

BURKINA FASO

DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE

ATELIER DE RESTITUTION DE L'ÉTUDE DE CAS DE PRIVATISATION
DE SOCIÉTÉS D'ÉLECTRICITÉ

Ouagadougou, 24 mars 2003

Étude de Cas : le Producteur indépendant d'électricité (PIE) comme outil de privatisation

Wolfgang Mostert (rédaction)

Table des Matières

1.	Introduction	3
1.1	Qu'est ce qu'un Producteur Indépendant d'Electricité (PIE).....	3
1.2	Développement des PIEs dans le monde.....	3
2.	Le Problème des PIEs	4
2.1	Les PIEs augmentent-ils la capacité de production?	4
2.2	Les PIEs réduisent-ils le coût de production d'électricité?.....	5
2.3	Les PIEs partagent-ils les risques d'une manière équitable?	7
2.4	Les PIEs améliorent-ils la situation financière des sociétés gestionnaire du service public	9
2.5	Les PIEs contribuent-ils à réduire l'endettement des gouvernements	9
2.6	L'introduction des PIEs accélère t-elle la privatisation et la restructuration globale du secteur de l'électricité?.....	10
2.7	Les propositions de projet non sollicitées devraient-elles être acceptées ?.....	11
3.	Centrale Thermique de 100 MW en Tanzanie	11
3.1	Structure du secteur et régulation.....	11
3.2	Réforme en imaginant en même temps l'introduction de PIEs	12
3.3	Situation conduisant aux PIEs.....	12
3.3.1	<i>Gel de l'aide par bailleurs suite à des scandales de corruption</i>	<i>12</i>
3.3.2	<i>Manque de puissance provoqué par le projet</i>	<i>12</i>
3.4	Offres pour investir dans la production thermique.....	13
3.4.1	<i>La centrale diesel de 104 MW avec un contrat d'achat d'électricité de 0.14 dollars US par kWh.....</i>	<i>13</i>
3.4.2	<i>Financement de centrales de production thermique entre 1994 et 1995.....</i>	<i>13</i>
3.4.3	<i>Le projet de PIE de Songas</i>	<i>13</i>
3.4.4	<i>Les 100 MW de Independent Power Tanzania Ltd (IPTL).....</i>	<i>14</i>
3.5	Chronologie des principaux évènements.....	14

1. Introduction

1.1 Qu'est ce qu'un Producteur Indépendant d'Electricité (PIE)

Le terme Producteur Indépendant d'Electricité (PIE) dénote toute unité de production d'électricité appartenant à une structure indépendante ce qui implique qu'aucune société de transport et/ou de distribution d'électricité ne possède des intérêts économiques dans cette structure.

On peut distinguer généralement deux types de PIE :

2. Le PIE qui vend toute sa production sur la base d'un contrat d'achat d'énergie à long terme à un acheteur unique (single buyer). Ce contrat est généralement négocié à partir d'un projet ;¹
3. Le PIE qui possède une « centrale commerciale » et qui vend sa production à un groupement d'acheteurs locaux et régionaux et sur la base d'un contrat d'achat d'énergie de moyen terme avec différents acheteurs – sociétés de distribution ou gros consommateurs industriels qui peuvent être situés dans différents pays.

Dans le présent document, le terme Producteur Indépendant d'Electricité (PIE) sera utilisé pour la catégorie de producteur s'adressant à des « acheteurs uniques » où le producteur indépendant livre sa production en complément à un système d'approvisionnement monopolistique complètement intégré. Les centrales commerciales fonctionnent dans un marché compétitif d'électricité ou les PIEs sont astreints aux mêmes règles de marché et aux mêmes incertitudes que les autres acteurs. Le présent document suppose que les investissements dans les PIEs sont réalisés par des investisseurs privés étrangers. Les PIEs dont les investissements sont réalisés par des investisseurs privés nationaux ont des caractéristiques différentes.

1.2 Développement des PIEs dans le monde

Les PIEs ont été le moyen le plus utilisé pour promouvoir les investissements privés dans la production d'électricité dans les pays en voie de développement. Entre 1990 et 1998, 73 % du total des investissements dans des projets privés d'électricité dans les pays en voie de développement l'ont été dans 377 projets de construction de centrales de production d'électricité. Commencé au début des années 90, les investissements dans des PIEs se sont développés rapidement en particulier en Asie. Tandis que le développement des PIEs ralentissait en Asie compte tenu de la crise financière dans la région, il gagnait du terrain dans d'autres régions du monde. L'Afrique, l'Amérique du Sud et Centrale ainsi que l'Europe de l'Est ont tous, par un moyen ou un autre, ouvert leurs portes aux PIEs.

Les PIEs sont présentés comme des options attrayantes pour trois raisons:

1. Ils sont censés faciliter l'investissement quand l'évolution de la consommation d'électricité dépasse la capacité financière des services publics appartenant à l'état à mettre en place la capacité de production d'électricité nécessaire. Les PIEs sont surtout utilisés pour alléger immédiatement des déficits de production d'électricité ;

¹ Il est à noter que l'utilisation du terme générique de contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement ou PPA en anglais) pour des centrales de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables n'est pas prise en compte dans cette définition. C'est un sujet différent

2. Les mécanismes des PIEs permettent au secteur privé de travailler sans avoir besoin d'importants mécanismes de régulation à mettre en place au préalable d'autant plus que les conditions d'exploitation peuvent être spécifiées dans les contrats de production indépendante ;
3. Les PIEs sont annoncés comme étant le début d'une démarche qui favorisera davantage de libéralisation et en conséquence la privatisation de tout le secteur de l'électricité.

