

Comprendre les contrats d'achat d'électricité

Fondé par



Développé par



Partenaires Institutionnels



THE WORLD BANK



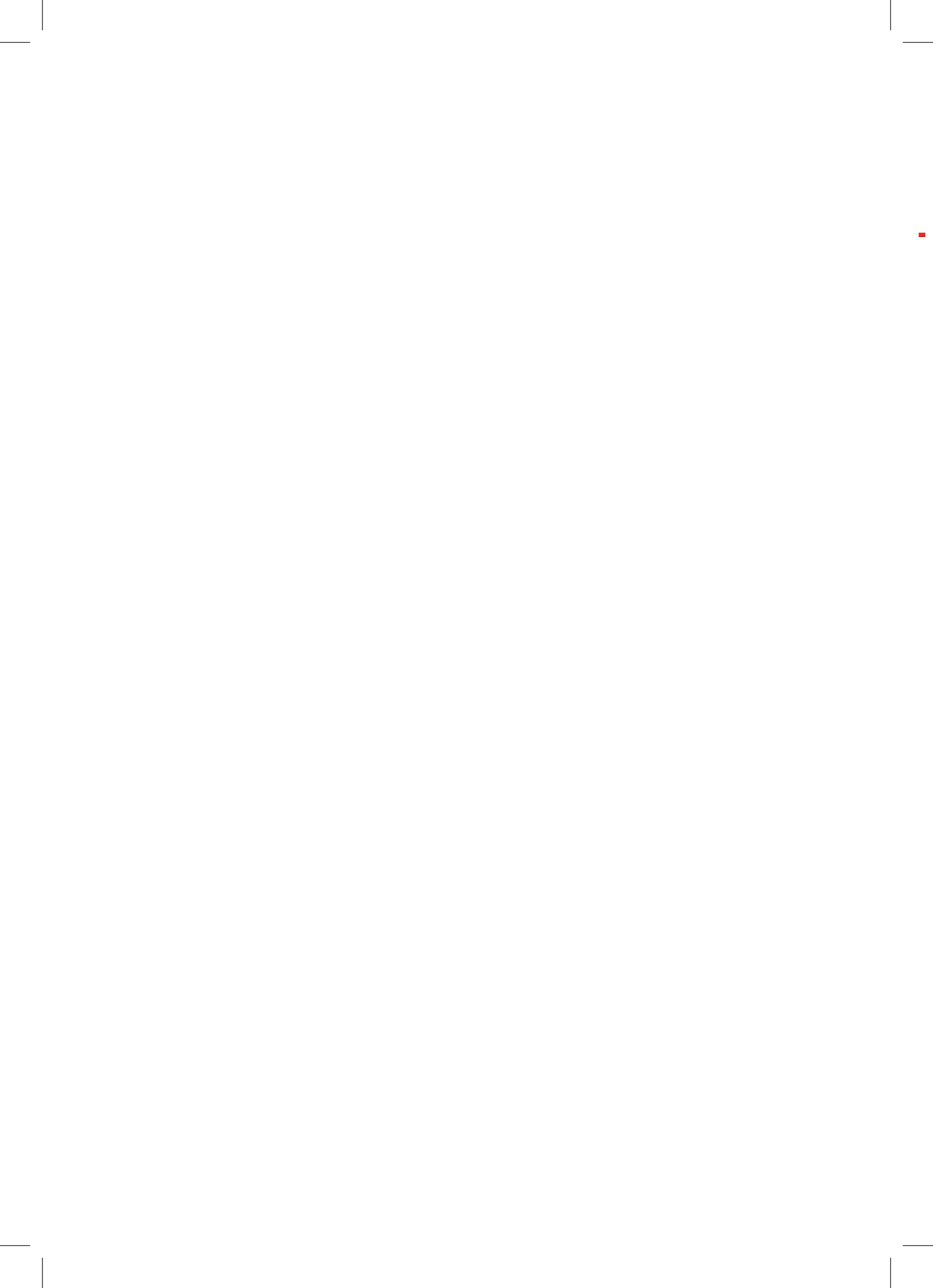
Comprendre les contrats d'achat d'électricité – Version 1.3

Publié sous le Creative Commons
Attribution-Noncommercial-Share Alike
4.0 International License (CC BY NO SA)

PDF et EPUB Editions ici: [http://
go.usa.gov/FBzH](http://go.usa.gov/FBzH)

S'il vous plaît contacter Mohamed Badissy (CLDP) à
mbadissy@doc.gov avec toutes les questions concernant cette
publication

Comprendre les contrats d'achat d'électricité



S O M M A I R E

Avant-propos	1
Introduction	5

LE CAE EN CONTEXTE

Les marchés de la production d'électricité	8
Le contrat d'achat d'électricité (CAE)	19
Financement des projets électriques	32
Exigences environnementales & sociales	41
Résumé des points clés	44

DISPOSITIONS FINANCIÈRES

Introduction	48
Structures tarifaires	49
L'achat d'électricité	63
Facturation et paiements	70
Soutien au crédit pour les obligations des Acheteurs	73
Soutien au crédit des obligations de la société de projet	80
Exonérations fiscales	85
Résumé des points clés	86

RÉPARTITION ET ATTÉNUATION DES RISQUES

Introduction	89
Risques des phases de développement et de construction	91
Risques de la phase d'exploitation	101

Autres risques	115
Force majeure	126
Assurances	130
Résumé des points clés	132

AUTRES CLAUSES DES CAE

Introduction	135
Résolution des litiges	136
Participation locale	142
Confidentialité	143
Clauses standard	144
Résumé des points clés	147

DÉFAILLANCE ET RÉSILIATION

Introduction	149
Défaut de l'Acheteur	150
Défaut du Vendeur	152
Obligations post-résiliation	154
Événements ne constituant pas des cas de défaut	161
Droits des prêteurs	163
Résumé des points clés	169

ANNEXES

Glossaire	172
Acronymes	184
Autres ressources	188

Avant-propos

L'électricité est la source de toutes les possibilités dans le monde moderne. Elle éclaire nos vies. Elle alimente le progrès. Des télécommunications au transport, l'électricité est essentielle à pratiquement chaque aspect de notre univers toujours plus dynamique et interconnecté. Ainsi l'investissement dans les infrastructures électriques doit faire partie de toute stratégie de développement économique. Cela vaut autant pour les vastes initiatives de croissance économique dans les pays émergents que pour les initiatives ciblées de croissance rurale dans les pays développés.

Cependant, de par leur caractère transformateur, les projets électriques ne sont pas exempts de risques. Étant donné qu'ils sont cruciaux sur les marchés où la pénurie d'électricité se fait sentir, ces projets représentent souvent un niveau d'investissement et de complexité financière sans précédent sur ces marchés. Ainsi est-il devenu courant d'adopter un accord durable cimentant la prévisibilité et la durabilité nécessaires à toute entreprise commerciale. Cet accord s'appelle le contrat d'achat d'électricité (*power purchase agreement* – **CAE** ou **PPA**) et a contribué à la croissance et au développement de projets de production d'électricité indépendants partout dans le monde.

Ce manuel vise à donner un aperçu des CAE ainsi que des obligations, des risques et des mesures d'atténuation qu'ils présentent. Notre groupe d'auteurs, qui tous ont donné de leur temps à titre bénévole, comprend des contributeurs d'administrations publiques, de banques de développement, de banques privées et de cabinets d'avocats internationaux de premier plan. Nous espérons que, en apportant des points de vue concernant tous les angles du processus de négociation des CAE, nous donnerons au lecteur une compréhension nuancée des défis inhérents aux CAE et un aperçu des moyens pratiques de surmonter ces défis lors de la négociation de ces contrats complexes. Avant toute chose, nous voulons dire au lecteur que la clé de la réussite d'un CAE réside dans l'abandon de l'idée d'un processus antagoniste et, à la place, dans l'adoption d'une stratégie de coopération et de coordination. Ce n'est que par cette approche mesurée que les risques peu-

vent être atténués et que les avantages peuvent être récoltés par toutes les parties concernées.

Ce manuel a été produit à l'aide de la méthode BookSprint (<http://www.booksprints.net/>), qui permet la rédaction, la correction et la publication d'un produit fini en à peine cinq jours. Notre parcours a commencé par des échanges animés et a vite évolué vers une frénésie d'écriture avec des interruptions occasionnelles pour l'introduction d'idées lumineuses et d'analyses pertinentes. Certains thèmes étaient étonnamment consensuels tandis que d'autres ont suscité des débats inattendus. Le résultat est un produit qui reflète ce travail d'équipe plutôt que les opinions personnelles des auteurs ou des institutions qu'ils représentent.

Nous tenons à remercier nos modérateurs de BookSprint, à savoir Faith Bosworth et Laia Ros Gasch, pour leurs conseils patients et avisés et leur rigueur sans faille. Nous adressons également nos remerciements à l'équipe externe de BookSprint, notamment Henrik van Leeuwen (illustrateur), Raewyn Whyte (correctrice) et Juan Carlos Gutiérrez Barquero et Julien Taquet (support technique). Nous sommes particulièrement reconnaissants envers les organisateurs stratégiques qui ont aidé à concevoir ce programme : René Post (BookSprints), Toyin Ojo (Facilité africaine de soutien juridique) et Mohammed Loraoui (Programme de développement de droit commercial). Nous remercions également, pour leur financement et leur soutien, l'Agence américaine pour le développement international et la Facilité africaine de soutien juridique.

Ce manuel se veut le reflet du dynamisme du processus BookSprint et a vocation à servir non seulement de référence mais aussi de tremplin à d'autres discussions et études. Il est publié sous la licence Creative commons attribution-noncommercial-sharealike 4.0 international license (CC BY NC SA) qui permet à quiconque de copier, citer, reformuler, traduire et réutiliser le texte à des fins non commerciales sans demander l'autorisation des auteurs, tant que le travail qui en résulte est également publié sous licence Creative Commons. Le manuel sera dans un premier temps diffusé sous forme électronique et sera ultérieurement disponible en format papier et en tant que ressource interactive en ligne. La plupart des auteurs con-

tributeurs se sont également engagés à travailler au sein de leurs institutions respectives à adapter ce manuel pour nous servir de base pour les formations et les initiatives d'assistance technique.

Amener l'électricité aux populations mal desservies est l'un des rares exemples d'ambition universelle dans un monde rempli de priorités de développement concurrentes. Les pouvoirs publics, les sociétés privées, les banques privées et les institutions de développement œuvrent tous sans relâche à l'objectif de l'électrification. Si ce manuel peut d'une manière ou d'une autre nous rapprocher de ce but commun d'un meilleur accès à l'énergie, nous pourrons alors le considérer comme une totale réussite.

Sincères salutations,

Les auteurs contributeurs

AVANT-PROPOS

Mohamed Badissy Avocat-conseil(International) <i>Département du commerce américain</i> États-Unis	Mahib Cisse Directeur des investissements <i>Banque africaine de développement</i> Côte d'Ivoire
Patrick M. Dougherty Conseiller juridique en chef <i>Banque mondiale</i> États-Unis	Alex Evans Conseiller principal adjoint <i>OPIC (Office fédéral de promotion des investissements privés à l'étranger)</i> États-Unis
Nnaemeka Ewelukwa Chef du contentieux et secrétaire général <i>Nigerian Bulk Electricity Trading PLC</i> Nigeria	Jay Govender Directeur-Projets et infrastructure <i>Cliffe Dekker Hofmeyr Inc.</i> Afrique du Sud
Ryan T. Ketchum Associé <i>Hunton & WilliamsLLP</i> Royaume-Uni	Allen B. Leuta (anc.)Responsable juridique : Afrique <i>Standard Bank</i> Afrique du Sud
Anastas P. Mbawala Directeur de l'électricité <i>EWURA (Autorité de régulation des services publics de l'eau et de l'énergie)</i> Tanzanie	Eluma Obibuaku Vice-président –Électricité <i>AFC (Société financière africaine)</i> Nigeria
Michael Tam Associé <i>Berwin Leighton Paisner LLP</i> Hong Kong	Tim Scales Associé <i>Allen & Overy LLP</i> Royaume-Uni/France
Amir Shaikh Conseiller juridique en chef <i>Facilité africaine de soutien juridique</i> Côte d'Ivoire	Toyin Ojo Conseiller juridique senior <i>Facilité africaine de soutien juridique</i> Côte d'Ivoire

Introduction

L'électricité est cruciale au développement économique et à l'amélioration du bien-être social. Les entreprises, les industries, les habitations, les écoles, les hôpitaux et d'autres infrastructures essentielles ont besoin d'électricité pour fonctionner efficacement. Sur de nombreux marchés émergents, il existe un fossé entre la demande et l'offre d'électricité. Une augmentation considérable de la capacité de production d'électricité est nécessaire pour combler ce fossé. Cela nécessitera des milliards de dollars d'investissement. Les gouvernements nationaux reconnaissent de plus en plus que les partenariats avec les investisseurs du secteur privé sont primordiaux pour répondre à ce besoin capital.

Le contrat d'achat d'électricité, ou CAE, est le contrat central de tout projet de production d'électricité indépendant, en particulier sur les marchés émergents. Le présent manuel explique le contexte du CAE et énonce les considérations clés en matière de rédaction et de négociation du CAE. Il représente la sagesse collective d'un large éventail de praticiens qui travaillent depuis des décennies dans le domaine du développement de projets électriques partout dans le monde.

Ce manuel est destiné à servir de guide aux gouvernements, aux services publics d'électricité, aux investisseurs et à d'autres acteurs intéressés pour comprendre :

- le marché électrique et le cadre contractuel d'un CAE opérant sur ce marché,
- les considérations dont il faut tenir compte pour la levée d'un financement d'un projet électrique,
- la structure tarifaire, les obligations d'achat et d'autres stipulations financières clés d'un CAE,
- le soutien au crédit et les questions de garantie tant pour le Vendeur que pour l'Acheteur en vertu du CAE,
- les risques associés à un projet de production d'électricité indépendant et la façon dont ces risques sont généralement répartis et atténués dans le cadre du CAE, et

INTRODUCTION

- d'autres stipulations clés du CAE, et plus particulièrement les stipulations relatives aux défauts et à la résiliation.

Au cœur de ce manuel réside la volonté de donner au lecteur un aperçu non seulement des questions qui lui importent le plus, mais aussi des points de vue et des motivations des autres parties prenantes. Souvent, le moyen le plus efficace de parvenir à un accord consiste à se mettre à la place de l'autre. Un tel éclairage peut faciliter grandement la conclusion d'un accord.

Le CAE en contexte

Les marchés de la production d'électricité

Le contrat d'achat d'électricité (CAE)

Financement des projets électriques

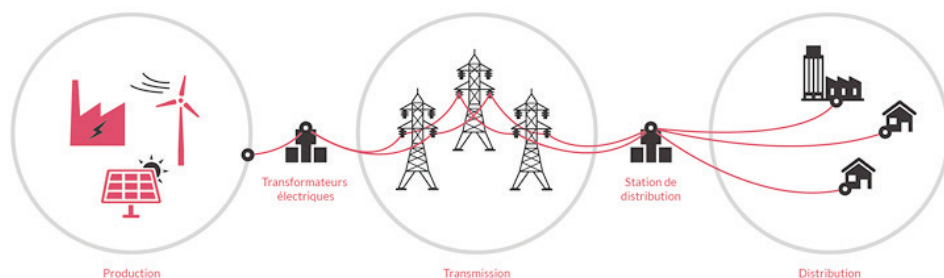
Exigences environnementales & sociales

Résumé des points clés

Les marchés de la production d'électricité

Ce chapitre donne un aperçu de la façon dont nos maisons et nos entreprises sont approvisionnées par l'électricité produite par des centrales électriques. Il présente les différents types d'installations de production d'électricité et explique comment l'électricité est achetée et vendue. Il décrit également les différents acteurs qui évoluent sur le marché de la production d'électricité ainsi que le cycle de vie d'une centrale.

Le diagramme ci-dessous montre les différents segments du marché de l'électricité. Ces segments sont : (1) la production d'électricité, (2) la transmission d'électricité et (3) la distribution d'électricité. La production d'électricité est le processus de génération d'énergie électrique à partir de diverses sources d'énergie primaire. La transmission est l'acheminement de cette énergie à haute tension sur de longues distances, des sites des producteurs jusqu'aux sociétés de distribution. Les sociétés de distribution transportent ensuite l'énergie vers les réseaux de distribution et, pour finir, livrent l'énergie aux habitations et aux entreprises.



Types de production d'électricité

L'électricité peut être générée par des ressources renouvelables (telles que l'éolien, le solaire, l'hydroélectricité, la biomasse et la géothermie) ou à partir de ressources non renouvelables (notamment le pétrole, le gaz naturel, le charbon et le nucléaire). Les centrales électriques qui produisent de l'électricité à partir de combustibles non renouvelables (autres que les centrales nucléaires) sont généralement appelées des centrales thermiques.

Sources renouvelables	Sources non renouvelables
• Éolien • Solaire • Hydro • Biomasse • Géothermie	• Thermiques (d'origine carbonique) ◦ Pétrole ◦ Gaz ◦ Charbon • Nucléaire

Aux fins du présent manuel, de nombreux points abordés s'appliqueront aux centrales qui produisent de l'électricité à partir de ressources renouvelables et non renouvelables. Dans la mesure du possible, le manuel indiquera les diverses considérations à prendre en compte par rapport au type de combustible. Bien que l'énergie nucléaire soit également une source électrique potentielle, elle n'a pas été couverte dans ce manuel en raison de sa complexité et du degré de spécialisation requis.

Il existe de nombreuses sources d'information détaillant les différences technologiques et les types de technologies utilisés dans la production d'électricité. Ces différences sont importantes. Chaque technologie aura des incidences différentes sur la structure du CAE et sur les prix payés.

Vous trouverez des informations sur certaines de ces technologies dans la liste de ressources supplémentaires à la fin de ce manuel.

Marchés de gros et de détail

Il y a une distinction entre le marché de l'achat d'électricité de gros et le marché de l'achat d'électricité au détail. L'électricité est achetée en gros par des clients (Acheteurs) auprès du producteur au point de production ou à proximité. Cette électricité est ensuite acheminée par des lignes de transmission et des systèmes de distribution aux consommateurs et à d'autres utilisateurs finaux. Il peut y avoir plusieurs changements de « propriété » de l'électricité avant qu'elle ne parvienne aux consommateurs.

Quelle quantité d'énergie une centrale électrique peut-elle produire ?

La capacité des centrales électriques est mesurée en fonction du nombre de mégawatts (**MW**) que les centrales électriques sont capables de produire. Un mégawatt est une unité de mesure égale à 1.000.000 watts. Un kilowatt (**kW**) équivaut à 1.000 watts.

Comment l'électricité est-elle achetée et vendue ?

Un kilowatt-heure (**kWh**) équivaut à un millier de watts de puissance utilisés en continu pendant une heure. De la même façon, un mégawattheure (**MWh**) équivaut à un million de watts de puissance utilisés en continu pendant une heure. La capacité est achetée et vendue en MW et est souvent rémunérée indépendamment de son utilisation réelle ou non. L'énergie est achetée et vendue en MWh ou en kWh et n'est rémunérée que lorsqu'elle est consommée.

Que signifie tout cela ?

Voici un bref exemple : Si une centrale électrique a une capacité installée de 10 mégawatts, elle est censée produire jusqu'à 10 mégawatts d'énergie à n'importe quel moment. Si une centrale de 10MW est exploitée à pleine capacité à une charge stable pendant une heure, elle produira 10.000 kWh d'électricité. Si le tarif est de USD 0,10 par kWh, la centrale peut produire

de l'électricité pour une valeur de USD 1.000 pour chaque heure de fonctionnement.

Comment l'électricité est-elle acheminée de la centrale aux consommateurs ?

La responsabilité d'acheminement de l'électricité vers le réseau électrique, et de l'interconnexion avec ce dernier, varie d'une juridiction à l'autre et d'une centrale à l'autre. La partie à qui incombe cette responsabilité dépend souvent de la nature du système de transmission dans lequel la centrale sera exploitée (système de transmission groupé ou système de transmission dégroupé).

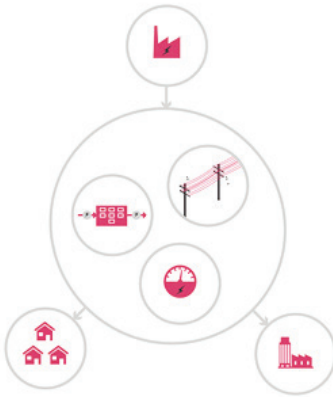
Quelle est la différence entre des structures du secteur de l'électricité groupé et du secteur de l'électricité dégroupé ?

