mitigation <http://fs-uneep-centre.org/publications/public-finance-mechanisms-mobilise-investment-climate-change-mitigation>

The World Bank Group's Financial Instruments for Infrastructure

<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/2828841303327122200/101benoit.pdf>

Tomoto Matsukawa, Odo Habeck: Review of Risk Mitigation Instruments for Infrastructure Financing and Recent Trends and Developments (no free pdf download available)

https://publications.worldbank.org/index.php?main_page=product_info&cPath=0&products_id=22655

GET FIT Uganda Annual report 2017

www.getfit-reports.com/2017