Cependant, de plus en plus de gouvernements rencontrent des difficultés avec les PIEs¹:

- dans certains pays, tels que le Pakistan, l'Inde, l'Ouganda et l'Indonésie, les PIEs ont été l'objet de longues batailles juridiques, politiques et économiques, de scandales de corruption accompagnés d'appels à la renégociation des conditions très favorables accordées aux producteurs d'électricité par des gouvernements précédents ;
- d'autres pays ont vu la société en charge du service public de l'électricité paralysée de dettes dues aux PIEs comme par exemple la République Dominicaine et la Tanzanie ;
- dans quelques pays, par ex. les Philippines qui ont réussi à mettre en oeuvre une réforme de libéralisation du secteur de l'électricité, les contrats PIE conclu par des sociétés publiques sont devenus un fardeau sur le secteur public puisqu'ils se sont convertis en coûts perdus qui doivent ensuite être recouvrés par des redevances sur la consommation d'électricité.

En dépit de ces difficultés, beaucoup de PIEs sont en projet dans plusieurs pays.

2. Le Problème des PIEs

2.1 Les PIEs augmentent-ils la capacité de production?

La réponse à cette question est clairement oui:

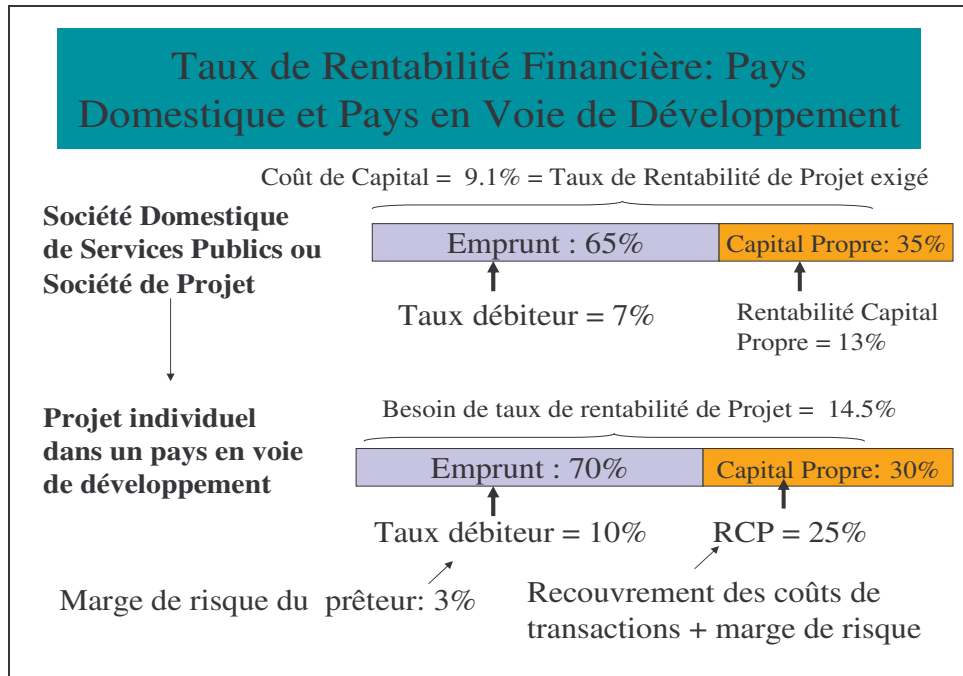
- dans quelques pays, les PIEs sont utilisés comme des solutions d'urgence immédiates pour palier à un manque de puissance. Dans les cas typiques, la société nationale d'électricité ne dispose pas de ressources financières nécessaires pour réaliser les investissements et les donateurs et les banques internationales de développement refusent de les aider, en raison de la faiblesse des performances enregistrées par la société dans le passé. Les exemples que l'on peut citer sont les Philippines au début des années 90 et la Tanzanie vers la fin des années 90 ;
- dans d'autres pays, tel que l'Egypte, le PIE est perçu et planifié comme une solution pour obtenir des réductions de coûts dans la production d'électricité.

Dans les deux cas, il y a augmentation de capacité, mais le coût du kWh du contrat d'achat d'énergie est beaucoup plus élevé dans une solution « ad-hoc » pour résorber une situation de crise que lorsque le PIE est réalisé dans le cadre d'une planification en vue d'une augmentation de capacité. Cependant, en raison du coût élevé imposé à l'économie nationale par la pénurie d'électricité - en termes de perte de production suite aux arrêts totaux, arrêts partiels ou délestages, et le coût élevé d'investissement réalisé par les entreprises et les ménages dans l'acquisition de groupes de secours, l'intérêt économique des investissements dans les PIEs pour des solutions urgentes est prouvé.

¹ Surtout ceux de la première catégorie.

2.2 Les PIEs réduisent-ils le coût de production d'électricité?

Une société en charge du service public de l'électricité d'un pays développé qui entreprend une étude pour déterminer le prix d'une offre pour un PIE insistera pour obtenir un taux de rentabilité de l'investissement plus élevé que pour un projet de production d'électricité dans son pays d'origine. Le diagramme ci-dessous en explique les différences typiques.



Le taux de rentabilité interne du projet, au minimum, doit couvrir le coût du capital pour celui qui réalise le projet. Le coût du capital est la moyenne pondérée (i) du coût de l'emprunt pour le projet et (ii) des capitaux propres à investir dans le projet. Pour un PIE tous les deux sont chers:

- le taux de rentabilité requis sur des fonds de capitaux propres pour un projet PIE est plus élevé parce que le projet doit couvrir les coûts élevés de transaction et de préparation d'un projet de PIE. Les projets PIEs prennent un temps assez long du moment d'identification du projet à son exécution et, sur des études réalisées sur cinq (5) projets par le service chargé des études, il est probable que le promoteur n'obtient un contrat que pour un seul. Un taux de rentabilité sur des capitaux propres de 25% sur un projet de PIE précis est modeste.²
- Les projets de PIE ont un coût plus élevé sur les prêts financiers parce que les prêteurs ajoutent une prime de risque sur leur taux normal d'intérêt afin de prendre en compte le risque de pays plus élevé.