En fonction des cadres juridique et réglementaire et de la nature des réformes du marché de l'électricité qui ont lieu dans un pays, les structures du secteur de l'électricité sont généralement de deux types différents : système groupé et système dégroupé.

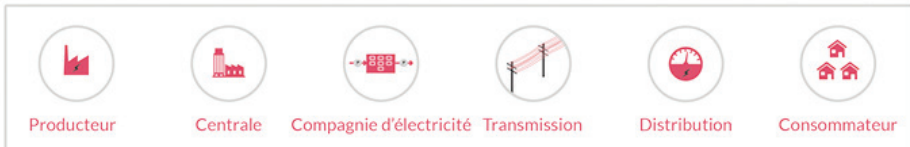
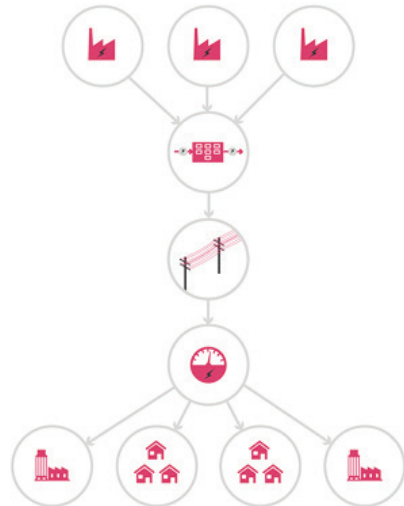
Un système groupé est un système dans lequel les fonctions d'achat, de transmission et de distribution de l'électricité sont tous « groupées » dans une seule et même entité : l'Acheteur. Dans un système groupé, l'Acheteur assume généralement la responsabilité du transport de l'électricité qui est produite et vendue par le Vendeur. De la même façon, l'Acheteur dans ce système aura l'obligation de raccorder la centrale au réseau électrique avant une date certaine afin que l'électricité puisse être vendue une fois disponible.

Un système dégroupé est un système dans lequel une ou plusieurs de ces fonctions n'incombe pas à l'Acheteur, et où une autre entité la ou les prend en charge. L'étendue de cette séparation dépend du processus de réformes du secteur de l'électricité engagé dans une juridiction spécifique.

Distribution et Transmission Groupées



Distribution et Transmission Dégroupées



En quoi tout cela est-il pertinent ? C'est important en raison du nombre de parties intervenant dans chaque système. Plus il y a de parties qui interviennent, plus le risque doit être réparti comme il se doit entre elles. Cela influencera la façon dont le projet sera structuré et l'identification et la répartition des risques.

Il convient de noter que la structure du secteur de l'électricité de différents pays peut ne pas entrer parfaitement dans les catégories susmentionnées. En fonction du processus de réformes qui a été adopté, il y a généralement différents stades dans le développement d'un marché de l'électricité, commençant souvent avec un seul Acheteur détenu par l'État, se transformant

en un marché où les producteurs d'électricité indépendants ont un rôle accru, puis un marché où les services publics sont détenus par des investisseurs et d'autres intervenants du secteur privé. Au final, un **marché au comptant** doit se développer. Dans un marché au comptant, la société de projet peut vendre de l'électricité directement au prix courant du marché, sans contrat ferme.

Dans certains pays, il peut y avoir des accords de marché hybrides dans lesquels les producteurs avec des CAE ont tout de même le droit ou l'obligation de vendre sur les marchés au comptant.

Rôles des acteurs

Qui sont les diverses personnes, les **acteurs**, qui prennent part à la négociation d'un contrat d'achat d'électricité, et quels sont leurs rôles principaux ?

Acteurs Principaux	Acteurs Secondaires
• Acheteur • Producteur d'Électricité (Vendeur)	• Gouvernement • Régulateur • Consommateurs/Utilisateurs finaux • Entreprise de Transmission • Entreprise de Distribution • Prêteurs • Entreprise de Construction • Exploitant de Centrales • Fournisseur de Combustible • Opérateur du Système

Les acteurs principaux sont généralement un Acheteur et un producteur d'électricité. En fonction du contexte législatif et réglementaire, certains des acteurs secondaires peuvent également être signataires du CAE.

Acteurs principaux

Le producteur d'électricité (Vendeur)

Le producteur d'électricité est le propriétaire de la centrale électrique et le Vendeur de l'électricité. Il est également parfois dénommé le producteur d'électricité indépendant (PEI ou IPP) ou la Société de projet.

Le client (Acheteur)

L'Acheteur est celui qui achète l'électricité. Il s'agit généralement d'une compagnie d'électricité, souvent détenue par l'État.

Acteurs secondaires

Gouvernement

Le gouvernement de l'État d'accueil participe souvent à diverses phases de la négociation du CAE. Le rôle du gouvernement varie considérablement, selon le cadre législatif et réglementaire de chaque pays.

L'acteur principal du gouvernement est généralement le ministère de l'énergie qui établit les politiques pour le secteur énergétique du pays hôte. Les autres acteurs publics peuvent être les ministères chargés des finances, de la planification, de l'environnement ou des ressources naturelles, de l'aménagement du territoire ou de l'archéologie, ou encore les agences de promotion de l'investissement, la banque centrale, les autorités fiscales, le procureur général et le législateur.

Régulateur

Les autorités de régulation du secteur de l'électricité doivent généralement approuver tout CAE avant que l'Acheteur puisse conclure le contrat. L'organisme de régulation est chargé de fixer ou d'approuver les tarifs et de veiller à ce que les normes du secteur soient respectées sur l'ensemble du marché. La régulation implique souvent un exercice d'équilibre délicat entre, d'une part, protéger les intérêts des consommateurs et, d'autre part, faire en sorte que les PEI soient raisonnablement incités à développer des projets électriques dans un pays.

Consommateurs/utilisateurs finaux

Les consommateurs/utilisateurs finaux de l'électricité basse et moyenne tensions ne participent pas directement à la négociation du CAE car ils reçoivent généralement leur électricité par le réseau de distribution local. Toutefois, ils sont bien évidemment concernés par le CAE, puisque les coûts de construction et d'exploitation de la centrale électrique seront (ou devraient être) en fin de compte répercutés sur les utilisateurs finaux par le biais des tarifs de détail (autrement dit, les prix) qui leur sont facturés.

Les clients de tensions élevées peuvent négocier un CAE directement avec le Vendeur s'ils prennent l'électricité directement auprès de ce dernier.

Les entreprises de transmission

Les entreprises de transmission sont chargées d'acheminer l'électricité à haute tension produite par le Vendeur vers les réseaux de distribution du pays. Dans un secteur de l'électricité groupé, il s'agit généralement de la même entité que l'Acheteur.

Dans un secteur de l'électricité dégroupé, en fonction de la nature du dégroupage, comme évoqué ci-dessus, l'entreprise de transmission peut être ou directement impliquée dans les négociations du CAE ou pas.

Les entreprises de distribution

Les entreprises de distribution sont chargées de livrer l'électricité à l'utilisateur final et d'en percevoir le tarif. À nouveau, dans un secteur de l'électricité groupé, l'Acheteur peut également être chargé de la distribution. Dans un secteur de l'électricité dégroupé, les entreprises de distribution peuvent également acheter l'électricité directement auprès du Vendeur.

Prêteurs

Les producteurs d'électricité indépendants sont rarement capables de financer seuls 100 % des coûts du projet. Les PEI empruntent généralement de l'argent à des prêteurs pour financer les projets électriques. Les prêteurs sont souvent en arrière-plan des négociations. Si le CAE n'est pas acceptable pour les prêteurs, il se peut que le CAE doive être renégocié avant que les prêteurs acceptent d'accorder leurs prêts.

Il existe plusieurs types de prêteurs. Il y a des banques commerciales qui prêtent principalement en contrepartie de rendements. Les IFD prêtent en vue d'un impact d'ordre commercial et de développement. Elles peuvent être multilatérales ou bilatérales (c'est-à-dire qu'elles peuvent avoir pour membres plusieurs pays ou bien être détenues par un seul pays). Les agences de crédit à l'exportation fournissent souvent un financement d'équipements.

Fournisseur de combustible

Il s'agit d'une entreprise qui fournit le combustible à la centrale électrique.

Entreprise de construction (entrepreneur EPC)

L'entreprise de construction est chargée de construire la centrale selon les spécifications qui sont définies dans le CAE.

Exploitant de la centrale

L'exploitant de la centrale est chargé de veiller à ce que l'exploitation et la maintenance de la centrale soient conformes aux obligations prévues dans le CAE.

Opérateur du système

L'Opérateur du système gère l'exploitation du réseau d'électricité.

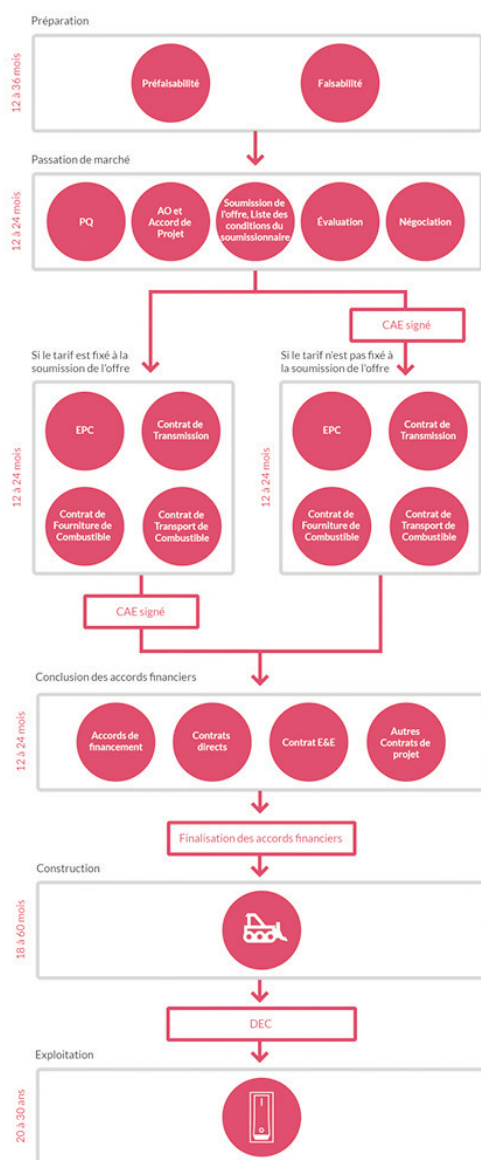
Cycle de vie d'un projet de production d'électricité

Le graphique ci-après donne un aperçu d'un projet de production d'électricité comprenant la préparation, la passation des marchés/la négociation, la construction et la mise en œuvre. Le CAE est une partie cruciale de la phase de passation des marchés du projet. Même si la négociation d'un CAE peut prendre beaucoup de temps, c'est ce contrat qui va régir le projet pour les 25 à 30 prochaines années et qui établit la base du financement, du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance du projet.

Diagramme du cycle de vie d'un projet de production d'électricité :

Les périodes figurant ci-dessous sont uniquement indicatives et peuvent se chevaucher.

LE CAE EN CONTEXTE



Le contrat d'achat d'électricité (CAE)

Qu'est-ce qu'un CAE ?

Le contrat qui régit la vente et l'achat d'électricité est connu sous le nom de contrat d'achat d'électricité ou **CAE**.

Un CAE est un contrat entre deux parties, l'une qui produit ou génère l'électricité à vendre (le **Vendeur**/le **producteur**/la **société de projet**) et l'autre qui cherche à acheter de l'électricité (l'**Acheteur/client**). Ce contrat est parfois dénommé « contrat *offtake* ».

Origines d'un CAE

Un CAE est simplement un instrument visant à faciliter la vente et l'achat d'énergie électrique. Dès lors, il ne voit le jour qu'une fois que l'Acheteur potentiel (l'**Acheteur**) a pris une série de décisions importantes. Ces décisions peuvent inclure le besoin d'électricité, les sources d'énergie disponibles, la capacité financière de l'Acheteur à acheter de l'électricité, la technologie de production souhaitée et l'emplacement de la centrale électrique.

Demande en électricité

Avant toute chose, le client devra s'assurer de la demande en électricité. Une étude devra être entreprise pour vérifier non seulement la demande actuelle en électricité, mais aussi les changements anticipés dans cette demande au fil du temps.

Budget et technologie

Après avoir identifié le besoin en électricité, le client doit identifier les sources d'énergie potentielles. Cette détermination dépendra du prix approximatif auquel il peut se permettre d'acheter l'électricité, le combustible et la technologie à utiliser, ainsi que de l'endroit où devrait se situer l'unité de production d'électricité. La détermination du budget du client ira de pair avec le choix de la technologie de production d'électricité. Certaines technologies sont plus chères que d'autres, mais peuvent s'avérer souhaitables en raison de leur capacité à compléter leurs sources énergétiques lorsque la demande est plus forte, ou en raison de leurs avantages environnementaux perçus. La politique gouvernementale concernant le bilan énergétique global approprié pour le pays peut également peser sur la décision.

Emplacement

Pour finir, le client devra également déterminer où la source d'électricité doit être située. L'emplacement est généralement décidé en fonction des régions du pays qui ont un besoin accru d'électricité. Si possible, l'emplacement sera près de sous-stations et de lignes de transmission pouvant transporter plus efficacement cette électricité jusqu'au client final. Enfin, les clients (et producteurs) voudront placer la source d'électricité aussi près que possible d'un point de connexion sur le réseau électrique afin d'éviter le coût et le risque de construction des infrastructures de transmission et les pertes des lignes de transmission. D'autres éléments importants susceptibles d'entrer en compte dans le choix de l'emplacement sont : un accès aisé à la source de combustible jusqu'à la centrale, l'impact social et environnemental potentiel de toute centrale électrique sur les populations locales, et si des mesures d'atténuation efficaces ou peu coûteuses sont disponibles. Une centrale au gaz, par exemple, serait peu utile dans une zone éloignée dépourvue d'une source de gaz économiquement efficace. Certaines sources d'énergie renouvelables, telles que l'éolien ou le solaire, peuvent s'avérer plus adéquates pour les sites distants et auront l'avantage supplémentaire de ne pas ajouter d'émissions de carbone. Ces sources n'offrent cependant pas la même prévisibilité que les énergies thermiques (les énergies éolienne et solaire sont par nature des sources énergétiques moins

prévisibles). Le choix de la technologie de production d'électricité est important pour le client. Ce choix aura une incidence directe sur le coût et la fiabilité de la production l'électricité et sur les impacts environnementaux et sociaux du projet.

Approvisionnement en électricité et considérations tarifaires

Armé des connaissances acquises en prenant ces décisions, le client sera en mesure d'aller au-devant des intervenants du marché pour demander des demandes d'expression d'intérêt et des estimations de prix. Il y a généralement deux façons de procéder.

La méthode privilégiée passe par une demande de soumissions prenant la forme d'une procédure de mise en concurrence. Cela se traduira souvent par un appel d'offres (AO) formel qui indiquera, entre autres choses, la quantité d'électricité recherchée, la technologie de production à utiliser, et la région où l'électricité est requise. À l'aide de ces informations, les producteurs soumettront des offres concurrentes mettant en avant leurs qualifications et leur capacité à payer le coût initial de la construction de la centrale électrique et proposant leur meilleur prix. Le client comparera les prix, la capacité financière et les qualifications pour s'assurer que la proposition retenue aboutira à une source d'énergie fonctionnant de manière fiable au fil du temps au meilleur prix possible pour l'utilisateur final. Cette méthode est généralement considérée comme produisant un résultat plus compétitif que d'entamer des négociations directes avec des producteurs intéressés qui font des offres spontanées.

Les offres spontanées sont parfois utilisées comme un moyen d'acheter rapidement de l'électricité dans les situations d'urgence, et d'accélérer la production d'électricité dans des pays ayant d'importants déficits énergétiques. Ce processus est également utilisé dans les pays où il n'existe pas un cadre législatif rendant un appel à la concurrence nécessaire. Il est important de disposer d'un cadre réglementaire de sauvegarde pour veiller

à la transparence et au bon rapport qualité/prix dans la prise en compte des offres spontanées.

L'étape de la rédaction

Dans le cadre d'une mise en concurrence, le projet de CAE est parfois inclus dans le dossier d'AO pour permettre aux soumissionnaires potentiels d'accorder l'attention voulue à la répartition des risques dans les offres qu'ils soumettent. Dans les offres spontanées, en revanche, l'Acheteur a la possibilité de fournir un projet de CAE au producteur après les vérifications qui s'imposent pour s'assurer de la viabilité et de la faisabilité de l'offre.

Le premier projet du CAE peut parfois émaner du producteur. Cependant, étant donné que l'Acheteur cherche à acheter l'électricité et qu'il s'appuiera sur ce document pour les années à venir, il est souhaitable que l'Acheteur prenne la responsabilité de rédiger le projet initial de CAE **avec l'assistance d'un conseil juridique qualifié**. De nombreuses institutions de développement multilatérales et bilatérales disposent d'une capacité de financement disponible aux Acheteurs contrôlé par les États et ce afin de leur permettre d'engager un conseil juridique qualifié.

Il y a également des cas où l'Acheteur potentiel est un industriel grand utilisateur d'énergie, et dans ces cas il se peut que la version initiale du CAE soit établie par le producteur pour revue par l'Acheteur dans le cadre du processus d'évaluation de la pertinence de l'offre.

Il y a lieu de noter que les parties choisiront parfois de conclure un document plus préliminaire, non contraignant, appelé protocole d'accord afin de documenter les accords fondamentaux auxquels ils sont parvenus à ce stade. Étant donné que ces documents manquent parfois de détails importants, et qu'ils sont au final remplacés par le CAE, la conclusion d'un protocole d'accord n'est en aucun cas une étape nécessaire.

Négociation et finalisation

Le projet de CAE comprendra les éléments clés tels que le tarif, la technologie et la localisation. Il abordera également un certain nombre d'autres points sur lesquels les parties devront se mettre d'accord. Généralement, une fois que le projet initial de CAE a été rédigé, le producteur et l'Acheteur se posent pour négocier les différentes clauses et, si tout se passe bien, atteindre un stade où ils jugent tous les deux que le document est presque finalisé.

Il convient de noter que, durant le processus de négociation, il est souhaitable pour les deux parties d'engager un conseiller juridique compétent ainsi que, si elles disposent des fonds nécessaires, des conseillers techniques et des conseillers financiers. Les parties bénéficieront du conseil de ces consultants dans la détermination des risques et obligations qui sont affectés comme il se doit à chacune d'entre elles. Il s'agit là d'un processus itératif qui permettra à chacune des parties de mieux comprendre la transaction qu'ils sont en train de conclure, dans le but de parvenir à un accord que l'une et l'autre pourront finalement signer et respecter.

En ce qui concerne les projets qui sont financés par des prêteurs tiers, avant qu'un CAE puisse véritablement être considéré comme final, les prêteurs devront être satisfaits du CAE. Bien qu'ils ne soient pas généralement partie au CAE, les prêteurs finançant les coûts initiaux du producteur voudront s'assurer que la documentation régissant la disponibilité de recettes pour le remboursement de leur prêt – à savoir, le CAE – leur convient. Les prêteurs chercheront donc à clarifier, voire à modifier, des clauses du CAE pour avoir plus de garanties concernant la capacité de leur emprunteur (c'est-à-dire le producteur) à s'appuyer sur le CAE comme source de remboursement de leur prêt. Les prêteurs chercheront à apporter des clarifications ou des modifications au CAE même s'il a été signé. Ces modifications peuvent être prévues au titre d'un avenant au CAE, ou au titre d'un document dénommé « accord direct ». Cet accord direct sera conclu par l'Acheteur, le producteur et les prêteurs, et peut comprendre des modifications au CAE requises par les prêteurs, ainsi que certaines stipulations relatives au consentement de l'Acheteur à la cession à titre de garantie

ou la cession conditionnelle du CAE aux prêteurs en cas de défaut, et prévoyant les droits de substitution des prêteurs.

Avant que le CAE ne soit jugé prêt pour signature par l'une ou l'autre des parties, chacune d'entre elles devra déterminer si le CAE doit être approuvé par sa direction, un parlement ou un organe législatif, un organisme réglementaire et/ou une autre entité publique. Il est crucial pour l'opposabilité du CAE et la stabilité de la relation à long terme qu'il établisse que toutes ces autorisations et tous ces consentements aient été obtenus.

Vous trouverez ci-dessous un récapitulatif des points clés évoqués ci-dessus :

Avant le CAE :

- **Tarif, technologie et emplacement** : Avant la rédaction d'un CAE, un client devra définir son budget, quelle technologie de production électrique il souhaite utiliser et l'emplacement géographique où l'électricité est nécessaire.
- **Technologie** : Le choix de la technologie de production d'électricité est important pour le client car il conditionne de manière directe le coût et la fiabilité de la production d'électricité.
- **Emplacement** : Les Acheteurs (et producteurs) voudront s'assurer que la source d'énergie soit située le plus près possible d'un point de connexion au réseau électrique et du client final afin d'éviter les pertes des lignes de transmission et permettre une bonne accessibilité aux sources de combustible.