En considérant l'exemple du diagramme ci-dessus, un taux de rentabilité interne de 9,1% est suffisant pour obtenir des financements pour un projet domestique aux pays développés alors

² Commentaire de KHP : Ceci est à discuter. On pourrait dire que la rentabilité domestique ayant chuté dans les dernières années, pourquoi un projet dans les pays en développement devrait-il être même plus cher relativement qu'avant ? D'ailleurs les projets PIE sont souvent fournis de garantie d'une institution publique financière. Troisièmement les promoteurs ont d'autres moyens pour se faire payer pour leurs coûts pour des projets qui ne sont pas réalisés qu'à travers le taux de rentabilité.

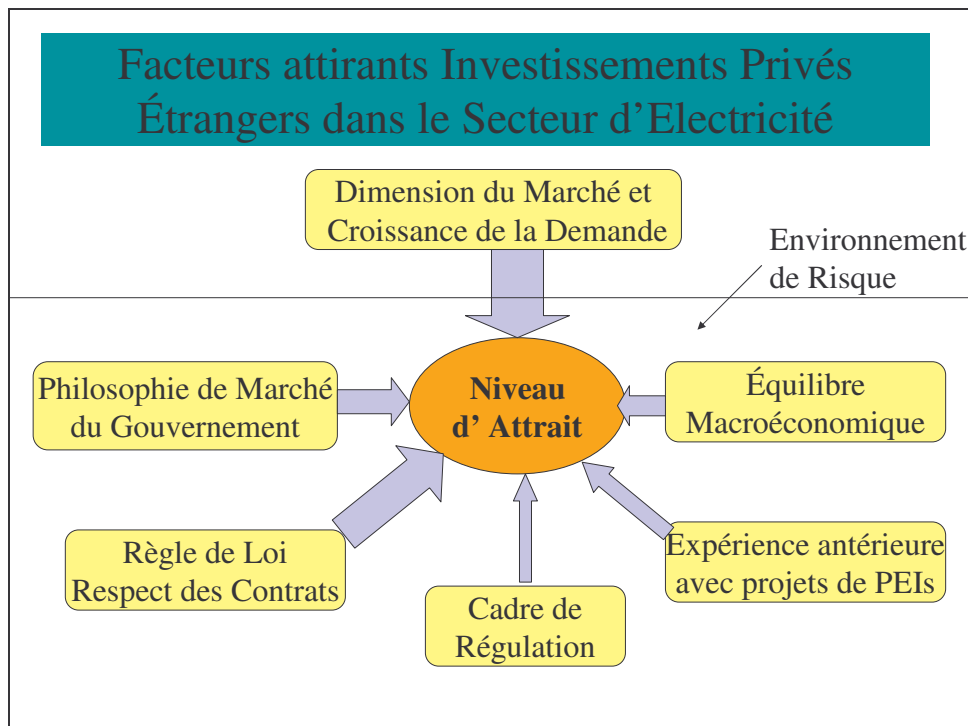
qu'un taux de 14,5% est typiquement exigé pour un projet de PIE dans un pays en voie de développement.

En faisant une comparaison entre un investisseur d'un projet de PIE et une société nationale de service public d'électricité qui mettent tous les deux en place une centrale de production d'électricité, la société nationale de service public de l'électricité dispose d'un certain nombre d'avantages au niveau des coûts sur un nouvel investissement. Elle n'a pas besoin de mettre en place une administration locale improvisée et peut accepter un plus faible taux de rentabilité sur ses fonds propres pour un projet spécifique parce qu'elle dispose de 100 % des coûts de mise en œuvre du projet et d'autres coûts de transaction plus faibles.

Cependant, l'investisseur d'un projet de PIE dispose aussi d'autres avantages de coût. Le premier est un avantage concernant l'efficacité des coûts d'investissement et d'exploitation - dans la plupart des cas: une société d'état en charge du service public d'électricité n'est pas nécessairement moins efficace qu'un PIE. Statkraft de Norvège, Vattenfall de Suède et la majeure société ENDE de Bolivie sont des exemples de sociétés d'état très performantes. Mais, les sociétés d'état très performantes sont gérées sur la base d'objectifs purement commerciaux, sans intervention politique dans les décisions d'investissement et d'exploitation. C'est rarement le cas dans les pays en voie de développement où l'on constate une source additionnelle d'inefficacité politique dans la tendance des gouvernements de maintenir les sociétés d'état dans un état de sous-financement en refusant des augmentations de tarifs justifiées. Le deuxième avantage est une meilleure solvabilité des PIEs ce qui leur permet d'obtenir des prêts auprès des banques internationales à des taux d'intérêts plus intéressants que des entreprises d'état. Les entreprises d'état peuvent avoir accès à des prêts concessionnels des bailleurs de fonds ou des banques internationales de développement. Mais les procédures pour obtenir ces prêts peuvent être longues, et le fait que les prêts soient liés à des achats d'équipements du pays donateur conduisent souvent à des coûts d'investissement plus élevés réduisant à néant les effets du taux d'intérêt concessionnel.³

Cependant, on verra des cas, comme en Egypte, où les PIEs installent de nouvelles capacités de production à un coût inférieur à celui que la société nationale pourrait réaliser et des cas, tels que celui de la Tanzanie, où le coût du PIE est au-dessus du coût de production que la société étatique aurait obtenue si elle avait réalisé l'investissement elle-même. Un certain nombre de facteurs affectent les résultats.

³ KHP : cela dépend. 1) Les banques de développement ont une politique d'appels d'offres internationaux, 2) le scrutin exercé par les bailleurs de fonds devraient assurer une relation prix/qualité intéressante même si cela n'est pas toujours le cas.

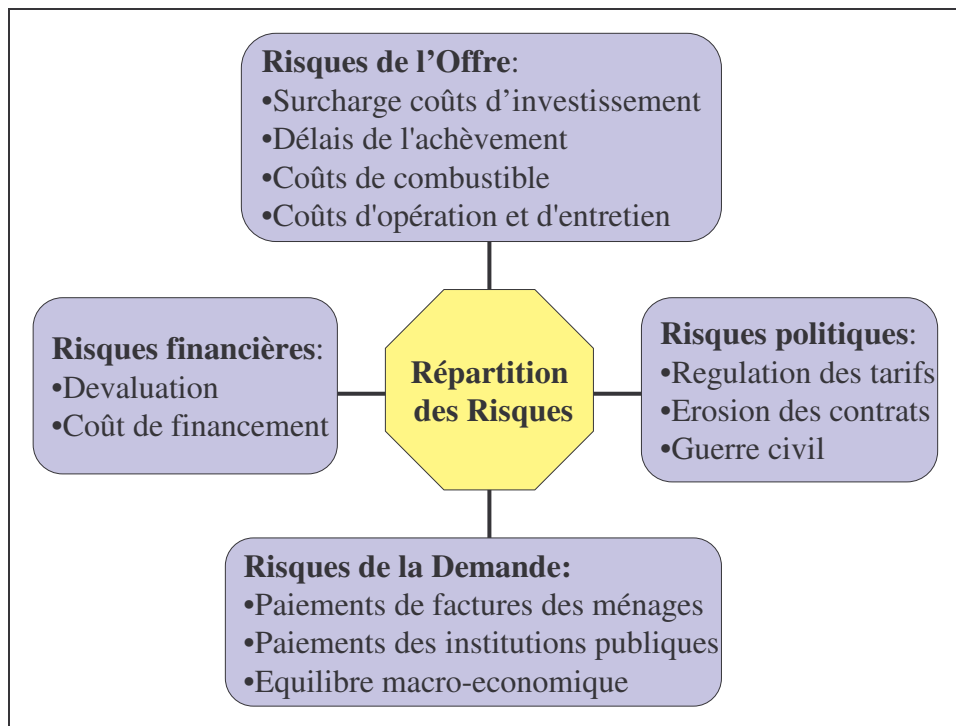


Plus le marché est attrayant, plus le degré de concurrence des offres est important pour les PIEs ou projets de distribution d'électricité, et plus bas sera le tarif des contrats d'achat d'énergie. La taille des flèches dans le diagramme ci-dessus illustre l'importance relative des différents facteurs qui définissent ensemble l'attrait du marché. La taille du marché de l'électricité est un facteur déterminant pour l'attrait des investisseurs étrangers pour des projets de production d'électricité. Un pays comme l'Egypte pourra attirer beaucoup plus d'intérêt parmi les fournisseurs/promoteurs que le Burkina Faso. Un autre facteur est la qualité du climat des affaires dans le pays. La qualité de la forme de régulation est moins importante que la législation – la tradition d'un pays qui respecte ses contrats. Un pays et/ou un secteur de l'électricité qui est connu pour un degré élevé de corruption ne pourra normalement attirer que des investisseurs véreux à son marché. Disposer d'une précédente expérience avec des PIEs est un élément important pour négocier à la baisse les prix des contrats d'achat d'électricité. Le premier contrat d'achat d'électricité est habituellement plus cher que les contrats subséquents car une confiance mutuelle entre dans les règles du jeu et entraîne une réduction des coûts de transaction².

2.3 Les PIEs partagent-ils les risques d'une manière équitable?

Les risques encourus par des investisseurs dans le secteur de l'électricité sont résumés dans le diagramme ci-dessous sous quatre rubriques: Les risques liés à l'offre, les risques liés à la demande, les risques financiers et les risques politiques.

² L'Egypte est une exception car le premier contrat d'achat d'électricité avait un prix très bas.



Une des principales caractéristiques des contrats d'achat d'électricité est que l'acheteur, généralement la société nationale d'électricité, supporte tous les risques du marché, tandis que l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (MIGA en anglais) assure les risques politiques.⁴ Le coût doit être inclus dans le tarif des contrats d'achat d'électricité. Le prix de l'électricité dans les contrats d'achat d'électricité est indexé sur le carburant (si purement local) et d'autres causes d'augmentation de coûts au niveau local, y compris les salaires. Le risque de dévaluation est pris en compte en fixant le tarif en dollars US ou en indexant dans la formule de calcul du tarif les coûts des fournitures importées - particulièrement celles concernant les équipements de production d'électricité ou tout autre équipement non disponible localement ou le cas échéant, les hydrocarbures - au taux de change. Le gouvernement fournit une garantie souveraine (garantie d'état) à l'investisseur destinée à assurer les paiements en cas de défaillance de la société d'électricité. A travers cette démarche, les risques de marché et de dévaluation sont assumés par l'état. Le PIE ainsi, n'attribue pas de risques à la partie la plus apte à le gérer. ???

Cependant, les PIEs et les sociétés de distribution pris en charge par les investisseurs étrangers ont connu des difficultés concernant le respect des termes dans les contrats d'achat d'électricité (PPAs). Les dévaluations importantes - en Indonésie, au Brésil et en Argentine - réduisent la capacité des sociétés de distribution à payer les prix conformes aux contrats d'achat d'électricité qui sont le plus souvent indexés sur le dollar US et imposent la renégociation des termes. L'acceptation de tarifs excessivement généreux comporte des risques de rejet lorsqu'un nouveau gouvernement arrive à la tête de l'état - les charges de corruption ont empêché la conclusion de PPAs au Pakistan, en Inde et en Croatie.