Attribution de projets d'électricité et considérations tarifaires :

- **Méthodes d'attribution de marchés** : Appel d'offres – Il est préférable que l'Acheteur sollicite des offres de la part des producteurs au titre d'appels d'offres qui garantissent la transparence et assurent un bon rapport qualité/prix. Les propositions spontanées sont parfois utilisées comme un moyen de se procurer rapidement de l'électricité pour faire face à des

situations d'urgence et accélérer la production d'électricité dans les pays qui connaissent de lourds déficits en approvisionnement d'électricité. Toutefois, la transparence et le rapport qualité/prix doivent être préservés.

- **Questions de qualité :** L'Acheteur doit choisir un producteur en fonction non seulement du prix, mais aussi de la qualité et de l'expérience du producteur.

Rédaction du CAE :

- **Qui rédige :** Le projet initial du CAE peut émaner soit du producteur, soit de l'Acheteur, mais il est généralement établi par l'Acheteur.
- **L'importance du conseiller juridique :** L'Acheteur doit être assisté par un conseiller juridique qualifié lors de la préparation du CAE.

Négociation et finalisation :

- **Détails :** L'Acheteur et le producteur devront négocier le CAE pour s'assurer que les deux parties connaissent leurs obligations et acceptent de s'en acquitter.
- **Le sujet tabou -- Contribution du prêteur :** Pour les projets financés par le biais d'une dette contractée auprès d'un tiers, avant qu'un CAE puisse être considéré comme final, il doit satisfaire au prêteur. Cela vaut même si le producteur et l'Acheteur ont déjà signé le CAE.

Autres contrats du projet

Si le CAE régit la vente et l'achat d'électricité, il existe un certain nombre de contrats connexes qui interagissent et se rapportent au financement, à la construction et à l'exploitation de la centrale électrique.

Ces contrats doivent être alignés sur le CAE pour garantir une répartition équitable des risques. Par exemple, la durée du CAE doit coïncider avec la

durée du prêt pour veiller à ce que ce dernier soit remboursé avant l'expiration du CAE.

En outre, chacune des parties au Contrat clé en main d'Ingénierie, de Fourniture et de Construction (**Contrat EPC**) et au Contrat d'Exploitation et de Maintenance (**Contrat E&M**) / Contrat de Service à Long Terme (**CSLT (LTSA)**) devra connaître et accepter de respecter les stipulations du CAE en matière de conception, de construction et d'exploitation et de maintenance de la centrale électrique.

Ci-dessous figurent quelques-uns des contrats connexes généralement nécessaires pour un projet électrique :

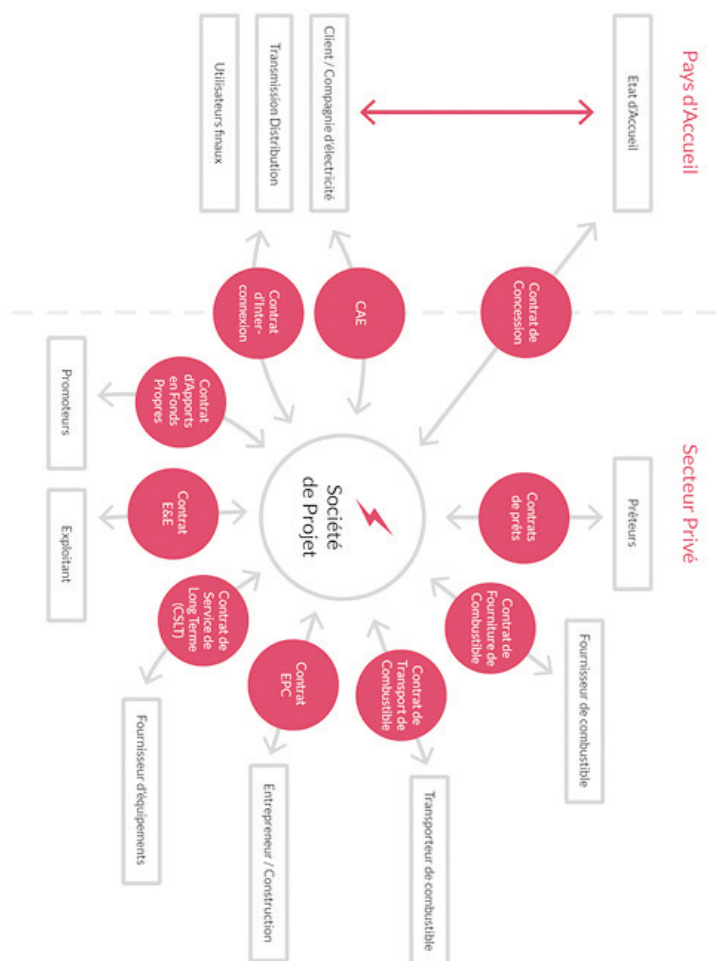
- **Concession/Contrat de Mise en Œuvre** : Octroie au producteur le droit de concevoir, de financer, de construire et d'exploiter la centrale électrique, y compris le droit de vendre l'électricité à l'Acheteur.
- **Contrat d'Accès au Réseau** : Régit la connexion de la centrale électrique au réseau d'électricité.
- **Contrat de Fourniture de Combustible/Contrat de Fourniture à Long Terme** : Établit la disponibilité du combustible et sa qualité.
- **Contrat de Transport de Combustible** : Prévoit le transport du combustible depuis le fournisseur de combustible jusqu'à la centrale électrique.
- **Contrat clé en main d'Ingénierie, de Fourniture et de Construction (EPC)** : Énonce les conditions de conception de la centrale électrique, de fourniture des matériaux et équipements et la construction de la centrale électrique. Les obligations créées en vertu de ce contrat peuvent également être divisées en de multiples contrats comprenant un ou plusieurs de ces champs d'applications.
- **Contrat d'Exploitation et de Maintenance (contrat E&M)** : Régit les droits et responsabilités de l'entité qui exploitera la centrale et sera chargée de sa maintenance.
- **Contrat de Service à Long Terme (CSLT (LTSA))** : Prévoit l'entretien de la centrale à intervalles réguliers pendant la durée du CAE.
- **Contrat de Prêt** : Crée l'obligation pour le prêteur de mettre un prêt à disposition du producteur pour financer la centrale électrique, ainsi que

les obligations du producteur / emprunteur de respecter les divers engagements prévus au titre du contrat.

- **Contrat d'Apports en Fonds Propres** : Oblige les propriétaires de la centrale électrique à faire des contributions en capital ou en dette subordonnée pour financer la partie de la centrale électrique non financée par des prêteurs tiers.
- **Contrat de Soutien Souverain** : Peut comprendre des garanties souveraines, des lettres de confort, des options de vente et d'achat et d'autres formes de soutien souverain améliorant la solvabilité de l'Acheteur et des autres entités publiques impliquées dans le projet.
- **Convention de Soutien au Crédit** : Peut comprendre des garanties partielles de risque (**GPR (PRG)**), des lettres de crédit et des garanties bancaires émises par des banques commerciales, des conventions de séquestre et le soutien financier des promoteurs.
- **Accord direct** : Régit la relation entre les prêteurs et les parties impliquées dans le projet.

Le schéma suivant illustre les relations entre les différents types de contrats :

LE CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ (CAE)



Aperçu des obligations au titre du CAE

La principale obligation de l'Acheteur au titre du CAE est de payer le tarif convenu lorsqu'il est dû. Quant au Vendeur, ses obligations premières sont de construire, d'exploiter et de maintenir la centrale électrique conformément aux exigences du CAE et de la loi applicable, et de fournir la quantité d'électricité convenue conformément au CAE. Toutefois, les obligations des parties ne se limitent pas à ces obligations.

Des obligations supplémentaires se rapportent principalement à la nécessité : (i) d'une garantie de paiement et de bonne fin ; (ii) du transport de l'électricité et de l'interconnexion au réseau ; (iii) d'accords avec les prêteurs ; (iv) de consentements, de permis, d'autorisations et de licences ; (v) de droits sur les terrains sur lesquels la centrale électrique et/ou les lignes de transmission seront situées ; et (vi) d'assurances.

Pour la plupart, ces obligations n'incombent pas à une seule partie, mais sont souvent partagées par les parties ou passeront d'une partie à l'autre selon les circonstances liées à la centrale électrique et l'endroit où elle est située.

LE CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ (CAE)

	Acheteur	Vendeur
Obligations principales	Effectuer le paiement	Construire et exploiter la centrale électrique ; fournir l'énergie convenue
Garantie	Garantie de paiement	Garantie de bonne fin
Transmission / Interconnexion	Transmission / Interconnexion (groupée et parfois dégroupée)	Transmission / Interconnexion (parfois dégroupée)
Accords avec les Prêteurs	Accord direct	Financement
Permis	Assistance en matière d'obtention et de renouvellement des permis/certaines autorisations de l'Acheteur	Obtention des permis
Foncier	Octroi de droits réels/assistance en matière de sécurisation du foncier	Obtention de droits fonciers
Assurance	Force majeure, pertes d'exploitation	Force majeure, convertibilité en devises, etc.
Contenu Local	Sans objet	Main-d'œuvre, matériaux, équipements
Démantèlement	Sans objet	Démantèlement, remise en état

Exigences temporelles à prendre en considération

Un CAE comporte généralement diverses exigences en matière de délais que le producteur et l'Acheteur doivent garder à l'esprit. L'un et l'autre doivent s'assurer que ces impératifs de temps leur conviennent ainsi que les conséquences qu'ils assumeront au titre du CAE en cas de non-respect de ces délais contractuels. Ces dernières comprennent :

- La date d'entrée en vigueur du CAE
- Le délai pour lever les conditions suspensives et achever le bouclage financier
- Le délai pour réaliser les essais des unités de la centrale en vue de déterminer la DEC
- La date d'achèvement des installations d'interconnexion et des installations connexes
- Le délai de connexion de la centrale au réseau de fourniture de combustible
- La date de début de fourniture de combustible
- Le délai de présentation et de paiement des factures
- Le délai de réalisation des essais de capacité
- Les périodes de remédiation concernant les diverses violations
- Le délai pour l'émission de notifications de résiliation
- Les délais de résolution de différends

Il est également nécessaire de s'assurer que les divers délais soient bien alignés. À titre d'exemple, la date d'interconnexion et la date de début de la fourniture de combustible doivent précéder la DEC.

Financement des projets électriques

Bancabilité

La **bancabilité** désigne l'acceptabilité d'un projet aux prêteurs, et renvoie au périmètre de l'examen réalisé en vue d'un financement de projet sur le marché des prêts commerciaux. Cependant, un projet peut également obtenir un financement auprès de prêteurs autres que des banques commerciales, notamment auprès d'institutions de financement du développement (IFD) et de fonds de capital-investissement. Par conséquent, la bancabilité peut également être perçue comme la capacité à obtenir un financement auprès de toute source de financement au lieu de la limiter à une source particulière.

Le rôle du CAE dans la bancabilité

Le CAE est la clé de la bancabilité. Pour les projets électriques, il n'existe qu'une seule source de revenus : les paiements de l'Acheteur au titre du CAE. Si l'Acheteur ne paie pas, il sera très difficile pour le projet de rembourser ses prêteurs dans les délais.

Le CAE aide également à tenir compte de la nature singulière des projets électriques. La production d'électricité est unique en ce que l'électricité produite est vendue sur un marché géographiquement limité, et souvent strictement réglementé. Par opposition aux matières premières telles que les hydrocarbures, les minerais ou les métaux précieux qui peuvent être transportés pour aller à la rencontre de la demande, le projet électrique est dépendant de la demande du marché qu'il dessert. Par ailleurs, le prix de l'électricité aux consommateurs finaux sur les marchés émergents est souvent guidé par la réglementation plutôt que par les forces du marché. Le

CAE est essentiel car il élimine l'incertitude en termes de demande et en termes de prix. Pour ce qui est de la demande, le CAE établit une obligation d'achat à long terme qui procure un flux de revenus constant au producteur et un flux d'électricité constant au client. Du point de vue du prix, le CAE intègre une formule tarifaire adaptée aux caractéristiques du projet en termes de technologie, d'exploitation et de financement, qui peut être modélisée sur toute la durée de vie du projet. Cela permet au CAE d'établir un prix de l'électricité reflétant le véritable coût de production.

Risques pour la bancabilité

Dans un financement de projet type électrique, le remboursement de la dette du projet et le paiement des intérêts (ainsi que certaines commissions convenues) constitue le seul rendement financier qui revient aux prêteurs. Toutefois, étant donné que les créanciers mettent à disposition du producteur des sommes considérables, et que le remboursement des prêts dépend exclusivement des revenus du projet, ils insisteront pour que les promoteurs et les documents de projet soient suffisamment solides pour que le projet parvienne à la mise en exploitation commerciale. Les prêteurs, comme toutes les parties, souhaitent éviter un scénario catastrophique dans lequel le projet échoue complètement, en particulier durant la phase de construction du projet. En phase d'exploitation, la préoccupation première est de faire en sorte que les revenus soient suffisants pour payer le service de la dette.

La liste suivante reprend les considérations clés qui, si elles ne remplissent pas les conditions requises, feront qu'un projet ne pourra pas bénéficier d'un financement :

- **Durée :** La durée du CAE doit être suffisamment longue pour permettre le remboursement de la dette, et si la dette n'est pas intégralement amortie (en d'autres termes, s'il reste du principal à payer à l'échéance), la durée du CAE doit être suffisamment longue pour permettre le refinancement de la dette non-amortie.
- **Tarif :** Les prêteurs exigeront que le tarif dû au titre du CAE soit déterminé avec certitude.

- **Changements Législatifs et Fiscaux :** Les prêteurs ne sont pas en position de prendre un quelconque risque lié à des changements législatifs ou fiscaux pendant la durée de vie du projet.
- **Solvabilité de l'Acheteur :** Si la solvabilité de l'Acheteur n'est pas suffisante, les prêteurs exigeront d'autres formes courantes de soutien au crédit engendrant des coûts supplémentaires et des complications pour le projet. Même dans les marchés développés, de nombreux clients ne sont pas suffisamment solvables pour créer un projet finançable.
- **Qualité du Promoteur :** Le prêteur et l'Acheteur prendront en considération l'expérience, la réputation et la capacité financière des propriétaires de la société de projet.
- **Facturation et Paiement :** La facturation entre l'Acheteur et le producteur doit être suffisamment fréquente (mensuelle ou même toutes les deux semaines) pour minimiser le niveau d'énergie impayée et faire en sorte que l'échéancier des paiements du service de la dette soit respecté. Elle alerte également les prêteurs sur les éventuels problèmes de paiement/liquidité.
- **Devises/Calcul :** Les paiements et calculs au titre du CAE sont souvent effectués dans la même devise que celle nécessaire pour rembourser la dette. Si ce n'est pas le cas, il devra y avoir un plan pour couvrir le risque de change et/ou l'indexation du taux de change et un mécanisme d'équilibrage. Y a-t-il par ailleurs des problèmes de convertibilité de la devise de paiement ? Si c'est le cas, les prêteurs peuvent exiger que le paiement soit effectué dans une devise différente, ou l'Acheteur ou le gouvernement du pays hôte devront garantir la conversion.
- **Résiliation :** Les prêteurs ne veulent pas que l'Acheteur puisse échapper à son obligation d'achat à long terme découlant du CAE, étant donné que cela laisserait le projet sans aucun revenu pour rembourser la dette. Les prêteurs veilleront particulièrement à ce que les cas de défaut du Vendeur et les cas de force majeure ne permettent pas à l'Acheteur de résilier prématurément le contrat. Si une résiliation a néanmoins lieu, les prêteurs voudront également la garantie que la dette du projet sera remboursée.
- **Recours en cas de Défaut de l'Acheteur :** En particulier, les prêteurs ont besoin que le Vendeur ait la capacité d'exercer certains droits qui

peuvent aller jusqu'à la résiliation du CAE si l'Acheteur manque à son obligation d'effectuer les paiements ou à son obligation de fournir la garantie de paiement requise.

- **Droits des Prêteurs :** Les prêteurs prévoient généralement des droits de palliation et de substitution et prendront une sûreté sur les actifs du projet par le biais du prêt et des accords directs.

Bien que ce qui précède puisse apporter quelques orientations utiles, en fin de compte, la bancabilité est une notion en constante évolution. Ce que le marché des prêts accepte (ou exige) aujourd'hui peut différer de ce qu'il acceptera (ou exigera) demain. Compte tenu de la technologie, de l'envergure, du périmètre, du volume et de l'emplacement géographique des projets électriques, il peut s'avérer extrêmement difficile de vérifier ce qu'est exactement le « marché » (c'est-à-dire conforme aux conditions que l'on voit généralement les acteurs du marché accepter). En outre, un promoteur expérimenté peut être plus à même de convaincre les prêteurs d'accepter des clauses qui sont plus favorables à la société de projet. Accessoirement, les prêteurs peuvent se satisfaire de vivre avec une stipulation ou un risque particulier au niveau du projet, tant qu'ils ont une garantie ou une autre forme de soutien au crédit (de la part du promoteur ou de l'Acheteur) pour couvrir ce risque.

Pour finir, il convient de noter que certains marchés de l'électricité, notamment dans les pays développés, sont suffisamment matures pour que les CAE ne soient pas nécessaires pour rendre un projet bancable. C'est souvent le cas avec les centrales électriques commerciales (celles qui ne bénéficient pas d'un Acheteur dédié) lorsqu'un projet peut être développé sur la base de rapports indépendants indiquant l'existence d'une demande escomptée du marché au comptant suffisante. Une fois le projet achevé, la centrale vendra tout simplement sur le marché au comptant. Toutefois, même sur les marchés les plus développés, l'absence de CAE à long terme peut se traduire par des taux d'intérêt plus élevés pour le projet. Un CAE traditionnellement bancable reste un outil essentiel sur presque tous les marchés et un outil idéal sur les marchés énergétiques des pays en développement.

Pourquoi se soucier de la bancabilité ?

Des questions viennent à l'esprit des décideurs politiques : pourquoi ces projets ont-ils besoin d'emprunts ? Ne peuvent-ils pas être financés sur les bilans de grandes sociétés de promoteurs ? Et même, les pouvoirs publics ne peuvent-ils pas juste construire ces projets à leur place ? Il est déjà assez compliqué comme cela de concevoir et de construire un projet – et de négocier un CAE – sans en plus faire intervenir des prêteurs. Pourquoi s'inquiéter de contenter les prêteurs ? Pourquoi se soucier de la bancabilité ?

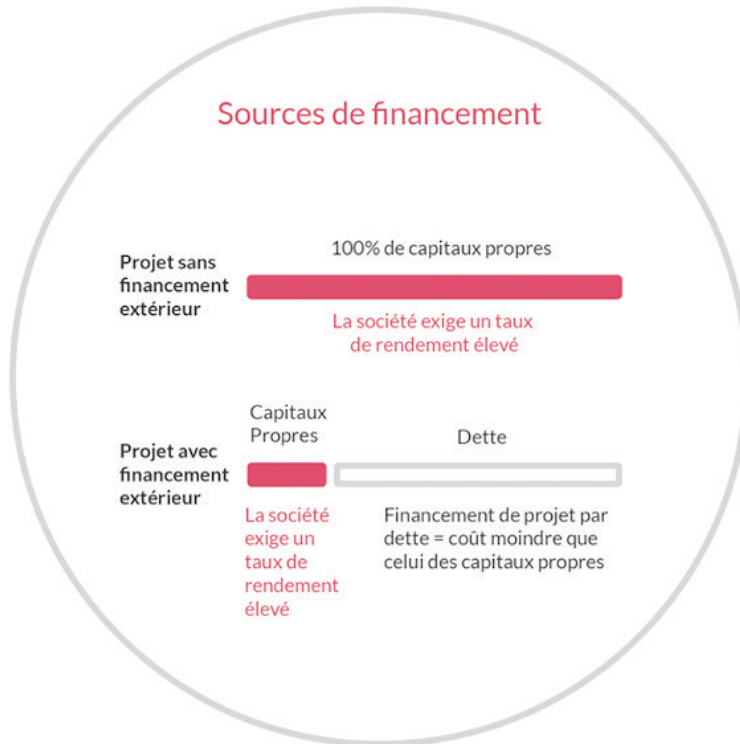
Avec le recul, le but de tout projet électrique est de produire de l'électricité fiable au coût le moins élevé possible. Le recours à l'endettement peut s'avérer coûteux, notamment dans un financement de projet. Néanmoins, d'autres sources de financement peuvent être plus onéreuses, voire prohibitives pour d'autres raisons.