⁴ Ce risque est contre-garanti par l'état si la société est publique.

2.4 Les PIEs améliorent-ils la situation financière des sociétés gestionnaire du service public

Dans un premier temps, prenons le meilleur scénario, c'est à dire une société étatique bien gérée et bénéficiant de tarifs qui assurent la couverture de tous les coûts. Pour certaines raisons, la société ne dispose pas de suffisamment de ressources pour financer son futur projet de production. Faire venir un PIE permettrait d'éliminer les interruptions de fourniture, ce qui veut dire que les livraisons du PIE permettent de vendre plus d'électricité aux consommateurs finaux à un tarif qui couvre les coûts. Ceci augmente les bénéfices de la société.

Si nous prenons maintenant le scénario d'une société mal gérée, dont les prix de vente ne couvrent pas les coûts de fourniture de l'électricité aux consommateurs. Une fois encore, les livraisons du PIE permettent de vendre plus d'électricité aux consommateurs. La société nationale étatique a l'obligation, selon les termes du contrat d'achat d'électricité, de payer un prix qui couvre le coût de production du PIE, mais la société réalise une perte sur chaque kWh supplémentaire vendue aux consommateurs, puisque les tarifs du consommateur ne couvrent pas entièrement les coûts de fourniture de l'électricité. Le PIE augmente ainsi les pertes financières de la société étatique. Tanesco est un exemple d'un tel cas

2.5 Les PIEs contribuent-ils à réduire l'endettement des gouvernements

Les partisans de l'investissement privé étranger dans les infrastructures soutiennent que l'utilisation des ressources du privé contribue à réduire la dette extérieure des gouvernements nationaux et libère des fonds publics (alternativement: évite des augmentations de la dette nationale) qui peuvent être utilisés pour financer les dépenses publiques plus importantes dans d'autres secteurs prioritaires.

Les deux avantages n'existent souvent quand l'instrument PIE est utilisé.

Premièrement pour des pays comme le Burkina Faso, pour lequel ce document est produit, les investissements de PIE seraient conditionnés par des garanties du gouvernement pour confirmer que l'acheteur unique respectera les engagements contenus dans le contrat d'achat d'électricité qu'il assure la convertibilité de la monnaie, le transfert des fonds hors du pays et d'autres risques. Cette situation crée des obligations non financières (passif conditionnel) pour le gouvernement. Les résultats de cet exercice peuvent s'apparenter à la prise en charge d'une dette extérieure plus importante. Comme dans le cas de la dette, une chute de la valeur de la devise rend difficile le respect des engagements financiers exprimés en devises étrangères. Lorsqu'une organisation ne peut pas rembourser sa dette, il existe des mécanismes pour traiter celle-ci: la dette peut être ré-échelonnée. Avec les PIEs, il n'existe pas un tel mécanisme.

Dans un deuxième temps, les PIEs ne réduisent pas les charges financières qu'un secteur de l'électricité sous-capitalisé impose au budget de l'état³. Lorsque la société nationale d'électricité se trouve dans une situation déficitaire, l'introduction d'un PIE conduit d'avantage la société dans des difficultés financières.

³ Une société nationale d'électricité qui est structurée sous forme de société d'action et gérée sur des bases purement commerciales peut financer ses investissements comme n'importe quelle autre société par une combinaison de ressources propres (auto-financement) et de prêts. Lorsque le tarif moyen de vente de la société d'électricité ne couvre pas le coût moyen des charges de fourniture de l'électricité aux consommateurs, les investissements sont peu rentables et entraînent des charges financières sur le budget de l'état lorsqu'un emprunt est organisé

Troisièmement, l'argument martelé par la Banque Mondiale, selon lequel il faut laisser au secteur privé de financer les investissements d'infrastructures et permettre aux gouvernements d'utiliser les fonds publics rares pour d'autres priorités, est irresponsable lorsque cet argument est utilisé pour les investissements PIEs. Considérons le cas réel où la Banque Mondiale refuse de mettre en place des projets de production d'électricité par la société d'électricité et donne des prêts en lieu et place pour des programmes dans les secteurs sociaux (santé et éducation) en tant qu'éléments principaux contribuant à la réduction de la pauvreté. Dans ce cas de figure, une dette consolidée - la société d'électricité par ses ventes est à mesure de trouver des ressources financières pour rembourser le prêt - est remplacée par une dette dont le remboursement est incertain. Les programmes d'éducation et de santé ne produisent pas directement de ressources, et le remboursement de ces prêts dépend donc des réductions futures dans les dépenses publiques.

La Banque Mondiale défend sa politique en réclamant que des investissements accrus dans la santé et l'éducation augmente le taux de croissance économique du pays. Ces mesures engendrent des recettes d'impôts plus importants et en fin de compte permettent au Ministère des Finances de rembourser les prêts. En premier lieu, supposer une croissance économique est optimiste en raison de la stagnation du revenu par habitant que beaucoup de pays, clients de la Banque Mondiale, ont connu pendant les deux dernières décennies. Dans un deuxième temps, l'utilisation de prêts pour financer des projets sociaux réduit le taux de croissance économique: de plus en plus d'économistes de développement sont convaincus que l'absence de réformes profondes permettant de créer une assiette imposable conséquente à même de financer les dépenses publiques contribue à l'augmentation de l'irresponsabilité des responsables, toute chose qui fait croître la corruption dans les institutions publiques. Emprunter des fonds pour réaliser des dépenses sociales permet aux gouvernements de remettre des réformes fiscales, qui sont un mal nécessaire, à plus tard.