Tout d'abord, les pouvoirs publics pourraient assurément construire eux-mêmes des projets électriques – mais ils le font rarement. Les projets électriques sont des chantiers importants et coûteux, mobilisant des volumes considérables de capital qui, autrement, pourraient être utilisés à de très nombreuses autres fins.

Les pays peuvent certainement obtenir des financements des IFD, mais leurs gouvernements doivent affecter avec soin les fonds disponibles provenant de chaque institution, et l'utilisation des fonds de ces institutions n'écarte pas la nécessité de répondre aux préoccupations des prêteurs.

Les projets peuvent être financés sur les bilans des grandes sociétés de promoteurs, mais les gouvernements sont souvent surpris de ce que cela n'entraîne pas d'économies pour le projet. Et pourquoi cela ? Sans doute les grandes sociétés de promoteurs solvables peuvent-elles emprunter des fonds sur les marchés des capitaux à des taux d'intérêt relativement faibles (bien inférieurs au coût de financement de la dette du projet), et répercuter ces économies sur le projet ? La réponse est oui, certains promoteurs ont bien accès à un financement du marché des capitaux à faible coût, mais leurs dirigeants (et leur service de trésorerie) continuent de considérer tous

les fonds internes disponibles comme des capitaux propres lors de la prise de décisions d'investissement. Les sociétés recherchent un taux de rendement interne élevé pour leur capital. Le diagramme suivant donne un aperçu simplifié des deux options types :



Comme indiqué ci-dessus, en général, moins il y a de capital investi dans un projet, moins le coût probable du financement global sera élevé. Dans la pratique, cela peut varier en fonction de la quantité de soutien au crédit requise en rapport avec le financement du projet (étant donné que chaque élément de soutien au crédit imposera des coûts supplémentaires). Il peut également varier en fonction des taux de rendement demandés par le capital et du taux d'intérêt de la dette.

Alors que les grandes sociétés de promoteurs ont potentiellement accès à un financement d'entreprise à faible coût, il se peut qu'elles préfèrent développer ce type de projet à l'aide d'un financement « hors bilan » pour faire en sorte que la facilité de prêt ne figure pas au bilan. Il peut également s'avérer plus attractif pour les prêteurs de prêter aux sociétés de projet, car ces entreprises sont « propres » et n'ont pas d'autres créanciers privilégiés.

Exprimé de façon plus simple, la bancabilité est importante car l'approche du financement de projet procure souvent le financement le moins cher à un projet électrique, en tenant compte de toutes les variables.

Financement de projet contre financement d'entreprise

Le **financement de projet** désigne le financement d'un projet fondé sur (1) les flux de trésorerie projetés du projet et (2) la valeur de l'actif. Le financement d'un projet est généralement sans recours – les prêteurs ont un recours sur les actifs du projet proprement dit, mais n'ont aucun recours contre les propriétaires du projet. Les prêteurs sont remboursés par les flux de trésorerie du projet ou, dans le pire des scénarios, par la saisie des actifs du projet.

Dans un financement de projet, une société de projet est créée pour détenir la propriété des actifs du projet et conclure les documents de financement ainsi que les documents de projet, y compris le CAE. Les prêteurs du financement de projet prendront une sûreté sur tous les actifs du projet, y compris le CAE et d'autres documents de projet importants. Les prêteurs auront également une sûreté sur les comptes bancaires du projet, et sur tous les montants en dépôt ou crédités sur ces comptes. Les prêteurs peuvent imposer des exigences strictes sur la localisation de tous les comptes du projet, et sur la cascade de paiement au titre de ces comptes. En particulier, le flux de trésorerie est limité de sorte que la société de projet ne puisse pas payer de dividendes ou de distributions à moins que plusieurs conditions ne soient réunies – souvent, aucune distribution ne sera ef-

fectuée aux promoteurs pendant un certain nombre d'années. Dans la pratique, de nombreux projets électriques sont financés sur la base d'un financement à recours limité. Les prêteurs exigeront diverses formes de soutien au crédit, y compris des garanties des promoteurs pour couvrir certains risques. Puisque les prêteurs disposent de recours, sous certaines conditions bien précises, contre les promoteurs et d'autres garants liés, ce ne sont donc pas à proprement parler des financements sans recours.

En raison des sûretés des prêteurs et de leur lourde implication dans les décisions du projet, y compris en ce qui concerne les flux de trésorerie et les décisions d'investissement en capital, le financement de projet nécessite un ensemble complexe d'accords hautement adaptés. Cela peut imposer des coûts de transaction élevés, y compris des honoraires d'avocats pour l'élaboration et la négociation de ces contrats.

Le financement d'entreprise (*corporate finance*), en revanche, se base sur le bilan de l'entité bénéficiant du financement. Les prêteurs ont des recours sur tous les actifs de l'entité, mais ne disposent d'aucune sûreté sur ces actifs. Il n'y a généralement pas (ou très peu) de restrictions sur le flux de trésorerie. La documentation est relativement succincte.

Lever des fonds au titre d'un financement d'entreprise peut s'avérer moins cher qu'au titre d'un financement de projet. Toutefois, le financement d'entreprise n'est disponible qu'aux emprunteurs présentant une solvabilité assez bonne, et lorsque les fournisseurs de financement sont confiants dans un marché secondaire relativement profond. Les marchés de capitaux sont notamment peu susceptibles d'assumer des risques de construction. Comme évoqué plus haut, certains promoteurs ont accès aux marchés de financement d'entreprise à faible coût, mais il n'est pas réaliste d'espérer que ce financement peu coûteux soit répercuté sur le projet, les promoteurs exigeant un taux de rendement interne plus élevé pour ce qu'ils considèrent comme leur capital.

Accords directs

Un accord direct prévoit la reconnaissance par l'Acheteur des sûretés accordées par la société de projet aux prêteurs sur les droits et intérêts de la société de projet au titre du CAE, et les droits des prêteurs à prendre des mesures de remédiation (y compris en reprenant le projet) en cas de défaut. Ces droits sont dénommés **droits de palliation et de substitution («step-in»)**. L'accord direct est conclu entre l'Acheteur, la société de projet et les prêteurs, et établit une relation contractuelle directe entre les prêteurs et l'Acheteur.

Si l'obligation première d'obtenir le financement incombe à la société de projet, l'Acheteur est généralement censé accepter de modifier ou de clarifier le CAE dans la mesure raisonnablement requise par les prêteurs de la société de projet. Idéalement, ces modifications et clarifications sont introduites avant la signature du CAE par la société de projet et l'Acheteur. Cependant, même si le CAE a été signé, le client est toujours censé devoir accepter certaines modifications et clarifications du CAE. Dans le cas contraire, les prêteurs peuvent refuser d'accorder le prêt. Lorsque le CAE a déjà été signé, ces modifications seront soit intégrées au titre d'un avenant au CAE, soit au titre de l'accord direct.

Exigences environnementales & sociales

Les centrales électriques sont nécessaires à l'électricité – et nous avons besoin d'électricité ! Elles peuvent également être imposantes, bruyantes et désordonnées. Des impacts sur la communauté peuvent survenir tant en cours de construction (équipements lourds, circulation routière accrue, etc.) que durant l'exploitation (bruit et pollution de l'air et de l'eau). Les lois nationales comprendront généralement un certain nombre d'exigences environnementales et sociales à respecter. En outre, de nombreux prêteurs attendront le respect de leurs propres exigences environnementales et sociales dans le cadre du financement du projet. De nombreuses institutions de financement du développement exigent la conformité aux critères de performance environnementaux et sociaux de la SFI (voir <http://goo.gl/pNaCOv>), tandis que d'autres comme la Banque Africaine de Développement ont leurs propres normes (Système de garanties intégrées ; voir <http://goo.gl/hWTO5p>). En outre, un certain nombre de banques commerciales exigent la conformité aux Principes de l'Équateur (<http://www.equator-principles.com/>). Par souci de simplification, ces normes seront simplement dénommées les **normes des prêteurs** dans la présente section.

Considérations environnementales

Les différents types de centrales électriques engendrent différentes préoccupations environnementales. Par exemple, les exploitants des centrales électriques au charbon doivent veiller aux niveaux d'émission de dioxyde de soufre, d'oxyde d'azote et de particules, ainsi qu'à la contamination potentielle des ressources aquatiques. De la même façon, la construction de vastes centrales hydroélectriques peut entraîner un déplacement des populations à grande échelle, la destruction de forêts, la dégradation de la qualité de l'eau et le détournement des cours d'eau, avec des incidences sur l'environ-

nement et le système écologique. Aucune technologie n'est totalement exempte d'impacts sur l'environnement.

La non-prise en compte adéquate des risques environnementaux associés à la technologie d'un projet peut donner lieu à des sanctions par les autorités locales. Les considérations environnementales peuvent également peser sur la capacité d'accéder au financement.

Considérations sociales

Outre les préoccupations environnementales, le droit local et les normes des prêteurs auront des exigences d'ordre social. Ces exigences concernent l'égalité hommes-femmes, les droits des travailleurs, la limitation des effets d'une centrale électrique sur la communauté locale, et les questions afférentes au déplacement des populations.

Droits des travailleurs

Le droit local et les normes des prêteurs susmentionnés contiennent des exigences en matière de droits des travailleurs. Elles portent sur le traitement autorisé des travailleurs, l'âge minimum d'embauche, ainsi que leur rémunération, entre autres.

Impact/approche communautaire

Bien que n'étant pas partie au CAE, la communauté locale risque clairement d'être impactée par une centrale électrique située dans sa zone. Dès lors, les normes des prêteurs comprennent systématiquement diverses structures concernant les impacts admis sur la communauté locale et la façon de les traiter. En décidant de la nécessité d'un CAE, les parties doivent avoir à l'esprit les incidences potentielles sur la communauté locale et doivent envisager une approche communautaire.

Déplacement

Afin de construire et de transporter l'électricité au départ de certaines centrales électriques, il peut s'avérer nécessaire ou souhaitable que les personnes vivant aux alentours acceptent d'être réinstallées ou déplacées. Le déplacement signifie généralement l'abandon physique du domicile ou le déménagement, ainsi que le déplacement économique (perte de revenus, perte de biens ou perte d'accès au moyen de subsistance). Dans la mesure où ces déplacements sont considérés comme forcés, cet aspect sera très important pour les prêteurs et peut empêcher certains d'entre eux d'apporter leur financement. Le déplacement involontaire désigne généralement une situation dans laquelle les personnes concernées n'ont pas le droit de refuser de partir.

Les questions d'égalité entre hommes et femmes

Le caractère transformateur d'un meilleur accès à l'électricité peut avoir des retombées significatives en matière d'égalité entre hommes et femmes dans la communauté desservie par le projet électrique. Pour ce faire, il peut être utile d'adopter des stratégies adaptées à chaque sexe dans le cadre de tout plan de développement de la communauté locale associé à un projet énergétique. Cela peut passer par un usage ciblé de l'électricité pour moderniser les cuisinières dans les foyers ou par des stratégies pour récolter des avantages indirects, tels que l'extension des lignes d'alimentation en eau vers la centrale électrique afin qu'elles desservent également les communautés avoisinantes.

Résumé des points clés

Aperçu du secteur de l'électricité

- **Production d'électricité** : Il s'agit du processus de production de l'énergie électrique à partir de diverses sources d'énergie primaire. Le transport de cette énergie produite se fait à de hautes tensions pour acheminer l'énergie sur de longues distances près de l'endroit où l'utilisateur final utilisera l'électricité. La distribution consiste dans la division de l'énergie en tensions utilisables afin que les consommateurs puissent acheter l'énergie.
- **Types de structures du secteur de l'électricité** : Il existe deux types différents de structures du secteur de l'électricité : groupé et dégroupé. Sur un marché groupé, la compagnie d'électricité contrôle à la fois le transport et la distribution. Sur un marché dégroupé, il y a division entre la transmission et la distribution de l'électricité.
- **Rôle des acteurs** : Le producteur d'électricité est le Vendeur de l'énergie électrique et le propriétaire du projet électrique. Le client, ou Acheteur d'électricité, est celui qui achète l'énergie électrique.

Le contrat d'achat d'électricité

- **La Base** : Le contrat d'achat d'électricité (CAE) est le contrat central qui régit la vente et l'achat d'électricité.
- **Planification et conseil** : L'Acheteur et le producteur devront négocier le CAE pour s'assurer que les deux parties connaissent leurs obligations et les acceptent. En raison de la complexité du CAE, une phase de planification sérieuse en amont et des conseils de consultants externes s'avèrent souvent nécessaires.
- **Appels d'offres** : Il est préférable pour l'Acheteur de solliciter des offres auprès des producteurs au moyen d'une procédure de mise en concu-

rence. Dans les pays connaissant de forts déficits en électricité, les offres spontanées sont parfois admises comme moyen d'augmenter rapidement la capacité de production d'électricité.

Financement

- **Capitaux Élevés** : Les projets électriques sont des chantiers importants et coûteux, mobilisant des volumes considérables de capitaux. Un CAE bien rédigé et équilibré est nécessaire pour attirer ce niveau de financement.
- **Bancabilité** : Afin d'améliorer la bancabilité d'un projet (c'est-à-dire sa capacité à attirer des financements), le gouvernement de l'État hôte pourra être amené à accorder des garanties et d'autres mesures de renforcement du crédit.
- **Garantie de Paiement** : Les parties mettent souvent en place des mécanismes pour empêcher les interruptions du flux des paiements au titre du CAE.

Exigences environnementales et sociales

- **Droit local** : Le droit local comporte généralement des exigences environnementales et sociales.
- **Normes des prêteurs** : De nombreux prêteurs attendront le respect de leurs propres exigences environnementales et sociales (par ex. les Critères de performance de la Société Financière Internationale en matière environnementale et sociale, les Principes de l'Équateur, le système de garanties intégrées de la Banque africaine de développement).
- **Exigences Environnementales** : Les différents types de centrales électriques engendrent des préoccupations environnementales

différentes – aucune technologie n'est complètement exempte d'impacts sur l'environnement.

- **Exigences Sociales** : Le droit local et les prêteurs ont généralement des exigences en matière de droits des travailleurs, d'approche communautaire et de déplacement des populations.

Dispositions financières

Introduction

Structures tarifaires

L'achat d'électricité

Facturation et paiements

Soutien au crédit pour les obligations des
acheteurs

Soutien au crédit des obligations de la
société de projet

Exonérations fiscales

Résumé des points clés

Introduction

Les modalités financières du CAE sont probablement les dispositions les plus importantes du CAE – à la base, le CAE est un contrat d'achat. La question est de savoir ce qui est exactement acheté, et à quel prix.

Ces modalités reposent sur le tarif (*structures tarifaires*), qui est généralement une formule complexe pour déterminer le prix de la capacité et de l'énergie. Le tarif est établi par une certaine forme de processus d'approvisionnement (*l'achat d'électricité*), que ce soit par un appel d'offres ou par une forme de détermination du prix. La difficulté réside dans les détails de la facturation et du paiement (*facturation et paiements*). Compte tenu de la nature des marchés de l'électricité et des projets électriques, il y a souvent des inquiétudes concernant le crédit et la solvabilité de chaque partie au CAE, donnant lieu à diverses exigences en matière de soutien au crédit pour les obligations des clients (*soutien au crédit pour les obligations des clients*) et de soutien au crédit pour les obligations de la société de projet (*soutien au crédit pour les obligations de la société de projet*). Une autre question primordiale est celle de savoir si des exonérations fiscales sont accordées au projet (*exonérations fiscales*).

Toutes ces stipulations sont âprement négociées, créant une complexité particulière du CAE.

Structures tarifaires

Introduction

Les conditions financières représentent l'un des aspects les plus importants de tout CAE. Tel qu'employé dans le présent chapitre, le terme **tarif** s'entend comme comprenant plusieurs composants. Tout d'abord, il englobe le prix réel auquel le client paie à la société de projet la capacité mise à disposition et/ou l'énergie produite. Le tarif comprend également le vaste ensemble de modalités et de conditions qui entourent le prix. Ces autres conditions déterminent la somme que le client versera à la société de projet chaque mois. La présente section explique :

1. Les types de structures tarifaires (basées sur la capacité ou non basées sur la capacité) que l'on trouve généralement dans les contrats d'achat d'électricité ;
2. Les méthodes qui peuvent être utilisées pour établir le prix par unité de capacité mise à disposition et/ou par unité d'énergie produite ;
3. L'incidence des obligations **d'enlèvements fermes** (*take-or-pay*) au titre des contrats de fourniture de combustible sur le tarif dû en vertu du contrat d'achat d'électricité ; et
4. L'incidence de la durée d'un contrat d'achat d'électricité sur le tarif.

Différentes structures tarifaires sont utilisées pour les technologies *dispatchables* et non *dispatchables*.

On entend par **technologies dispatchables** (répartissables) les technologies qui peuvent être dispatchées/réparties par le client. Cela signifie que le client peut (et doit) donner des instructions à la société de projet qui les applique pour générer une quantité spécifique d'énergie (ou de puissance) pour chaque période de règlement. Parmi les exemples de technologies dis-

patchables figurent tous les types d'unités de production thermique telles que les turbines à gaz (cycle simple ou combiné), les moteurs alternatifs alimentés au diesel ou au fioul lourd et les unités de production au charbon, ainsi que les installations hydroélectriques autres que la plupart des installations au fil de l'eau.

On appelle **technologies non dispatchables** les technologies qui ne peuvent pas être dispatchées/réparties par le client, mais qui sont au contraire injectées dans le réseau lorsque l'énergie est disponible. En général, toutes les technologies renouvelables autres que les grandes installations hydroélectriques (à barrage) sont non dispatchables. Les exemples de technologies non dispatchables incluent l'éolien et le solaire. L'énergie doit être produite à l'aide de la source renouvelable lorsque cette dernière est disponible ou, en l'absence de capacité de stockage limitée associée aux projets d'Énergie solaire concentrée (**ESC**), l'énergie sera perdue.

Du fait de cette caractéristique fondamentale, des structures tarifaires très différentes sont utilisées pour les technologies dispatchables et non dispatchables. Les deux sections ci-dessous décrivent les deux différents types de structures tarifaires qui sont couramment utilisées avec les technologies dispatchables et non dispatchables.

Structures tarifaires des technologies dispatchables

Les structures tarifaires ont évolué au fil des ans dans plusieurs pays vers une plus grande efficacité de l'allocation des ressources énergétiques et l'amélioration des mécanismes d'incitation des investissements. Les premiers tarifs combinaient les composantes énergie et capacité en une seule et même redevance d'énergie (généralement exprimée en dollars par kWh). La génération suivante de tarifs ajoutait une exigence **d'enlèvements fermes (take-or-pay)** pour essentiellement garantir un plancher au niveau de *dispatch* escompté. La troisième génération de tarifs éliminait les concepts d'enlèvements fermes (*take-or-pay*) des tarifs d'électricité (sauf dans la

mesure nécessaire pour refléter toute obligation d'enlèvement ferme découlant du contrat de fourniture de combustible à répercuter) et introduisait les paiements de capacité et d'énergie afin de mieux protéger les producteurs de la volatilité de la demande et les consommateurs de la nécessité de payer l'énergie dont ils n'ont pas besoin (et n'est donc pas produite).

Les tarifs basés sur la capacité ont été élaborés pour pallier les inconvénients inhérents aux structures tarifaires basées sur « l'énergie » ou « l'enlèvement ferme ». Ces tarifs sont structurés pour mettre en balance les intérêts des investisseurs et des consommateurs de manière économiquement efficiente. Pour ce faire, il faut s'assurer que la société de projet ait une opportunité raisonnable d'engranger des revenus suffisants pour (i) rembourser le capital investi dans le projet, et offrir un rendement raisonnable aux investisseurs du projet, et (ii) couvrir les frais d'exploitation fixes du projet, que la production de l'unité soit ou non dispatchée par le client. Les intérêts du client sont protégés car il n'est obligé de payer que la capacité qui est mise à sa disposition et l'énergie qui est dispatchée par le client et effectivement livrée au point de livraison de l'énergie.

En règle générale, ces tarifs prévoient que le client versera chaque mois à la société de projet :

- une redevance (la **Redevance de Capacité**) pour la capacité d'une unité de production disponible qui peut être dispatchée par le client, qu'elle soit ou non effectivement dispatchée par le client, et
- une redevance par MWh (ou par kWh) (la **Redevance d'Énergie**) pour l'énergie dispatchée par le client et livrée à ce dernier.

La **Redevance de Capacité** est évaluée pour permettre à la société de projet de percevoir des revenus en vertu du contrat d'achat d'électricité suffisants pour lui permettre de :

1. Rembourser les prêts mis à disposition de la société de projet pour financer le projet (et dans certains cas les infrastructures connexes telles que les lignes de transmission);

2. Verser aux promoteurs un rendement sur les capitaux et les quasi-capitaux (tels que les prêts d'actionnaires) qu'ils ont investis (et, dans le cas d'une société de projet structurée sur une base Construction-Exploitation-Transfert (*Build-Operate-Transfer*), restituer aux promoteurs les capitaux et les quasi-capitaux qu'ils ont investis pendant la durée du CAE) ;
3. Payer l'impôt sur les sociétés ainsi que toutes les autres taxes imposées à la société de projet et à ses biens ; et
4. Payer les frais fixes d'exploitation et de maintenance et tous autres coûts du projet convenus qui seront supportés par la société de projet indépendamment du facteur de dispatch.

La **Redevance d'Énergie** est évaluée pour permettre à la société de projet de percevoir suffisamment de revenus en vertu du CAE pour lui permettre de :

1. Recouvrer le coût de tout combustible utilisé pour produire l'énergie dispatchée par le client et livrée à ce dernier ; et
2. Payer les frais d'exploitation et de maintenance qui varient en fonction de la quantité d'énergie produite par l'unité de production.

Du fait de cette structure tarifaire, la société de projet est indifférente aux niveaux de dispatch réels car ses coûts de capital et ses coûts d'exploitation et de maintenance fixes sont recouverts via la Redevance de Capacité, qui est due quel que soit le niveau de dispatch. Dès lors, il n'est pas nécessaire pour la société de projet de facturer une prime de risque pour assumer le risque de marché. Dans le même temps, cette structure tarifaire reflète la véritable nature des coûts de la société de projet et elle est cohérente avec les principes de dispatch économique.

La Redevance de Capacité est exprimée sous forme de prix (parfois désigné par l'appellation **Prix de Capacité de Base Horaire**) pour chaque MW qui est mis à disposition (que ce MW de capacité soit ou non effectivement utilisé pour produire de l'énergie) sur une période de règlement. Chaque

période de règlement est pondérée pour tenir compte de l'importance de la disponibilité de capacité durant l'heure en question pour le client. La redevance payée pour chaque heure peut être exprimée sous la forme suivante :

$$PCHi = (PCBi + REMFi) \times FPPi \times CapDispi$$

où :

PCHi – désigne la quantité du Paiement de Capacité Horaire par heure « *i* » ;

PCBi – désigne la quantité du Prix de Capacité de Base par heure « *i* » ;

REMF_i - désigne la quantité de la Redevance d'Exploitation et de Maintenance Fixe Horaire par heure « *i* » ;

FPPi – désigne le facteur de pondération de la période par heure « *i* », (qui est un nombre situé dans une plage de, par exemple, 0,65 et 1,5, reflétant l'importance de la capacité durant cette période de règlement) ; et

CapDispi – désigne la capacité qui est déclarée comme étant disponible durant l'heure « *i* » par la société de projet.

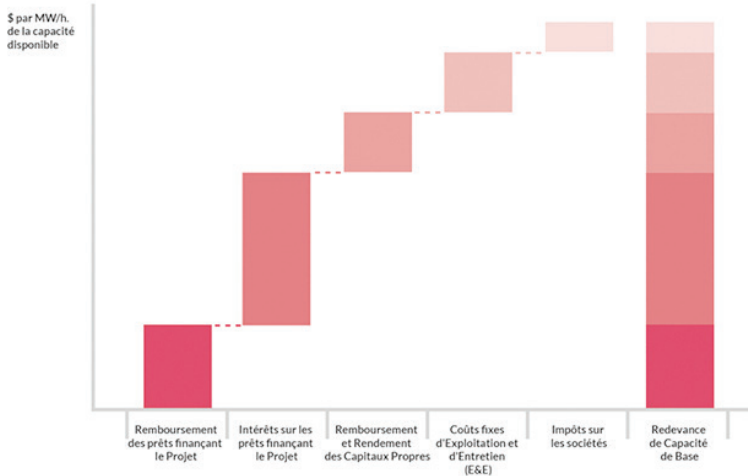
Les Paiements de Capacité Horaire qui sont dus durant chaque heure d'un mois (mois « *m* ») sont ensuite additionnés pour déterminer le Paiement de Capacité mensuel. De cette manière, le client paie uniquement la capacité disponible effectivement mise à sa disposition. Bien que le tarif contienne plusieurs formules et aborde plusieurs points non évoqués ci-dessus (par ex., frais annexes, coûts de démarrage et autres postes complémentaires), cette formule, qui capture les éléments les plus importants, donne un exemple de la façon dont les notions clés sur lesquelles un tarif moderne basé sur la capacité peut être exprimé.

Il est cependant utile de noter que d'autres stipulations du contrat d'achat d'électricité ajusteront *CapDispi* à la baisse au cas où la société de projet déclarerait disposer d'une capacité disponible supérieure à celle qu'elle peut effectivement livrer durant l'heure « *i* ».

Il est également utile de noter qu'au cas où la société de projet ne serait pas en mesure de mettre de la capacité à disposition en raison de risques que le client a accepté d'assumer, alors la capacité sera réputée disponible pour le client. Parmi les exemples de tels risques figurent ceux liés à la disponibilité du réseau de transport pour prendre l'énergie depuis la centrale électrique, la disponibilité du combustible (si le client est responsable de la fourniture du combustible) et les cas de force majeure politique.

L'illustration ci-dessous montre les principales composantes qui constituent une Redevance de Capacité de Base et montre (de manière générale) l'importance relative de chacune de ces composantes au début de la durée d'un CAE. Durant les dernières années, la composante intérêts sur les prêts diminue. Cette baisse est compensée par l'augmentation du remboursement du principal des prêts, et par l'amortissement et le retour sur investissement des capitaux propres.

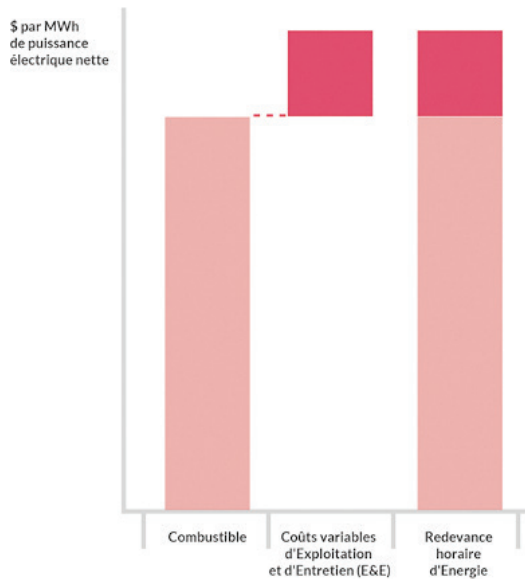
Composantes clés d'une redevance de capacité de base



L'illustration ci-dessous montre les principales composantes qui constituent la Redevance d'Énergie dans le cadre d'un tarif basé sur la capacité

pour une centrale électrique thermique. (La Redevance d'Énergie dans le cadre d'un tarif basé sur « l'énergie » pour un projet renouvelable comprendra des composantes similaires à celles identifiées dans le graphique ci-dessus montrant les composantes qui entrent dans une Redevance de Capacité de Base.)

Composantes clés de la redevance d'énergie



Points clés

- Les paiements de capacité permettent aux sociétés de projet de recouvrer leurs coûts fixes (coûts de capital et coûts d'exploitation fixes) et de percevoir les bénéfices convenus. Ces charges sont payées tant que la centrale électrique est disponible pour le dispatch.
- Les paiements d'énergie représentent les frais de combustible et les coûts d'exploitation variables.

- Dans certains pays, des coûts supplémentaires sont imposés aux Acheteurs pour les besoins du système réseau (tels que les coûts de démarrage, les coûts de services auxiliaires et toutes les charges des cas de force majeure qui sont à la charge du client en vertu du CAE).

Structures tarifaires des technologies non dispatchables

Généralement, les CAE concernant des technologies non dispatchables (principalement renouvelables) imposent que la société de projet fournisse et vende au client toute l'énergie produite par l'unité de production. Le prix est exprimé en termes simples comme en centimes (ou autre unité monétaire) par kWh ou en dollars (ou autre unité monétaire) par MWh produit et fourni. L'unité monétaire utilisée est généralement déterminée par la devise du Contrat EPC ou celle dans laquelle les prêts ont été libellés.

Ces tarifs reconnaissent également que dans certains cas, soit le client, soit l'exploitant du réseau de transport peut procéder à une **réduction (curtailment)** de la production d'énergie au niveau de la centrale à cause de contraintes sur le réseau, d'urgences ou pour d'autres raisons. Différents marchés répartissent différemment le risque financier des pertes de réduction de la production. Dans les CAE des marchés émergents, le client couvrira les pertes liées à la réduction de la production dans le cadre du tarif. Souvent, cela se limite aux pertes dues à la réduction de production qui dépassent un seuil prédéterminé. L'énergie réduite est parfois appelée **production réputée disponible** ou **énergie non livrée**.

Les principales raisons qui justifient que le client d'une centrale non dispatchable paie la production réputée disponible sont les suivantes :

- la probabilité d'une réduction prolongée de la production est plus significative pour diverses raisons, y compris l'état du réseau de transport et la probabilité qu'une insuffisance de capacité de production entraîne une panne de réseau ; et

- l'État d'accueil peut avoir une participation majoritaire à la fois dans le client et dans l'exploitant du réseau de transport. Dans ce cas, les investisseurs craindront que le client puisse faire en sorte que l'exploitant du réseau de transport réduise la production au cas où le client serait en mesure d'acheter de l'énergie à moindre coût auprès d'autres sources.

Le risque de réductions prolongées de production a conduit à l'élaboration de méthodes plus fiables pour calculer les quantités de production réputée disponible sur les marchés émergents. C'est une réponse logique au risque de réductions prolongées de la production car, durant une période de réduction de production prolongée, le montant total des paiements de production réputée disponible peut être très important, et ces derniers dépendront fortement de la formule de détermination de la production réputée disponible et du matériel de mesure.

À titre d'exemple, un CAE pour un projet éolien exigera généralement que la société de projet construise un ou plusieurs mâts de référence pour mesurer la vitesse moyenne et la direction du vent durant chaque période de six minutes survenant durant une période de facturation. Avant la date de mise en exploitation commerciale, le client et la société de projet élaboreraient (avec l'aval de l'ingénieur indépendant) une *courbe de puissance* prédisant, pour chaque vitesse et direction du vent, la puissance électrique nette que le parc éolien peut générer dans ces conditions. La courbe de puissance serait actualisée chaque année ou chaque semestre d'après la performance réelle du parc éolien. En cas de réduction de la production, la courbe de puissance pourrait alors être utilisée – avec les données de vitesse du vent, la direction du vent et la disponibilité de chaque éolienne pendant la durée de réduction de production – pour calculer la quantité de production réputée disponible que le client sera tenu de payer. De la même façon, un CAE pour un projet solaire nécessiterait que le client et la société de projet élaborent une courbe de puissance basée sur l'ensoleillement mesuré par un ou plusieurs pyranomètres ou pyréliomètres (mesurant, respectivement, l'irradiance directe et indirecte et le rayonnement direct sur une surface plane). Ces dernières années, le Cap-Vert, l'Afrique du Sud et le Kenya ont chacun signé des CAE, dont certains comportent les stipulations

ci-dessus concernant les actifs de production d'énergie éolienne. L'exploitation commerciale de certaines de ces unités a commencé.

Points clés

- Les tarifs « énergie seulement » sont exprimés en \$/kWh ou \$/MWh (mais ils peuvent également être exprimés dans la devise locale).
- Le principe de l'énergie non livrée s'applique, étant donné que toute l'énergie produite est facturée au niveau du point de mesure et qu'elle est due.
- Des mesures minutieuses sont prises par l'Acheteur et le Vendeur pour déterminer/vérifier le niveau d'énergie non livrée pour laquelle le client est tenu de payer.

Tarifs de rachat

Les tarifs de rachat sont couramment utilisés pour encourager la production d'énergie à partir de sources renouvelables.

Un tarif de rachat est généralement censé confirmer trois éléments essentiels pour un producteur. Ces trois éléments sont : (a) l'accès garanti au réseau, (b) des CAE à long terme et (c) un prix de l'énergie subventionné de fait.

Le prix de l'énergie est généralement établi par le régulateur du secteur au moyen d'une évaluation (i) des coûts de capital et des coûts d'exploitation et de maintenance que supporteraient un producteur raisonnablement efficace dans le cadre du développement, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien d'une centrale électrique reposant sur une technologie particulière (telle que l'éolien ou le solaire), et (ii) de la structure de capital qu'un producteur devrait pouvoir atteindre.

Les tarifs de rachat sont généralement établis et restent valables pour une durée définie afin que le producteur soit certain de pouvoir récupérer son investissement dans le projet, et en tirer un retour sur investissement

raisonnable. En règle générale, tous les producteurs (sous réserve d'un plafond prédéterminé sur la quantité de capacité admissible au titre du tarif de rachat) qui parviennent à l'exploitation commerciale ou commencent la construction avant une date prédéfinie peuvent prétendre au tarif de rachat pendant la durée de leur contrat.

Les régulateurs révisent périodiquement les tarifs de rachat qui sont applicables aux nouveaux projets, avec pour objectif de réduire le tarif de rachat afin de refléter des coûts de capital inférieurs et d'autres économies résultant de l'adoption plus répandue d'une technologie particulière. Les projets photovoltaïques sont le meilleur exemple de la tendance vers des coûts moins cher ; depuis 2008, le prix des panneaux photovoltaïques a baissé de manière constante et nette.

Les tarifs de rachat sont généralement structurés de manière cohérente avec les tarifs décrits ci-dessus dans la section intitulée Structures tarifaires des technologies non dispatchables. Un certain nombre de pays africains pratiquent les tarifs de rachat pour les énergies renouvelables.

Obligations d'enlèvement fermes des contrats de fourniture de combustible – incidences sur les tarifs d'électricité

Dans un certain nombre de marchés émergents, les fournisseurs de gaz insistent généralement pour que les contrats de fourniture de gaz à long terme contiennent un engagement d'enlèvement ferme (*take-or-pay*). Dans le contexte d'une société de projet, une telle clause stipule que la société de projet doit acheter une quantité de gaz convenue (généralement exprimée en MMBtu ou GJ (PCI)) chaque année ou bien payer cette quantité de gaz, qu'elle l'achète effectivement ou non.

La justification économique d'un engagement d'enlèvement ferme (*take-or-pay*) dans un contrat de fourniture de gaz est double. Premièrement, le fournisseur de gaz aura le droit d'extraire du gaz du ou des gisement(s) à partir duquel ou desquels il fournit du gaz pendant une période définie et limitée qui est déterminée dans sa licence de prospection et de développement sur les blocs comprenant le(s) gisement(s) concerné(s). Si le fournisseur de gaz devait signer un contrat de fourniture de gaz à long terme avec une société de projet, et que la société de projet n'achetait pas une proportion significative des réserves que le fournisseur de gaz lui destinait, alors le fournisseur de gaz perdrait une part de la valeur économique de son investissement dans la prospection, les coûts de capital sur les champs, les installations de traitement du gaz et d'autres infrastructures. Deuxièmement, afin de rembourser ses propres dettes, le fournisseur a besoin d'un flux de revenus constant. L'obligation d'enlèvement ferme (*take-or-pay*) est le mécanisme utilisé par les fournisseurs de gaz pour contrôler ces risques.

Malgré leur justification économique, les obligations d'enlèvement ferme (*take-or-pay*) doivent être traitées avec prudence car elles peuvent influencer sur le tarif à payer en vertu d'un contrat d'achat d'électricité. Toute obligation d'enlèvement ferme devrait atténuer les conséquences potentielles pour l'Acheteur du gaz (dans le cas présent, la société de projet) en incluant des clauses de report en avant (*carry-forward*) et d'indemnisation totale (*make-whole*). Une clause d'indemnisation totale (*make-whole*) stipule que si l'Acheteur de gaz n'achète pas la quantité objet de l'obligation d'enlèvement ferme durant toute période d'enlèvement ferme (qui est presque toujours une période d'un an) et effectue un paiement égal au prix d'achat multiplié par la différence entre (i) la quantité d'enlèvement ferme et (ii) la quantité de gaz consommé, alors ce paiement peut être comptabilisé dans le coût du gaz d'une période d'enlèvement ferme ultérieure, une fois que la quantité d'enlèvement ferme a été consommée durant cette période. Une clause de report en avant (*carry-forward*) implique exactement le contraire. Elle prévoit que si un Acheteur de gaz en achète une quantité supérieure à la quantité d'enlèvement ferme durant une période d'enlèvement ferme donnée, alors la quantité reportée en avant (la quantité de gaz achetée au-delà de la quantité d'enlèvement ferme) sera utilisée pour

réduire la quantité d'enlèvement ferme des périodes d'enlèvement ferme ultérieures.

Les obligations d'enlèvement ferme influent sur le tarif dû en vertu d'un CAE de la manière suivante. Au cas où le client ne dispatcherait pas la centrale à un niveau permettant à cette dernière d'en consommer une quantité égale à la quantité d'enlèvement ferme durant une période d'enlèvement ferme, alors, à la fin de cette période, le client devrait effectuer un paiement permettant à la société de projet de s'acquitter du paiement dû au fournisseur de gaz égal au prix d'achat multiplié par la différence entre (i) la quantité d'enlèvement ferme et (ii) la quantité de gaz consommé.

Points clés

- Les clauses prévoyant un engagement d'enlèvement ferme sont nécessaires dans les contrats de fourniture de combustible à long terme car elles réduisent le risque pour les parties qui fournissent au marché du combustible et des biens de production.
- Les clauses prévoyant un engagement d'enlèvement ferme peuvent avoir pour effet d'augmenter les tarifs durant certains mois qui coïncident avec la fin d'une période d'enlèvement ferme, épuisant ainsi les liquidités d'un client qui effectue des paiements d'enlèvement ferme d'énergie non utilisée.

Tarifs et bancabilité

Quelle que soit la structure tarifaire choisie pour le CAE, la méthode de calcul du tarif doit être claire et fixée pour la durée du contrat d'achat d'électricité. Tout changement de tarif doit être fait conformément aux mécanismes d'ajustement qui sont convenus au départ dans un accord contraignant signé dans le cadre de la procédure d'audit des Vendeurs et des prêteurs. Les tarifs qui sont soumis à un droit général ou discrétionnaire d'ajustement réglementaire ou politique ne sont généralement pas acceptables pour les prêteurs et les investisseurs extérieurs à l'Amérique du Nord et à l'Europe occidentale, qui ont une longue tradition de réglementation des bases tarifaires. Même dans ces territoires, les investisseurs du secteur de l'électricité commencent à exiger davantage de sécurité réglementaire avant d'entreprendre des investissements de taille, par exemple dans une nouvelle capacité de production.

L'achat d'électricité

La composante prix d'un tarif est généralement établie soit en lançant un appel d'offres international, soit en utilisant une **méthode « à livre ouvert (open book) »** (qui est parfois appelée **méthode « de découverte des prix »**). Ces deux méthodes sont expliquées dans les sections ci-après.

Appels d'offres internationaux

Dans la plupart des pays, les lois en matière de passation des marchés obligent les États et les entités publiques à s'approvisionner en biens et services au travers d'appels d'offres, sous réserve de certaines exceptions. La logique de politique publique de ces lois est juste- un appel d'offres international mené dans les règles est un outil très efficace pour utiliser la concurrence afin d'obtenir une baisse du prix de la capacité et de l'énergie, et pour une plus grande transparence sur le marché de l'électricité. Malheureusement, la passation d'un contrat d'achat d'électricité à long terme est souvent un processus long et coûteux. En outre, certaines procédures de passation des marchés sont si complexes ou techniques qu'une approche rigide et conventionnelle du processus d'appel d'offres peut ne pas donner le meilleur résultat pour le pays hôte. Dans certains cas, le manque de flexibilité pour prendre en compte les particularités d'un projet complexe peut bloquer complètement le projet, même en présence d'une importante concurrence, et même si le projet serait rentable pour le pays.

Les projets électriques à grande échelle, avec des financements spécifiques, sont un bon exemple. Toutes les parties participant à ces projets peuvent tirer avantage d'une plus grande flexibilité, permettant de mener des discussions préalables avec les soumissionnaires présélectionnés et des négociations postérieures sur (a) les dérogations prises par le soumissionnaire préféré dans l'offre qu'il présente en réponse à l'appel d'offres (**AO**) lancé par le client, et (b) les commentaires qui peuvent être reçus par les prêteurs après la signature du contrat d'achat d'électricité.