2.6 L'introduction des PIEs accélère t-elle la privatisation et la restructuration globale du secteur de l'électricité?

La réponse à cette question est non! L'argument de « cheval de Troie » qui dit que l'introduction des PIEs est un premier pas vers une privatisation totale du secteur de l'électricité suppose qu'il est nécessaire dans une première étape de casser la glace qui s'oppose à la privatisation. Commencer avec un projet de PIE permet de suivre le chemin de la moindre résistance politique et de là aller vers l'objectif d'une restructuration globale du secteur de l'électricité. L'utilisation des PIEs permet de faire accepter l'idée de la privatisation par les politiciens; ceci prépare le terrain pour des réformes plus radicales par la suite du secteur de l'électricité.

L'argument est valide. L'introduction de PIEs durant les années 90 a pu aider à l'adoption de décisions sur la réforme du secteur de l'électricité en 2001 aux Philippines.

Cependant, la mise en place de PIEs peut également remettre en cause le démarrage plus tard d'une réforme profonde du secteur. En résolvant immédiatement les manques de puissance, les PIEs peuvent contribuer artificiellement à prolonger l'existence de sociétés de service public inefficaces. La crise aurait pu être utilisée pour faire disparaître l'opposition politique à la privatisation d'une société d'état mal gérée et ainsi pouvoir mettre en place des tarifs de vente couvrant les coûts.

Les PIEs dans tous les cas, à cause de leur manque de flexibilité compliquent le fonctionnement du marché d'électricité quand celui-ci est libéralisé. Les coûts perdus des PIEs aux Philippines sont prélevés à tous les consommateurs à travers une « redevance de réforme » sur la consommation électrique qui atteint en 2002 plusieurs milliards de dollars US.

Ainsi, l'idée d'introduire des PIEs dans un cadre monopolistique comporte des incertitudes. Il est plus productif d'aller directement à la privatisation dès le début.

2.7 Les propositions de projet non sollicitées devraient-elles être acceptées ?

On peut trouver des exceptions à n'importe quelle règle; des exemples internationaux existent où des PIEs négociés directement ont résulté à des tarifs très concurrentiels.

Toutefois, en raison du risque de corruption, les appels d'offres internationaux devraient être toujours utilisés.

La formule pour mesurer le niveau de corruption dans la négociation d'un marché public - privé est très simple:

Corruption = monopole + discrétion - (transparence + responsabilité)

Pour un marché gré à gré il n'y a aucune concurrence (monopole), les négociations sont entreprises dans le secret et sans règles et critères clairement définis pour l'évaluation des offres proposées dans les documents de soumission (discrétion, pas de transparence ou de responsabilité).

3. Centrale Thermique de 100 MW en Tanzanie

3.1 Structure du secteur et régulation

La société étatique d'électricité de Tanzanie, Tanesco, est une société d'électricité verticalement intégrée disposant du monopole de transport et de distribution. Tanesco est actuellement l'acheteur unique en gros de toute l'électricité produite, responsable de la planification du secteur de l'électricité et de la surveillance des nouveaux projets de construction de centrales et de moyens de transport et de distribution ainsi que de la vente de l'électricité dans tout le pays.

Le gouvernement par l'intermédiaire du Ministère de l'Energie et des Mines a en charge la planification du secteur de l'énergie, la formulation des politiques et la régulation. Le gouvernement nomme la direction et les cadres supérieurs de la société. La société d'électricité fonctionne sous le contrôle strict du gouvernement.

La capacité de production installée dans le pays s'élève à 732 MW dont une puissance hydroélectrique de 555 MW.

L'investissement direct étranger en Tanzanie était pratiquement inexistant entre la fin des années 70 et la fin des années 90. La plupart des infrastructures sociales ont été réalisées avec des prêts et subventions d'agences d'aide au développement.

3.2 Réforme en imaginant en même temps l'introduction de PIEs

L'idée initiale du gouvernement concernant la politique de réforme était de vendre TANESCO en tant qu'entreprise verticalement et horizontalement intégrée en cédant des actions, tout en libéralisant le marché de production en vue d'autoriser l'entrée de PIEs.

Deux projets de PIE ont été approuvés : la centrale de production thermique diesel de IPTL de 100 MW et celle de Songas qui a transformé une centrale thermique (diesel) en une centrale de turbine à gaz à cycle simple.

3.3 Situation conduisant aux PIEs

3.3.1 Gel de l'aide par bailleurs suite à des scandales de corruption

En 1994 Ali Hassan Mwinyi, deuxième leader de Tanzanie après l'indépendance est arrivé à la présidence. La gestion de Mwinyi de la fiscalité a été désastreuse. Les bailleurs ont gelé leur aide réagissant à l'existence d'un trou de 200 millions de dollars US dans les recettes d'importation dû aux activités d'importateurs privés et de sociétés anonymes contrôlées par l'état en complicité avec les banques d'état et des cadres gouvernementaux. Par la suite, la pression exercée par les bailleurs a obligé Mwinyi à limoger le Ministre des Finances, qui était au centre de l'arnaque et d'une combine relative aux exonérations d'impôt.

3.3.2 Manque de puissance provoqué par le projet

Une longue sécheresse a entraîné une baisse des niveaux d'eau dans les barrages principaux de la Tanzanie en 1994, montrant la vulnérabilité du pays causée par sa dépendance élevée des centrales hydroélectriques comme source d'électricité. Le rationnement de l'électricité commence, entraînant un effondrement de la production industrielle. L'investissement dans de petits groupes électrogènes est entrepris par des industries, entreprises commerciales et ménages riches. Le gouvernement décide alors de la nécessité d'installer des centrales thermiques d'urgence.