Généralement, un tarif économique est plus facilement atteint en faisant en sorte qu'un nombre suffisant de soumissionnaires présélectionnés présentent une offre, et ce afin que les pressions concurrentielles se traduisent par une baisse de prix. Le nombre de soumissionnaires présélectionnés peut ensuite être maintenu en :

1. Incluant des conditions raisonnables et finançables dans l'AO et les versions préliminaires des contrats de projet qui y seront joints, et notamment des conditions raisonnables et mesurées concernant (a) le montant de la garantie de l'offre, (b) les événements qui donneront au client le droit d'exercer la garantie de l'offre, (c) le délai de validité de l'offre et (d) le délai des négociations quant à la forme des contrats du projet (y compris le CAE) ;
2. En particulier dans le cas de projets hydroélectriques et d'autres projets où la conception sera fortement influencée par le site et le tarif, en établissant une base technique solide de conception du projet au moyen d'une étude de faisabilité permettant une prévision fiable de la durée de la période de construction et du coût de capital estimé du projet.

Un appel d'offres réussi nécessite, entre autres choses, (a) un AO clair et concis accompagné soit des versions préliminaires détaillées des contrats du projet (y compris le CAE), soit, pour le moins, des fiches de conditions claires et concises des contrats du projet, ainsi que (b) un appel d'offres consultatif facilitant le dialogue entre les soumissionnaires présélectionnés et le client.

Appels d'offres à tarifs fixes

Dans le cadre d'une structure tarifaire à prix fixe, les conditions de l'AO exigent que les soumissionnaires proposent un prix fixe de capacité, prix qui peut être susceptible d'augmentation sans que des facteurs significatifs d'ajustement n'entrent en jeu. Dans le cas d'un tarif basé sur la capacité structuré de la manière suggérée ci-dessus, l'appel d'offres demandera généralement aux soumissionnaires de faire une offre sur :

1. La Redevance de Capacité de Base Horaire (qui sera utilisée pour calculer la Redevance de Capacité Horaire et par conséquent la Redevance de Capacité Mensuelle) ;
2. La redevance variable d'exploitation et de maintenance (qui sera utilisée pour calculer la Redevance d'Énergie) ;
3. Dans le cas d'une unité de production thermique, le taux de rendement thermique (qui sera également utilisé pour calculer la Redevance d'Énergie) ; et
4. Dans le cas d'une unité de production au charbon, la quantité de charbon nécessaire pour entreprendre un démarrage à froid, un démarrage à tiède et un démarrage à chaud.

Il peut être demandé aux soumissionnaires de faire une seule offre de Redevance de Capacité de Base Horaire s'appliquant à chaque année de la durée du contrat d'achat d'électricité, ou bien ils peuvent être autorisés à proposer un taux différent de Redevance de Capacité de Base Horaire pour chaque année. Une partie de la Redevance de Capacité de Base Horaire correspondant à la portion de coûts fixes imputables aux coûts d'exploitation et d'entretien fixes est généralement indexée sur l'inflation, de même que la redevance variable d'exploitation et d'entretien.

Au cas où une société de projet produisant de l'électricité à l'aide d'une technologie non dispatchable (principalement des sources renouvelables), l'AO exige généralement que les soumissionnaires proposent un prix de l'énergie exprimé en cents (ou autre unité monétaire) par kWh ou en dollars (ou autre unité monétaire) par MWh.

Appels d'offres à tarifs ajustables (régulation par contrat)

De par sa nature, une structure tarifaire à prix fixe affecte plusieurs risques sur la société de projet (et par conséquent sur les promoteurs et les prêteurs

du projet). De ce fait, les soumissionnaires potentiels ne présenteront pas d'offres à moins d'être en mesure de les atténuer à des niveaux acceptables préalablement à la soumission de leurs offres. Dès lors que les soumissionnaires ne sont pas en mesure d'atténuer les risques, soit (i) ils demanderont une prime pour assumer le risque en augmentant le prix de leurs offres, soit (ii) ils ne présenteront pas d'offres. Souvent, les clients (et, en fin de compte, au travers du tarif, les consommateurs) sont plus à même de supporter certains types de risques. Affecter ces risques aux clients entraînera effectivement une baisse des tarifs et une capacité de financer des projets qui n'auraient pas pu l'être si ces risques étaient supportés par la société de projet.

Par exemple, en général, les soumissionnaires potentiels ne feront pas d'offres à prix fixe sans avoir d'abord passé un accord avec l'entrepreneur en ingénierie, fourniture et construction (entrepreneur EPC) sur au moins les principales conditions auxquelles ce dernier prendra en charge l'ingénierie, la fourniture, la construction et la mise en service du projet, et sur le prix du Contrat EPC. Cela conduit souvent les soumissionnaires potentiels à inviter un entrepreneur EPC à se joindre à leur consortium de soumissionnaires. Cela présente plusieurs inconvénients. Tout d'abord, les soumissionnaires ont besoin de temps supplémentaire au début de la procédure d'appel d'offres pour se mettre d'accord avec des entrepreneurs EPC, qui eux-mêmes doivent se mettre d'accord avec leurs principaux fournisseurs d'équipements. Ensuite, s'il n'existe qu'un petit nombre d'entrepreneurs EPC sur le marché pour la construction d'un type de projet particulier, ou uniquement quelques fournisseurs d'équipements en mesure de fournir le type d'équipement nécessaire, il peut ne pas y avoir assez d'entrepreneurs EPC pour tous les soumissionnaires intéressés. Il y a, par exemple, un marché limité des entrepreneurs EPC capables de construire des projets hydroélectriques complexes en Afrique subsaharienne, et le danger est réel que le lancement d'un appel d'offres pour un tarif à prix fixe se traduise par l'impossibilité pour certains promoteurs potentiels de soumissionner car aucun entrepreneur EPC n'est disponible pour faire équipe avec eux.

La **régulation par contrat** est une alternative au modèle de tarifs à prix fixes. La régulation par contrat a été utilisée avec succès pour élaborer des

projets très ambitieux dans des économies de marchés émergents. L'essence-même de la régulation par contrat est la spécification préalable, dans un ou plusieurs accords formels (généralement le CAE), des formules déterminant le prix que facturera un PEI. Cela ne signifie pas que le **prix** est précisé dans le contrat. En revanche, cela signifie que le **traitement** des éléments de coûts individuels qui déterminent le tarif sont définis par une série de formules contenues dans un contrat.

Dans le cadre d'un PEI, le modèle de tarifs à prix fixes :

- permet aux clients de réaliser un véritable appel d'offres en décrivant dans le dossier la méthodologie qui sera utilisée pour établir le tarif à payer par le client ;
- permet aux clients d'affecter les risques évoqués plus haut de la manière la plus optimale, faisant ainsi baisser le tarif et faisant en sorte que l'éventail le plus large possible de promoteurs soient intéressés par l'appel d'offres ; et
- n'oblige pas les soumissionnaires à s'associer au nombre limité d'entrepreneurs EPC susceptibles d'être intéressés par la construction d'un projet techniquement ambitieux.

Dans le cas d'un tarif basé sur la capacité structuré de la manière suggérée ci-dessus, l'appel d'offres d'un projet utilisant un tarif fixé par la méthode de régulation par contrat nécessiterait généralement que les soumissionnaires chifffrent :

1. Le rendement nominal annuel que les promoteurs espèrent tirer de leur investissement, en présumant que la disponibilité réelle de la centrale équivaut à la disponibilité estimée de la centrale ;
2. Un plafond pour les coûts de développement que le PEI peut inclure dans la base tarifaire utilisée pour calculer la Redevance de Capacité de Base ;
3. Une redevance d'exploitation et de maintenance fixe mensuelle ; et
4. Une redevance d'exploitation et de maintenance variable.

L'offre la plus économiquement avantageuse sera sélectionnée en utilisant un modèle financier pour déterminer quelles offres présentent les obligations financières nettes les moins élevées pour le client par MW de capacité sur toute la durée du CAE, exprimée en termes de valeur actuelle nette. Afin d'utiliser efficacement un modèle financier pour calculer la valeur actuelle nette des obligations financières nettes du client, il est nécessaire d'utiliser des hypothèses explicites concernant (i) le prix contractuel à payer en vertu du Contrat EPC, (ii) le ratio dettes/fonds propres, (iii) les conditions financières envisagées des prêts de projet, et (iv) de multiples autres hypothèses.

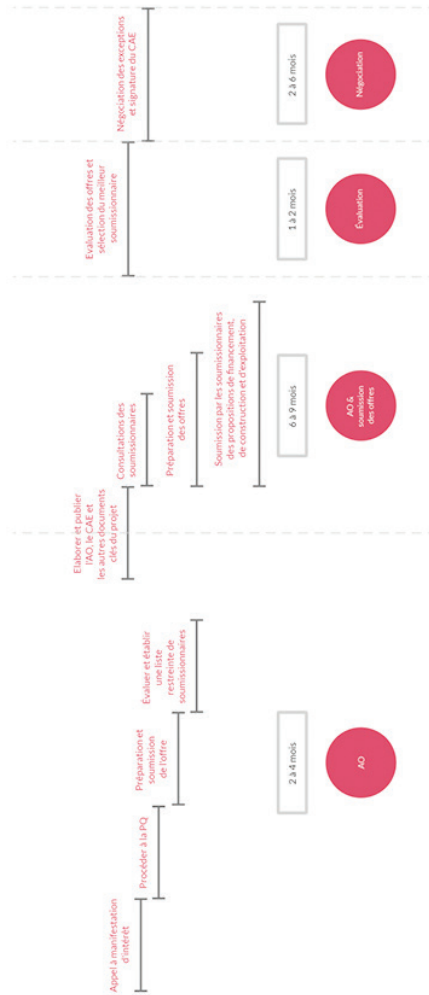
Dans la négociation d'un CAE, le modèle financier est partagé avec toutes les parties. Il est essentiel que le client, le PEI et les prêteurs disposent tous dans leur équipe d'une personne chargée d'examiner et d'auditer le modèle financier.

Avec l'approche de la régulation par contrat, après que le CAE ait été signé, le PEI est tenu en vertu du CAE de (a) mener un appel d'offres international pour choisir l'entrepreneur EPC et (b) lever un financement pour le projet. Le Prix de Capacité de Base fera alors l'objet d'une projection à la date du bouclage financier à l'aide du prix contractuel réel à payer en vertu du Contrat EPC, des conditions financières réelles de la dette et des coûts de développement réels supportés jusqu'alors, ainsi que d'une projection des coûts de développement qui seront supportés jusqu'à la date de mise en exploitation commerciale. Ces calculs seront ensuite effectués après la date de mise en exploitation commerciale pour déterminer le Prix de Capacité de Base final.

Le résultat concret de cette structure est que les facteurs d'ajustement identifiés (éléments de coûts qui seront décidés après soumission des offres en vertu de l'AO) peuvent être utilisés pour réduire considérablement le risque pour les promoteurs, ce qui peut alors augmenter le nombre de soumissionnaires présélectionnés qui présentent une offre, aboutissant en définitive à un prix plus compétitif.

Procédure indicative de passation des marchés publics :

Les périodes figurant ci-dessous sont purement indicatives et peuvent se chevaucher.



Facturation et paiements

Factures

Afin qu'il soit payé pour l'énergie qu'il fournit, ainsi que toute redevance de capacité applicable, le Vendeur devra facturer régulièrement l'Acheteur, d'un montant libellé dans la devise convenue dans le CAE. La fréquence de facturation est généralement mensuelle. La facture comportera en général les éléments suivants : (a) le paiement de la capacité, (b) le paiement de l'énergie, (c) les paiements complémentaires (y compris les paiements résultant des démarrages au-delà du seuil convenu), et (d) les dommages-intérêts forfaitaires ainsi que les pénalités dus à l'Acheteur. L'Acheteur a le droit d'examiner la facture établie par le Vendeur et, en cas de désaccord concernant le montant dû au titre d'une facture, il peut en demander la clarification et la justification dans un délai convenu par les parties.

Comptage

Un élément important après la négociation des tarifs est de savoir comment mesurer l'énergie et la capacité à facturer à l'Acheteur. Le Vendeur est généralement responsable de l'achat et de l'installation de compteurs pour mesurer la production de la centrale électrique. La puissance électrique nette et la capacité à facturer sont généralement mesurées selon un code de comptage publié par le régulateur. Pour ces mesures, les parties se mettront d'accord sur la consistance du système de comptage (un compteur principal et un compteur de secours) et sur les points de livraison de l'énergie. Les compteurs seront inspectés et calibrés régulièrement par l'une et l'autre des parties. Des représentants des deux parties doivent généralement être présents à la date de relevé des compteurs pour les besoins de la facturation.

Palements

Les paiements non contestés doivent être effectués dans la devise convenue par les parties au contrat d'achat d'électricité.

Devise : La devise de paiement en vertu du contrat d'achat d'électricité est un élément négocié qui est susceptible de varier d'un pays à l'autre. Sur les marchés émergents, les Vendeurs sont souvent exposés au risque de change. Il y a exposition au risque de change lorsqu'une part significative des coûts du projet a été financée dans une devise étrangère (par ex. dollars américains ou euros). Si le Vendeur doit être payé par l'Acheteur dans la devise locale, il doit s'assurer qu'il peut rembourser les prêteurs dans la devise étrangère.

La devise de paiement dépendra souvent de la solidité de la monnaie locale ainsi que de la facilité de sa conversion. Lorsque la monnaie locale a un long historique de stabilité et est généralement considérée comme capable de maintenir cette stabilité, les paiements en vertu du CAE pourront probablement être effectués en devise locale.

Sur d'autres marchés sans cet historique stable de la monnaie locale, on procédera en : 1) comparant le montant du paiement de l'Acheteur dans la devise locale au montant du paiement dans la devise étrangère en utilisant le taux de change du marché, ou 2) prévoyant le paiement du Vendeur par l'Acheteur, directement dans la devise étrangère.

Une alternative serait d'inclure dans le tarif une formule d'indexation à la devise étrangère plus structurée. La formule d'indexation est utilisée dans les cas où le Vendeur peut « couvrir » l'exposition au taux de change. La couverture du taux de change est généralement disponible sur les marchés hautement liquides.

Mode de paiement : Le mode de paiement est soumis à l'accord des parties, mais il se fait souvent par virement bancaire sur un compte désigné par le Vendeur.

Montants contestés : Normalement, si certains montants facturés sont contestés par l'Acheteur, leur paiement sera mis en attente et ils seront contestés dans le cadre du mécanisme de résolution des différends convenu au titre du contrat d'achat d'énergie. Un taux d'intérêt de défaut s'appliquera à tous les montants retenus. Le montant des sommes dues au Vendeur à l'issue du mécanisme de résolution de différends devra être augmenté du montant des intérêts de défaut. Dans certains cas, les parties peuvent convenir que les montants contestés de la facture seront mis sur un compte séquestre jusqu'à la résolution du différend.

Paielements tardifs : Tout paiement tardif (c'est-à-dire un paiement effectué après la date d'échéance convenue entre les parties) portera intérêt à un taux de défaut (taux d'intérêt local ou taux d'intérêt étranger) convenu entre les parties à compter de la date à laquelle le paiement était dû jusqu'à celle où il est effectué. La base du taux d'intérêt est généralement le taux interbancaire du marché monétaire publié par la banque centrale du pays pour les composantes en monnaie locale ou le LIBOR/EURIBOR pour les composantes en devise étrangère US/EUR.

Soutien au crédit pour les obligations des Acheteurs

Pourquoi le soutien au crédit ?

Cette section expose certains des principaux instruments ou méthodes parfois utilisés pour apporter un soutien aux obligations de paiement de l'Acheteur en vertu du CAE.

Il s'agit d'un aspect important, notamment en cas de craintes quant à la capacité du client à s'acquitter de ses obligations de paiement pendant la durée du CAE. Les craintes sur la capacité d'un client à satisfaire à ses obligations de paiement à long terme découlant du CAE peuvent résulter d'un certain nombre de raisons. Un scénario typique sur les marchés émergents est le cas où le tarif applicable à l'utilisateur final n'est pas **représentatif du coût** – en d'autres termes, les revenus générés par le client à partir de la vente d'électricité aux consommateurs au tarif applicable aux consommateurs ne reflètent pas le coût que celui-ci supporte pour acheter l'électricité auprès des producteurs d'électricité (y compris le coût de sa propre production, s'il y a lieu), auquel il faut ajouter les coûts de transmission et de distribution. Dans ce scénario, l'augmentation du tarif de l'électricité pour refléter le coût réel n'est souvent pas une option politique envisageable – du moins à court terme – du fait des pressions contraires que cela engendrerait chez les consommateurs et des conséquences sociales et politiques y afférentes. Dès lors, le client est souvent insuffisamment solvable et demandera des subventions publiques jusqu'à ce que les tarifs soient pleinement représentatifs du coût. Il n'est pas possible de lever des financements pour un PEI qui va vendre de la capacité et de l'énergie à un client dans une telle situation financière sans une forme ou une autre de soutien au crédit.

Garanties souveraines et lettres de crédit

Sur les marchés émergents où le client est une entité publique, les prêteurs exigeront parfois une garantie souveraine afin d'apporter un soutien au crédit pour les obligations de paiement du client en vertu du CAE. Dans le cadre de la garantie, l'État accepterait de s'acquitter des obligations de paiement du client, entité publique, si ce dernier n'est pas en mesure à échéance. Cependant, une garantie n'est réellement utile que dans la mesure où un garant souverain présente une qualité de crédit satisfaisante.

En cas de doute sur la solidité de la garantie souveraine, il existe un certain nombre d'instruments de garantie auxquels il peut être fait recours. Il s'agit notamment de :

- la garantie partielle de risque de la Banque Mondiale ou de la Banque Africaine de Développement (BAD),
- la police d'assurance de non-respect de garantie souveraine auprès de l'Office Américain de Promotion des Investissements Privés à l'Etranger (*Overseas Private Investment Corporation* – OPIC),
- la police d'assurance de risque politique de l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (MIGA), et
- la garantie de l'OPIC ou d'une agence de crédit à l'exportation.

De plus, des lettres de crédit peuvent répondre aux problèmes de liquidités à court terme lorsqu'elles sont utilisées en parallèle avec le soutien au crédit d'une IFD ou d'une agence de crédit à l'exportation. Ces lettres de crédit devront être émises par une institution financière présentant une qualité de crédit acceptable.

L'émission de garanties souveraines pour couvrir les obligations de paiement de clients contrôlés par l'État en vertu du CAE peut considérablement améliorer la capacité du gouvernement à attirer les investissements directs étrangers pour financer des projets électriques d'envergure.

Cela étant dit, un État auquel il est demandé d'apporter un soutien sous cette forme doit, avant d'émettre une garantie ou une lettre de crédit,

procéder à une analyse approfondie du projet sous-jacent pour s'assurer que le projet électrique est commercialement viable. Ce type d'évaluation lui permettra également de trouver une solution à son exposition financière potentielle au titre de la garantie ou de la lettre de crédit correspondante, s'il devait choisir d'en émettre une.

Pour un certain nombre de raisons, les États ne sont pas toujours disposés à émettre des garanties souveraines ou des lettres de crédit afin de fournir un soutien au crédit couvrant les obligations de paiement des entités publiques. Dans certains cas, la capacité des États à émettre ces instruments de soutien est gênée par la nécessité de maintenir la dette publique à des niveaux de supportables. Dans ces circonstances, les États seront parfois plus disposés à émettre des lettres d'intention qui ne sont pas juridiquement contraignantes, mais qui apportent aux investisseurs et aux prêteurs une sorte de « promesse » que le gouvernement ne permettra pas que le client devienne insolvable et qu'il interviendra pour aider le client à respecter ses obligations envers ses créanciers. Ces formes de promesses ne sont généralement pas suffisantes pour permettre à un projet d'attirer des quantités importantes d'investissements étrangers.

Compte séquestre

Pour faire face aux problèmes de liquidités, il peut être demandé au client d'ouvrir un compte séquestre pour garantir ses obligations de paiement au titre du CAE. Le compte séquestre devra contenir un montant égal à un certain nombre de mensualités au titre du CAE – par exemple, basé sur les redevances totales escomptées pour un nombre de mois donné, ou basé uniquement sur la redevance de capacité pour un nombre de mois donné.

Si le client n'effectue pas un paiement dû en vertu du CAE à l'échéance prévue, la société de projet peut alors retirer du compte séquestre la somme équivalente au montant impayé. Cela fait office de tampon, afin que la société de projet puisse continuer à fonctionner et à rembourser sa dette, même si le client ne paie pas. Après tout tirage sur le compte séquestre, le client doit immédiatement (ou dans un court délai de quelques jours) réap-

provisionner le compte. Dans le cas contraire (ou, dans certains cas, s'il obtient une quelconque garantie de remplacement), cela constituera un cas de défaut en vertu du CAE. Un compte séquestre équivaut pratiquement à une lettre de crédit et peut être utilisé pour faire face à des problèmes de liquidités à court terme.