En 1997, une autre crise de puissance éclate. La faiblesse des pluies a de nouveau fait baisser les niveaux d'eau dans les barrages hydroélectriques et les délestages commencent de nouveau. La crise électrique dure des mois avec des coupures d'électricité pour les consommateurs privés de plus de cinq jours par semaine. Nonobstant, la crise était en grande mesure due aux actions du gouvernement. Tandis que les barrages s'asséchaient, les quatre turbines thermiques installées en 1994-95 n'ont pas fonctionné la plupart de temps. Elles ont été arrêtées de mars en septembre 1996, par manque de liquidité pour payer les taxes sur le carburant importé, le kérosène, ne fournissant qu'environ 30% de leur puissance d'octobre 1996 en septembre 1997.

Tandis que le trésor refusait d'exonérer les taxes sur le carburant, Tanesco est insolvable. Les clients doivent 55 millions de dollars US. Les plus coupables sont des services gouvernementaux, des entreprises para-étatiques et l'île semi-autonome de Zanzibar. L'absence d'entretien des centrales existantes a également contribué à réduire la capacité de production effective d'électricité du pays. Tanesco n'a pas pu répondre à une offre faite par la Finlande pour réhabiliter les anciens groupes diesel.

La crise de puissance a été de courte durée. Vers la fin de 1997, les retenues d'eau des barrages hydroélectriques sont pleines de nouveau. En 2002, la mise en service de la centrale hydroélectrique de Kihansi financée par les bailleurs de fonds a fourni au pays la capacité de production correspondant à l'évolution de la demande pour quelques années.

3.4 Offres pour investir dans la production thermique

3.4.1 *La centrale diesel de 104 MW avec un contrat d'achat d'électricité de 0.14 dollars US par kWh*

Un certain nombre d'hommes d'affaires locaux font des propositions pour résoudre la crise. Un homme d'affaires irlandais propose une turbine de 109 MW construite par General Electric. Son offre est basée sur un tarif risible de 0,14 dollars US par kilowattheure, soit plus de deux fois le prix normal en Tanzanie et trois ou quatre fois plus cher que l'électricité produite par des centrales diesel modernes.

Néanmoins, cette offre progresse bien avec l'appui de quelques politiciens très importants et une évaluation positive de l'offre faite par un groupement de banquiers résidant à New York.

À la onzième heure, le représentant résident de la Banque Mondiale, dans un moment de désespoir, écrit une lettre confidentielle au Secrétaire Général du Ministère de l'Eau, de l'Energie et des Mines pour déconseiller l'offre de l'homme d'affaire. La lettre stipule que si l'affaire Nolan était conclue, la réaction de la Banque Mondiale serait désagréable. C'est à dire : la Banque Mondiale se retirerait du secteur de l'énergie et d'autres donateurs la suivraient probablement.

Cette lettre parvient éventuellement au Directeur des Affaires Africaines au Comité des Relations étrangères du Sénat des Etats Unis. Celui-ci adresse rapidement une lettre à l'ambassadeur des Etats Unis d'Amérique en Tanzanie, accusant le représentant de la Banque Mondiale de diffamation « d'un homme d'affaires (sic) américain et d'émettre des doutes sur l'intégrité du Banker's Trust. »

Bien que la Banque Mondiale ait soutenu le résident représentant, ce dernier a été limogé plus tard pour son intervention réussie de bloquer la proposition de l'homme d'affaires.

3.4.2 *Financement de centrales de production thermique entre 1994 et 1995*

Enfin, la Banque Mondiale a financé deux turbines, la centrale d'Ubongo située près de Dar es Salaam, ajoutant 75 MW à la capacité de production de Tanesco.

SIDA (l'agence suédoise) finance deux turbines additionnelles à la centrale d'Ubongo.

3.4.3 *Le projet de PIE de Songas*

La Banque Mondiale, de même que d'autres bailleurs ont, pendant des années, appuyé le gouvernement en essayant de développer le projet Songas, un joint-venture soutenu par des canadiens. Le projet est composé d'un investissement dans l'extraction du gaz du gisement de gaz de Songas situé en mer, un pipeline pour transporter le gaz jusqu'à Dar es Salaam où il sera utilisé à la centrale d'Ubongo comme combustible en lieu et place du kérosène importé ; également le gaz devrait bénéficier les industries. La Banque Mondiale était disposée à accorder un prêt de 200 millions de dollars US à la Tanzanie pour la réalisation de Songas dont le coût est évalué à 350 millions de dollars.

Le gouvernement a finalement donné son accord pour la réalisation du projet Songas et du projet d'IPTL le même jour en 1997.

3.4.4 Les 100 MW de Independent Power Tanzania Ltd (IPTL)

En 1994, un mois avant le début des négociations avec l'homme d'affaires, une entreprise de Malaisie de commerce et de marketing, Mechmar, et le Ministère de l'Énergie et des Mines signent un protocole d'accord (MOU) : « dans l'esprit de résoudre le problème de délestages dans les meilleurs délais à travers le concept de Producteur Indépendant d'Électricité (PIE) en encourageant la participation du secteur privé et la promotion de la coopération Sud-Sud. » IPTL est le premier grand projet de production d'électricité de Mechmar.

Un joint-venture, dénommé Independent Power Tanzania Ltd (IPTL), a été mis en place en 1994 entre Mechmar Corporation de la Malaisie (70%) et du VIPEM de la Tanzanie (30%). VIPEM est une entreprise de Dar es Salaam spécialisée dans le courtage entre les entreprises étrangères et le Gouvernement de Tanzanie, parfois financé par l'aide étrangère. L'entreprise est fortement impliquée dans l'Autorité portuaire de Tanzanie, l'une des entreprises publiques les plus riches et les plus corrompues du pays.