Contrats d'options de vente et d'achat

Les contrats d'options de vente et d'achat sont parfois utilisés comme un mécanisme permettant à l'État de supporter le risque de paiement encouru par un client qu'il détient lui-même.

Une **option de vente** permet à son détenteur, souvent le Vendeur, d'obliger l'État à acheter le projet électrique à un prix prédéterminé en cas de survenance de certains événements déclencheurs – principalement la résiliation.

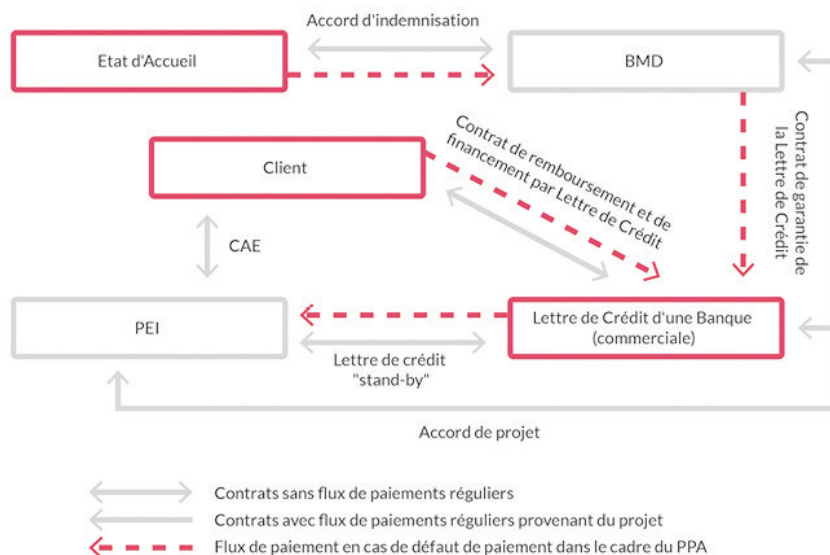
Une **option d'achat**, d'un autre côté, permet à son détenteur, souvent le garant souverain, d'obliger le Vendeur à vendre le projet électrique à l'État à un prix prédéterminé en cas de survenance de certains événements déclencheurs.

Dans un cas comme dans l'autre, l'État finit par acquérir les actifs. L'achat dans ces deux cas sera déterminé de sorte que l'encours de la dette de la société de projet soit payé en priorité, en vue de protéger les prêteurs. La formule de détermination du prix d'achat tiendra également compte du type d'événement déclencheur correspondant, un défaut du Vendeur, un défaut du client ou un autre événement. Dans le premier cas, l'Acheteur ne pourra souvent pas recouvrer ses bénéfices projetés dans le cadre du prix d'achat. Ce point est abordé plus en détail dans la section relative aux *Obligations post résiliation*.

Garanties partielles de risque

Les garanties partielles de risque (**GPR**) proposées par les banques de développement multilatérales sont également utilisées comme instruments d'atténuation du risque sur les marchés en développement. Les GPR peuvent être particulièrement utiles en cas de craintes sur la capacité d'un Acheteur public ou du garant souverain de s'acquitter de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un projet. Les GPR apportent typiquement une protection de crédit partielle aux prêteurs privés lorsque l'Acheteur public ou l'État ne s'acquitte pas de ses obligations de paiement au titre du CAE. La liste d'événements déclencheurs concernant les GPR est limitée aux événements à risque politique, tels que le non-respect d'une obligation financière par un garant souverain, notamment concernant une obligation d'acheter une centrale électrique après la résiliation d'un CAE. Les GPR transfèrent ces risques à des institutions multilatérales tierces qui sont plus à même de les gérer que des parties privées. Le Groupe de la Banque Mondiale et celui de la Banque Africaine de Développement, par exemple, fournissent des produits de garantie partielle de risque (consulter leurs sites web respectifs pour plus d'informations). Ces GPR peuvent être utilisées pour garantir le remboursement des prêts par la société de projet et l'obligation de rembourser une banque qui a émis une lettre de crédit pour le compte d'un client.

Exemple de structure de GPR :



Assurance de risque politique

La MIGA et les agences nationales de crédit à l'exportation jouent aussi un rôle important dans la fourniture de formes de renforcement du crédit pour les projets électriques sur les marchés en développement.

La MIGA fournit une assurance de risque politique principalement pour soutenir les investissements en capital et les prêts d'actionnaires au sein de ces projets.

Les agences nationales de crédit à l'exportation fournissent une assurance de risque politique pouvant être utilisée pour protéger les prêteurs et/ou les investisseurs en capital contre certains risques politiques précis. Il convient de noter que la couverture d'une agence nationale de crédit à l'exportation est typiquement liée aux exportations au départ du pays de l'agence con-

cernée. Le projet électrique sous-jacent doit présenter un pourcentage significatif de contenu à l'exportation provenant d'exportateurs dans le pays d'origine de l'agence de crédit à l'exportation pour pouvoir prétendre à l'assurance de risque politique de la part de cette agence de crédit à l'exportation.

À l'instar des GPR, ces produits permettent d'externaliser ces risques à un tiers qui est plus à même de les supporter qu'un acteur privé.

Soutien au crédit des obligations de la société de projet

Dans cette section, nous examinerons la nature du soutien au crédit que le gouvernement du pays hôte et les prêteurs peuvent attendre de la société de projet (et, dans le cas d'un financement à recours limité, des promoteurs).

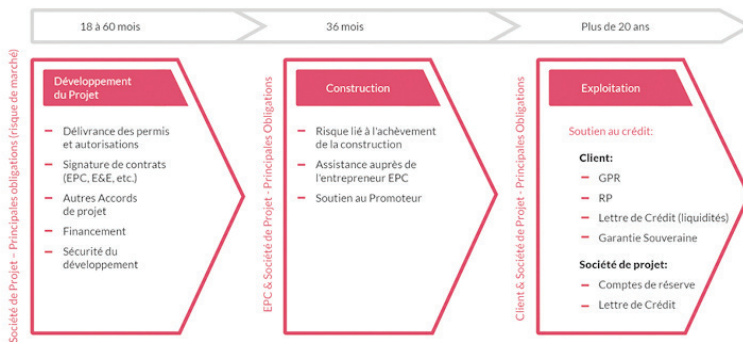
Pour l'État, la négociation et la finalisation d'un CAE implique souvent des dépenses considérables pour le client, en grande partie dues aux frais à payer pour les services de conseils juridiques, financiers et techniques. En engageant ces dépenses, le client souhaite s'assurer que la société de projet est pleinement engagée dans la négociation du CAE jusqu'à sa conclusion, dans l'obtention du financement nécessaire en vue du bouclage financier et dans le développement diligent du projet en vue d'en achever la construction et d'atteindre en temps voulu la Date de mise en exploitation commerciale (DEC) convenue. Par ailleurs, étant donné que le client achète généralement l'électricité pour la revendre aux sociétés de distribution ou aux consommateurs, il se peut qu'il soit également contractuellement tenu de mettre une certaine quantité d'électricité à leur disposition au plus tard à des dates convenues. C'est pourquoi le client est susceptible d'insister sur des pénalités de retard ou des paiements appropriés de la part de la société de projet en cas de défaut.

Étant donné que la première obligation de la société de projet est d'achever la centrale électrique conformément aux spécifications techniques avant la DEC cible, la nécessité pour la société de projet d'obtenir un soutien au crédit se limite souvent à la phase de construction du projet. Il est utile de noter que, lorsque la construction est réalisée au titre d'un Contrat EPC, le risque de construction passe de la société de projet à l'entrepreneur EPC, ce dernier étant tenu en vertu du Contrat EPC de fournir une garantie de bonne fin ou une autre garantie de ses obligations.

SOUTIEN AU CRÉDIT DES OBLIGATIONS DE LA SOCIÉTÉ DE PROJET

Du point de vue de la société de projet, il est essentiel de s'assurer que ses responsabilités au titre du soutien au crédit offert au client ne sont pas supérieures à l'indemnité forfaitaire due par l'entrepreneur EPC et au soutien au crédit fourni par ce dernier.

Ci-dessous figure une illustration de l'évolution d'une centrale électrique depuis son élaboration initiale (à savoir, le processus de compilation des documents de projet pertinents et de répartition du risque entre les parties concernées) jusqu'à son exploitation commerciale. Les périodes figurant ci-dessous sont purement indicatives et peuvent se chevaucher.



Le fait pour la société de projet de ne pas être en mesure d'exploiter la centrale à la DEC cible peut entraîner l'obligation de verser à l'Acheteur une indemnité de retard en vertu du CAE.

De la même façon, le fait de ne pas atteindre les seuils de capacité et d'énergie minimum peut entraîner une indemnité forfaitaire d'inexécution. Le fait pour la société de projet de ne pas atteindre l'exploitation commerciale à la date butoir peut donner aux parties le droit de résilier le CAE (et éventuellement d'autres contrats). En cas d'inexécution, il y a aura des conséquences financières pour la société de projet et l'entrepreneur EPC. Le plus souvent, à moins qu'il ne puisse pas être remédié à la cause de la non-exploitation, il n'est pas dans l'intérêt de l'État de résilier le CAE. Il peut en effet s'avérer très difficile d'attirer de nouveaux investisseurs dans un projet en difficulté. Pour faire en sorte que ces obligations financières

puissent être respectées, l'État d'accueil, le client et les prêteurs attendront normalement un soutien au crédit de la part de la société de projet et de l'entrepreneur EPC sous les formes décrites ci-dessous.

Instrument de crédit types durant la période de construction

Garantie de bonne exécution : Une garantie de bonne exécution prend normalement la forme d'une lettre de crédit ou d'une garantie bancaire. Le montant de cette garantie est généralement une fraction du montant de l'investissement du projet et doit en théorie prendre en considération les coûts supportés par l'État d'accueil et la capacité de production perdue. Dans la pratique, l'objectif premier de la garantie, généralement insuffisante pour couvrir les coûts réels supportés par l'État d'accueil en cas de non-exécution, est purement dissuasif.

Garantie de développement : Dans certains pays, la société de projet peut être tenue de fournir une garantie de développement en contrepartie d'un accord et d'un soutien public ou d'un contrat de concession (à noter qu'un contrat de soutien public n'est pas une garantie). Si le projet ne parvient pas à franchir des étapes spécifiques pour des raisons imputables au promoteur, et que de ce fait le CAE ne prend pas effet à une date donnée, le client peut appeler la garantie de développement.

Accord de soutien du promoteur : Bien que ce contrat ne fasse pas partie du CAE, il est souvent une condition essentielle pour que les banques commerciales apportent un financement à recours limité. Fondamentalement, cela signifie que les insuffisances de fonds durant la période de construction seront prises en charge par le promoteur et que ce dernier s'engagera à mettre à disposition de la société de projet le financement requis pour couvrir les dépassements de coûts. Le soutien du promoteur est typiquement requis si le budget de contingences d'un projet est faible ou si le risque de dépassement de coûts est perçu comme particulièrement élevé. Les promo-

teurs/actionnaires bien financés sont bien placés pour apporter un soutien du promoteur.

Soutien au crédit pour le contrat de fourniture de combustible

Le combustible doit être acheté préalablement à la date de mise en service anticipée pour que les tests et la mise en service puissent avoir lieu. Le fournisseur de combustible attendra de la société de projet qu'elle lui remette un soutien au crédit de ses obligations en vertu du contrat de fourniture de combustible.

Par exemple, dans les contrats de fourniture de gaz, le soutien au crédit prend normalement la forme d'une lettre de crédit (LC). Souvent, elle représente les fournitures de gaz estimées pour une période d'exploitation. Si la société de projet n'honore pas un paiement pour un mois donné, le fournisseur de gaz peut tirer sur la LC. Si cela arrive, la société de projet est censée réapprovisionner la LC. Ce mécanisme apporte au fournisseur de gaz une assurance raisonnable que la société de projet respectera ses obligations de paiement en temps et en heure. En général, les exigences de ce soutien au crédit sont établies avant le bouclage financier, mais l'instrument financier réel doit être en place avant la première livraison de gaz. Une fois que le gaz commence à être acheminé à la société de projet conformément aux stipulations contractuelles, mais avant la date de mise en exploitation commerciale, cette LC est généralement censée être en place.

En règle générale, les obligations et instruments ci-dessus expirent à la date de mise en exploitation commerciale, hormis la LC pour le contrat de fourniture de gaz (combustible) qui se poursuit durant la période d'exploitation commerciale.

Autres instruments de soutien au crédit post-DEC

Compte de réserve de service de la dette (CRSD) : Ce compte est destiné à compléter le crédit du projet et à s'assurer que le projet peut respecter ses obligations débitrices même lorsque les paiements provenant du client sont temporairement insuffisants pour rembourser le principal et les intérêts. Il sert également à se protéger contre les fluctuations du taux de change quand la devise des paiements prévue dans le CAE n'est pas la même que celle du remboursement de la dette. Le montant porté sur le CRSD équivaut en général à un certain nombre de mois de remboursement de la dette et est financé à compter de la date du premier tirage. Par la suite, la société de projet doit approvisionner le compte en cas de tirage. L'obligation de maintenir le CRSD au niveau prévu au contrat est normalement négociée comme une composante de la formule du tarif.

Lettres de crédit de fonds de roulement : Au début de l'exploitation d'un projet, il y a un décalage entre les dépenses et les recettes. Des dépenses importantes doivent être supportées par le projet avant que des recettes ne viennent les couvrir. Dans ce cas, le promoteur du projet peut être obligé d'obtenir une ligne de crédit ou de financer le déficit de trésorerie initial afin que le projet puisse fonctionner comme une entreprise dès le départ.

Exonérations fiscales

Dans l'objectif d'encourager l'investissement dans un secteur déterminé, les pouvoirs publics peuvent parfois accorder des mesures incitatives sous la forme d'exonérations fiscales. Ces dernières peuvent prendre la forme d'une suppression ou d'une réduction des taxes sur certains équipements ou éléments spécifiques à acquérir durant la phase de construction. Il peut également s'agir d'exonérations d'impôts sur le bénéfice pendant un certain nombre d'années durant l'exploitation du projet.

Les exonérations fiscales peuvent améliorer la viabilité financière du projet et stimuler l'investissement, entraînant un tarif moins élevé pour l'utilisateur final, qui profite aux consommateurs. Les exemples d'exonérations qui peuvent être accordées sont l'exonération des droits de douane, l'exonération des taxes d'importation et des prélèvements obligatoires durant la construction, des droits d'immatriculation réduits, des niveaux négociés de taxe sur la valeur ajoutée (**TVA**) et l'octroi d'exonérations temporaires d'impôts durant la période l'exploitation.

Les exonérations fiscales et douanières accordées à un projet devront être approuvées par l'administration fiscale et parfois par le parlement ou l'exécutif du pays. Ce processus peut prendre beaucoup de temps. Lorsque des exonérations fiscales sont envisagées pour un projet électrique, les parties devront prendre ces contraintes temporelles en compte dans leurs négociations.

Il est important pour la société de projet qu'elle fasse appel à des services de conseils fiscaux compétents pour veiller à identifier et profiter de tous les avantages fiscaux à sa disposition dans le pays hôte.

Résumé des points clés

Structures tarifaires

- **Dispatchable** : La structure tarifaire des technologies dispatchables (thermiques et hydrauliques d'envergure) comprend un paiement de la capacité mise à la disposition du client et un autre paiement de l'énergie qui est effectivement livrée au client.
- **Non dispatchable** : La structure tarifaire des technologies non dispatchables (éolien, solaire et petits projets au fil de l'eau) comprend principalement un paiement de l'énergie générée par une unité de production. Un tarif de rachat peut également être utilisé pour encourager les projets d'énergie renouvelable.

Contrats de fourniture de combustible

- **Engagement d'enlèvement ferme** (*take-or-pay*) : Les contrats de fourniture de combustible contiennent généralement un engagement d'enlèvement ferme stipulant que le producteur d'électricité doit payer une quantité convenue de combustible (généralement du gaz), qu'il prenne livraison de cette quantité ou pas.

Devises et fiscalité

- **Risque de convertibilité** : Si les paiements prévus dans le CAE sont en monnaie locale et que la dette du projet est en devise étrangère, le producteur d'électricité court le risque de ne pas pouvoir convertir la monnaie locale pour acquitter les paiements de la dette en devise. Il existe un certain nombre d'approches pour trouver une solution à cette exposition dans le CAE.

- **Exonérations fiscales** : Afin d'attirer l'investissement dans les projets électriques, l'État d'accueil peut accorder des exonérations fiscales particulières allant au-delà des règles générales appliquées à toutes les entreprises.

Soutien au crédit

- **Soutien au crédit du client** : Le client fournit généralement une forme de soutien au crédit pour garantir davantage ses obligations de paiement en vertu du CAE. Il peut s'agir d'une combinaison de garanties souveraines, de lettres d'intention, de contrats d'options de vente et d'achat, de lettres de crédit ou encore d'un compte séquestre pour faire face au risque de liquidités.
- **Couverture du risque politique** : En fonction des préoccupations en matière de risque politique sur le marché hôte, les prêteurs du projet peuvent exiger des garanties partielles de risque de la part des banques de développement multilatérales ou d'autres institutions de financement du développement, et ce afin d'apporter une protection supplémentaire de l'investissement en vertu du CAE.
- **Soutien au crédit du Vendeur** : La société de projet fournit généralement une forme de soutien au crédit pour garantir ses obligations d'exécution en vertu du CAE. L'accent peut être mis par exemple sur le risque de construction du projet ou sur les obligations de la société de projet en vertu de contrats de fourniture de combustible et de financement.

Répartition et atténuation des risques

Introduction

Risques de la phase de développement et de construction

Risques de la phase d'exploitation

Autres risques

Force majeure

Assurances

Résumé des points clés

Introduction

La clé de réussite d'un contrat d'achat d'électricité bancable réside dans le juste équilibre et la répartition équitable des risques entre les parties contractantes du CAE. Le vieux principe de la répartition des risques contractuels en matière de financement des projets est d'autant plus vrai pour les CAE, ce principe étant, en substance, que les **risques doivent être alloués, de façon optimale, à la partie la plus à même de les gérer.**

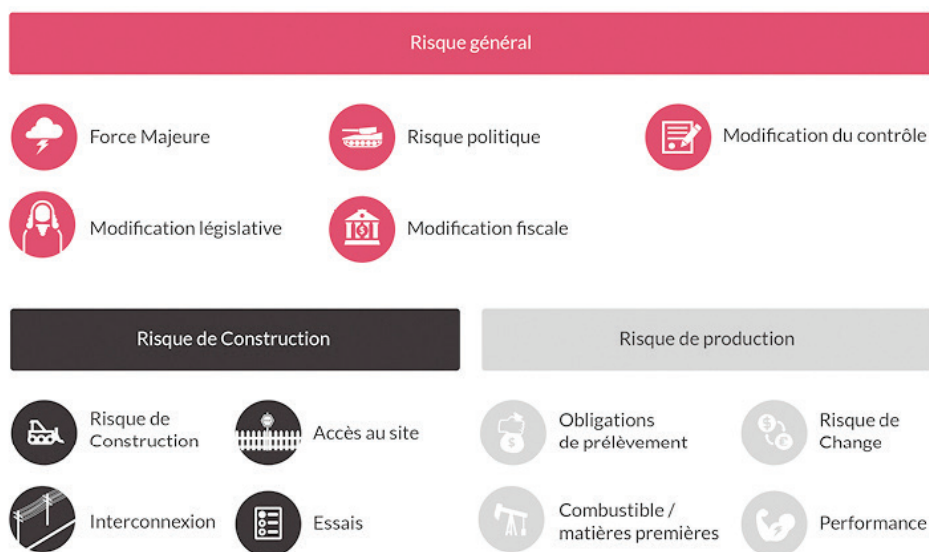
Il pourrait être plus judicieux de confier la gestion des risques à un tiers, par exemple, l'entrepreneur qui a été désigné pour la construction de la centrale électrique, ou l'entreprise de transmission chargée d'édifier les installations d'interconnexion. Le risque doit être attribué à l'une des parties au CAE et pourtant ces tiers ne sont pas parties au CAE. Alors, que faire ?

La manière d'atténuer ces risques doit nécessairement être prise en considération dans le CAE. Les risques pouvant être contrôlés par un tiers mais qui sont supportés par l'une des parties au CAE peuvent, par exemple, être transférés à ce tiers par le biais de clauses « *back-to-back* » dans le CAE adossées au contrat avec le tiers.