Le gouvernement a approuvé la signature d'un contrat d'achat d'électricité entre IPTL et Tanesco en 1995 en vue de la construction d'une centrale utilisant des turbines diesel lentes. Sans consulter véritablement Tanesco, IPTL a remplacé les turbines lentes par des turbines semi-rapides à des coûts d'investissement plus importants. Tanesco a dû dénoncer le non-respect du contrat en 1998 en s'adressant au Centre International pour le Règlement des Conflits d'Investissement. Une décision de règlement fut prise en mai 2001 demandant à Tanesco de renégocier avec IPTL le contrat d'achat de l'électricité sur la base d'estimations des investissements réduites.

Le projet d'IPTL, lancé au début comme une solution à court terme à la crise énergétique de 1994, a finalement commencé à produire ses premières quantités d'électricité pour Tanesco en janvier 2002 à des coûts énormément gonflés.

Le déroulement du projet est résumé dans le chapitre qui suit.

3.5 Chronologie des principaux évènements

Date	Evènement
1994	La sécheresse conduit à un manqué de puissance suite à l'assèchement des barrages hydroélectriques. La société d'état Tanesco en charge du service public de l'électricité recherche une solution d'urgence consistant éventuellement à la mise en place de deux (2) turbines financées par l'aide étrangère
1994	Un joint venture est mis en place entre Mechmar Corporation de Malaisie (70%) et VIPEM de Tanzanie (30%) connu sous le nom de Independent Power Tanzania Ltd (IPTL)
Août 1994	IPTL signe un mémorandum pour fournir l'électricité sur la base d'un projet de production indépendant comme une solution rapide. Une solution pour le long terme est proposée en novembre
Nov 1994 - juillet 1995	IPTL commence les négociations avec Tanesco par l'intermédiaire de KTA Tenaga Sdn Bhd (société d'ingénierie de Malaisie), Fieldstone Private Capital Group (société financière américaine), Long et Co. et Clyde et Co. (cabinets juridiques anglais)
Mai – juillet 1995	IPTL et Tanesco signent un contrat d'achat d'énergie (PPA) sur 20 ans en vue de construire et exploiter une centrale thermique de 100 MW équipée de groupes diesel lents à Tegeta proche de Dar es Salaam pour un coût total de 163,5 millions de dollars Etats Unis et comprenant également l'ingénierie et le contrat de construction (EPC) pour 126,39 millions de dollars Etats Unis, avec un tarif de référence de 4,2 millions de

	dollars Etats Unis par mois plus 3,25 cent de dollars Etats Unis par kWh réellement produit. Le tarif définitif dépendra des coûts réels du projet
Fév 1995 - Janv 1996	Sans informer Tanesco, IPTL engage des négociations avec Wartsila pour construire une centrale peu coûteuse équipée de groupes diesels semi-rapides. Le contrat (EPC) augmente de 33 % - allant de 85,7 millions de dollars Etats Unis à 114,2 millions de dollars Etats Unis - réduisant considérablement l'envergure même du projet
Fév 1997	Le contrat (EPC) est signé
Mai 1997	Mechnar / IPTL obtiennent un prêt de 105 millions de dollars Etats Unis avec Sime Bank et Bank Bumiputra
Sept 1997	Tanesco demande toute la documentation nécessaire sur les coûts réels encourus dans le but de négocier le tarif définitif du contrat d'achat d'énergie. IPTL fournit la documentation concernant l'ingénierie et le contrat de construction (EPC) à la fin février 1998
Avril 1998	Tanesco notifie à IPTL son manquement aux termes du contrat en procédant de façon unilatérale au remplacement des groupes lents par des semi-rapides
Avril- octobre 1998	Tanesco essaie sans succès de négocier un tarif plus bas qui puisse refléter les coûts réels vérifiables encourus de façon prudente par IPTL par la construction d'une centrale équipée de groupes semi-rapides contrairement aux groupes lents demandés dans le contrat
Novembre 1998	Tanesco demande un arbitrage auprès du centre international de règlement des litiges en matière d'investissements (ICSID) après que IPTL n'a pas réussi à justifier la structure des coûts et des paiements effectués en plus d'un paiement de 6,4 millions de dollars Etats Unis à Omni Technical Management Establishment et Prime Consolidated Establishment
Novembre 1999	IPTL amène Tanesco en justice, réclamant entre-temps un paiement de 3,6 millions de dollars Etats Unis par mois. IPTL a eu gain de cause en mars 1999 mais l'exécution de la décision judiciaire est en attente des résultats de l'appel de Tanesco.
Mai 2000	Deux officiels tanzaniens signent une déclaration sous serment affirmant que des pots-de-vin leur ont été proposés par le directeur de IPTL. Un troisième a admis d'avoir accepté le pot-de-vin.
Février 2001	Le centre international de règlement des litiges en matière d'investissements (ICSID) a trouvé que IPTL était plus cher de 23,5 millions de dollars Etats Unis mais que le contrat est toujours en vigueur jusqu'au moment où Tanesco aura connaissance du remplacement des groupes lents par des groupes semi-rapides.
Juillet 2001	Le Ministère de l'Energie et des Mines annonce que IPTL commencera à produire 100 MW d'électricité en octobre 2001 et que SONGAS, le projet de gaz naturel, commencera en septembre
15 janvier 2002	IPTL commence à fournir l'énergie au réseau national à 13 cents Etats Unis par kWh
01 mars 2002	VIPEM adresse une pétition à la Haute Cour de justice de Tanzanie pour la liquidation de IPTL