Si une partie supporte un risque qui ne lui est généralement pas attribué, elle s'attendra à en tirer un certain avantage. Dans le cas de l'Acheteur, on pourrait s'attendre à ce qu'il réclame un tarif moins élevé. Dans le cas d'une société de projet qui accepterait de supporter ce risque, la contrepartie pourrait être un retour sur investissement plus important. Par conséquent, si une partie peut avoir un intérêt commercial à ce que le risque soit attribué à une autre, elle en supportera tout de même le coût, d'une manière ou d'une autre. L'objectif de la recherche d'un équilibre et d'une répartition judicieuse des risques dans un CAE devrait être celui de suffisamment inciter les parties contractantes à exécuter leurs obligations en vertu du CAE.

Certains risques perdurent tout au long des différentes phases d'un projet. D'autres apparaissent uniquement durant la phase de développement et de construction, tandis que d'autres encore ne surviennent qu'une fois que le projet est en phase d'exploitation.

INTRODUCTION



Ce chapitre vise à passer en revue les principaux risques qui se présentent dans le cadre d'un CAE. Les risques décrits au fil des pages ne sont pas exhaustifs. Les risques et les méthodes d'atténuation peuvent également varier d'un projet à l'autre, en fonction notamment du pays, du cadre réglementaire sous-jacent, de la structure de l'Acheteur, et de la technologie de production d'énergie utilisée. Ces composantes diverses sont abordées dans d'autres chapitres de ce guide.

Risques des phases de développement et de construction

Avant la construction

Acquisition des terrains

La société de projet sera généralement chargée de trouver le terrain sur lequel la centrale électrique sera bâtie et exploitée. Dans la mesure où l'Acheteur et/ou le gouvernement possède, loue ou accorde une concession sur ce terrain et le met à la disposition de la société de projet, il serait plus judicieux que la responsabilité en incombe à l'Acheteur. De même, lorsqu'une autorité publique ou une entité contrôlée par le gouvernement ou l'Acheteur loue le site du projet à la société de projet, celle-ci demandera souvent des garanties supplémentaires de la part de l'Acheteur/gouvernement du respect par le bailleur des termes du contrat de location. Il est dans l'intérêt tant de l'Acheteur que de la société de projet de s'assurer que le droit d'occupation du site du projet est garanti pour toute la durée du CAE. Si la durée du CAE peut être reconduite, alors le droit d'occupation du site doit être garanti pour la période de prolongation.

Défaillance dans le démarrage de la construction

L'Acheteur voudra s'assurer que la société de projet démarrera construction dans un délai minimum après la date d'entrée en vigueur du CAE. Bien que le défaut de démarrage puisse ne pas être directement imputable à la société de projet, par exemple lorsqu'un entrepreneur EPC n'exécute pas ses obligations en vertu du contrat EPC, les responsabilités potentielles liées à ce type de défaut incombent intégralement à la société de projet. Le défaut de démarrage de la construction dans le délai défini entraînera la résiliation

automatique du CAE ou donnera à l'Acheteur le droit de résilier le CAE. Le défaut de démarrage de la construction par la société de projet peut également entraîner la mise en œuvre des garanties de construction ou de bonne exécution.

Les possibilités pour une société de projet de remédier à un défaut de démarrage de la construction sont souvent limitées. Certains CAE peuvent permettre à la société de projet de prolonger la période de démarrage, tout en payant une indemnité forfaitaire pour remédier au retard initial. Si le retard a été causé par un cas de force majeure (notamment un cas de force majeure politique) ou par une défaillance de l'Acheteur (ou de toute partie liée ou d'une autorité publique en vertu de tout autre contrat du projet), le délai de démarrage de la construction sera reporté jour pour jour. Cette extension se poursuivra aussi longtemps que le cas de force majeure ou le défaut de l'Acheteur en cause empêchera la société de projet de démarrer la construction.

Construction

Abandon

Après le démarrage de la construction, l'Acheteur voudra également s'assurer que la construction se poursuit et que le projet n'a pas été abandonné. L'abandon pourrait prendre la forme d'une suspension permanente des travaux de construction ou de l'exploitation du projet, ou pourrait être présumé, lorsque la construction ou l'exploitation est suspendue pendant une période relativement prolongée. Dans un cas comme dans l'autre, l'abandon du projet constituera un cas de défaut de la part de la société de projet, autorisant ainsi l'Acheteur à résilier le CAE. Lorsque le projet est en exploitation, la notion d'abandon et le délai applicable varient en fonction de la technologie du projet, pour tenir compte des différents niveaux d'implication requis pour l'exploitation du projet (par exemple, la gestion active d'une centrale thermique par opposition à la gestion passive d'une installation solaire).

Retards par rapport à la DEC

La construction de la centrale électrique dans un délai convenu est l'une des obligations premières de la société de projet en vertu du CAE. Par conséquent, l'absence de mise en exploitation commerciale de la centrale (c'est-à-dire le non-respect de la DEC) dans le délai imparti constituera, en l'absence de cas de force majeure ou d'autre événement du même type, un manquement au CAE, autorisant l'Acheteur à réclamer une indemnité de retard et/ou, en dernier ressort, à résilier le contrat d'achat d'électricité. La société de projet devra s'assurer, pour sa part, que toute obligation de payer une indemnité de retard est transmise à l'entrepreneur EPC en vertu du Contrat EPC (auquel cas l'indemnité de retard devra être ajustée afin de couvrir non seulement le retard au titre du CAE, mais aussi le remboursement de la dette en vertu des documents relatifs au prêt). Le Contrat EPC doit également prévoir qu'en cas de résiliation du contrat d'achat d'électricité pour retard prolongé, la société de projet sera autorisée à résilier le Contrat EPC et à demander une compensation adéquate.

Mise en exploitation commerciale réputée

Dans certaines circonstances, la société de projet (et ses sous-traitants) doit pouvoir demander une dispense d'exécution de certaines obligations en cas de retard. La dispense peut porter sur les délais uniquement (c'est-à-dire que la société de projet bénéficie uniquement d'une extension de délai), ou sur les délais ainsi que sur la compensation financière, par le biais du concept de **mise en exploitation commerciale réputée**. La mise en exploitation commerciale réputée intervient lorsque la mise en exploitation n'est pas réalisée du fait de risques supportés par l'Acheteur (et/ou l'État). Dans ces circonstances, la mise en exploitation commerciale réputée sera généralement considérée comme intervenue à la date de mise en exploitation commerciale prévue ou à la date à laquelle la centrale, en l'absence du risque en cause, aurait été mise en exploitation, la dernière de ces dates prévalant. À la date de mise en exploitation commerciale réputée, l'Acheteur aura le droit de percevoir des paiements indexés sur la capacité de la centrale électrique (ou des paiements indexés sur l'énergie réputée produite) déterminés par rapport à la capacité contractuelle de la centrale

électrique. Après les tests de mise en exploitation commerciale, si les tests de performance de la centrale démontrent une capacité inférieure à la capacité contractuelle, la société de projet devra généralement prendre en compte/expliciter la différence.

Révision du coût de construction

Du point de vue de l'Acheteur, l'un des objectifs clés du lancement d'un appel d'offres ou de la négociation d'un projet électrique à développer par le secteur privé est la détermination avec certitude des montants des coûts de capital du projet (et donc des tarifs de l'électricité). Le tarif de l'électricité sera donc déterminé sur la base d'une mise en concurrence ou selon un coût de construction convenu. La société de projet cherchera généralement à fixer défensivement les coûts de construction en négociant avec son entrepreneur EPC un contrat clé en main, à date fixe et pour un prix forfaitaire. Par la suite, le principe de base est que la société de projet (en vertu du CAE) et l'entrepreneur EPC (en vertu du Contrat EPC) supporteront le risque de tout dépassement de coût. Cette règle comporte cependant quelques exceptions. Lorsque le coût de construction augmente du fait d'une modification demandée par l'Acheteur ou du fait de changements législatifs (voir ci-dessous **Changement législatif**), le CAE devra prévoir le paiement par l'Acheteur d'une compensation afin de couvrir le coût de construction supplémentaire ou un ajustement du tarif afin de couvrir le coût de capital supplémentaire (et tout coût de financement associé).

Accès au site et disponibilité

Il existe de nombreux risques et problèmes potentiels liés à la construction et qui résultent du choix du site du projet. Ces risques incluent le risque géologique (c'est à dire l'adéquation géotechnique du site à l'activité de construction) ; les risques archéologiques (la possibilité de découvertes archéologiques pendant les travaux d'excavation ou de construction et la gestion de ces découvertes) ; et toute contamination environnementale préexistante qui pourrait être découverte pendant la construction.

Droit d'occupation

Le droit de la société de projet d'occuper le site du projet pour les besoins de la construction et de l'exploitation de la centrale de production d'énergie est fondamental pour l'intégrité et la viabilité du projet. Ce droit peut prendre des formes variées : pleine propriété du site du projet (le cas échéant par l'acquisition des droits auprès d'un tiers), différentes formes de location, concession ou autre droit d'occupation. Ces droits diffèrent en fonction du pays et des circonstances de chaque projet. La société de projet peut aussi avoir à solliciter d'autres droits d'accès, servitudes ou consentements écrits lui permettant de mener à bien la construction des autres infrastructures dont elle est responsable, comme les lignes de communication. Un accès au site de projet sera également nécessaire, non seulement pour la construction, l'exploitation et l'entretien de la centrale, mais également pour permettre à l'Acheteur de procéder à toutes les inspections que le CAE lui donne le droit d'effectuer.

Adéquation du site

La société de projet devra généralement assumer la responsabilité de l'adéquation du site du projet. Si la société de projet a eu l'opportunité de mener des études de site complètes, y compris les carottages et les analyses géotechniques, la société de projet ou l'entrepreneur peuvent raisonnablement assumer la responsabilité du risque géologique (c'est à dire de l'adéquation du site à l'activité de construction envisagée), en particulier lorsque la société de projet a été en première ligne pour la sélection du site du projet. De même, lorsque l'Acheteur ou le gouvernement a effectivement présélectionné le site de projet et/ou lorsque la société de projet n'a pas eu l'opportunité d'effectuer ces études, il peut être plus pertinent que le client prenne ce risque. Ceci est particulièrement vrai lorsque le site de projet est une friche industrielle mise à la disposition de la société de projet. Dans ce cas, la société de projet demandera vraisemblablement des garanties adéquates, notamment en termes de délais et de mise en exploitation commerciale réputée, ainsi que des indemnités conséquentes en cas de réclamations de tiers en raison d'une contamination environnementale préexistante.

Infrastructures associées au site

C'est généralement la société de projet qui détermine et prend la responsabilité de l'adéquation des routes et voies ferrées (ou des autres moyens de transport) permettant l'accès au site du projet. Cela peut s'étendre également à l'extension ou à la déviation de lignes électriques et de canalisations d'eau permettant l'approvisionnement du site du projet. L'approvisionnement du site de projet en ressources de ce type relève généralement de la responsabilité de la société de projet, même s'il peut en être différemment lorsque l'Acheteur, une autorité publique ou des tiers exploitent un site adjacent ou souscrivent des engagements contractuels spécifiques pour la fourniture de ces services. De même, lorsqu'il est convenu qu'une partie importante des infrastructures (telles que les lignes de communication, les conduits de gaz et les routes) doit être prise en charge par l'Acheteur ou une autorité publique, le risque d'exécution lié à ces infrastructures peut être pris en charge par l'Acheteur. Une réinstallation peut également être nécessaire pour l'acquisition du site de projet. L'impact sur le calendrier du projet d'une réinstallation doit être soigneusement évalué par les parties au CAE.

Infrastructure d'interconnexion

La construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale électrique nécessitent des infrastructures d'accueil complètes. En plus des connexions au réseau physique via des lignes de transmission qui peuvent varier de plusieurs kilomètres à plusieurs centaines de kilomètres, la construction doit être accompagnée par la mise à disposition de services et de routes d'accès.

En termes de calendrier, le développement de la centrale électrique et des réseaux de transmission associés doivent être coordonnés afin de s'assurer que la centrale électrique pourra être raccordée au réseau au moment de sa mise en service. Cela nécessite également de planifier et de régler en amont les problématiques liées à la disponibilité du combustible et aux infrastructures nécessaires à son acheminement.

Répartition et atténuation des risques

La société de projet et l'Acheteur doivent convenir, en général à un stade très précoce, de la répartition des responsabilités pour la construction des lignes de transmission et la propriété et l'entretien des lignes à long terme.

Construction par l'Acheteur

La principale motivation commerciale qui anime l'Acheteur lorsqu'il choisit d'endosser la responsabilité de la construction de la ligne de transmission est la possibilité d'éviter des coûts de construction plus élevés si la construction était réalisée par la société de projet. La société de projet aurait répercuté ces coûts de construction sur l'Acheteur par le biais de tarifs plus élevés.

L'avantage des économies potentielles qu'offre la construction de l'infrastructure par l'Acheteur doit être nuancé au regard de deux inconvénients :

1. Il est possible que l'Acheteur ne dispose pas de ressources financières suffisantes pour entreprendre la construction, ce qui est souvent le cas pour les projets en Afrique sub-saharienne.
2. Si l'Acheteur s'engage à construire les lignes de transmission, il engagera également sa responsabilité s'il ne parvenait pas à finaliser la construction des lignes de transmission au moment de la mise en service de la centrale électrique. En vertu du CAE, cela entraîne en principe l'obligation pour l'Acheteur de payer des dommages et intérêts à la centrale électrique indexés sur la quantité d'énergie qui aurait été fournie si la mise en service avait été réalisée. Afin de réduire le risque de retard dans la construction, l'Acheteur doit anticiper le financement et l'achat des matériels pour faire en sorte que la mise en exploitation commerciale corresponde au calendrier de réalisation de la centrale électrique.

Construction par la société de projet

Lorsque la société de projet est responsable de la construction des lignes de transmission, l'Acheteur essaiera de contrôler les coûts de construction des lignes de transmission, dès lors que ces coûts sont, au final, supportés par

l'Acheteur, via les prix. L'Acheteur peut tenter de contrôler ces coûts en demandant à ce que les principaux contrats d'approvisionnement fassent l'objet d'appels d'offres, et en s'adjoignant les services d'ingénieurs compétents pour superviser l'avancement de la construction des lignes de transmission.

Point de livraison

Une fois les lignes de transmission construites, le CAE formalise l'obligation de la société de projet de fournir l'énergie à un point de livraison. Le point de livraison est un lieu physique identifié dans le CAE. La société de projet voudra que ce point de livraison soit le plus proche possible de la centrale électrique. Le client supporte les risques des lignes de transmission à partir et au-delà de ce lieu. Toutefois, cette question peut faire l'objet de négociations spécifiques, en particulier lorsque les lignes de transmission sont exploitées et entretenues par une société de transmission qui n'est pas liée au client.

Ces questions sont abordées plus en détail dans le paragraphe *Marché de l'électricité* ci-dessus, dans le paragraphe comparant les systèmes groupés et dégroupés.

Essais et réception

Répartition et atténuation des risques

Les Essais et la réception de la centrale électrique sont nécessaires avant la DEC, de manière à s'assurer que la centrale et les équipements fonctionnent conformément aux plans et aux performances garanties de la centrale électrique. En plus des essais des équipements spécifiques, la centrale électrique doit faire l'objet d'essais pour déterminer les paramètres de puissance globale, y compris, notamment, la capacité installée, la puissance en voltage, la fréquence et la consommation spécifique de combustible. L'obligation d'effectuer les essais et de réceptionner la centrale relève de la société de projet,

qui doit s'assurer que les experts et les équipements de tests sont disponibles suffisamment longtemps avant la DEC. Une notification préalable suffisante doit être remise au client et aux prêteurs, puisqu'ils ont la possibilité de mandater leurs propres experts pour assister aux essais avec les ingénieurs de la société de projet.

Dans la mesure où les procédures d'essais pour la certification de la capacité de la centrale nécessitent la production d'électricité, le client doit être préparé à recevoir cette énergie avant le début de la période d'essais et de mise en service. Si la ligne d'interconnexion ou le réseau n'est pas disponible, conformément aux stipulations du CAE, la société de projet peut réclamer des dommages et intérêts en raison du retard de la DEC, ce qui peut impliquer de demander la mise en jeu des clauses de mise en exploitation commerciale réputée du CAE. Par conséquent, il existe un besoin de coordination étroite entre les parties avant et pendant la réception de la centrale électrique et des installations accessoires, y compris des lignes de transmission, le cas échéant. Si les installations du client ne sont pas disponibles lorsque les essais et/ou la réception doivent intervenir, la société de projet peut exercer son droit de demander des dommages et intérêts, notamment des paiements indexés sur la capacité de production réputée et l'énergie produite. Le client doit soigneusement étudier sa capacité à respecter ses obligations quant aux essais et à la mise en service de la centrale électrique.

Défaillances dans la fourniture de la capacité contractuelle

Les essais et la mise en service peuvent révéler une production d'énergie inférieure au niveau contractuellement requis et/ou des insuffisances par rapport aux critères de performance retenus, tels que la fiabilité de la capacité, la consommation en combustible (taux de rendement thermique) ainsi qu'un certain nombre d'autres problèmes. En fonction du niveau de performance atteint lors des essais par rapport aux niveaux spécifiés, il peut s'avérer nécessaire de rectifier la centrale électrique afin d'atteindre les niveaux de production et de performance acceptables, ce qui peut entraîner des retards dans le respect de la DEC.

S'il n'existe aucune possibilité d'améliorer les performances de la centrale électrique, le client a généralement deux possibilités :

1. Accepter le niveau de performance obtenu, avec des pénalités pour le non-respect des niveaux de performance garantis.
2. Refuser la transaction, et en conséquence résilier le CAE.

Le CAE contient des stipulations traitant des cas de défaillance dans les niveaux d'énergie produite (habituellement traités dans le paiement de la redevance de capacité de centrales électriques disponibles). Si les résultats des tests ne sont pas acceptables, le CAE peut devoir être résilié ou substantiellement modifié, et d'autres mesures correctives peuvent être mises en œuvre afin de porter les performances à des niveaux acceptables. La société de projet supporte le risque de la bonne exécution de la mise en exploitation commerciale de la centrale électrique jusqu'au terme du CAE.

Répartition des risques liés à la production d'énergie/taux de rendement thermique

Lors des essais, si le niveau d'énergie produite et la consommation de combustible ne satisfont pas les niveaux de performances contractuels, la société de projet peut exercer un recours contre son entrepreneur EPC et effectuer une réclamation (i) contre l'entrepreneur EPC et (ii) au titre des déclarations et garanties du fournisseur des équipements. Il est toutefois important de noter que ces actions ne sont pas exerçables directement par le client par application des stipulations du CAE, dans la mesure où le client n'est pas partie au Contrat EPC ou aux contrats de vente d'équipements.

Risques de la phase d'exploitation

Risque de marché

Les obligations d'achat

Les obligations du client d'acheter la capacité et l'énergie produites par la centrale électrique (les **obligations d'achat**) sont structurées de manière différente selon la nature du projet de production d'énergie.

S'agissant de centrales électriques disponibles (*dispatchable power plants*) (en particulier les centrales thermiques et les centrales hydroélectriques avec des réservoirs ajustables), l'obligation d'achat est généralement structurée comme une obligation (i) de payer des capacités mises à la disposition (ou réputées être mises à la disposition) du client et (ii) de prendre et de payer l'énergie mise à la disposition du client et fournie par la société de projet au lieu de fourniture.

S'agissant de technologies dépendant d'énergies renouvelables susceptibles d'interruption (notamment les centrales éoliennes et photovoltaïques), l'obligation est généralement structurée comme une obligation de prendre et payer l'énergie effectivement produite par la centrale électrique ou qui pourrait être produite par la centrale électrique en l'absence de réduction.

Dans les deux cas, le principe de base est que le risque de marché (le risque que la capacité produite par la centrale électrique ne soit pas nécessaire) doit être supporté par le client plutôt que par la société de projet. Dans les cas où la production est disponible, le client doit effectuer les paiements, peu important le fait de savoir si la société de projet fournit la centrale électrique ou « prend » l'électricité produite.

Ces paiements sont généralement qualifiés de **paiements de disponibilité** ou de **paiements d'électricité réputée produite** et sont structurés pour couvrir les coûts en capital de la société de projet (service de la dette, retour de l'investissement et retour sur investissement) et les coûts d'exploitation fixes. Si la centrale électrique est indisponible ou dans l'incapacité de produire de l'électricité en raison de circonstances pour lesquelles le client (ou l'État) a accepté de supporter le risque (y compris, entre autres, la force majeure politique, la force majeure affectant le client, un changement législatif, l'indisponibilité du réseau et la défaillance du client), la société de projet peut réclamer des **paiements de disponibilité** ou **d'électricité réputée produite**, qui ont également pour objet de couvrir le coût du capital et les coûts d'exploitation fixes. Ces outils contractuels sont cruciaux pour la répartition des risques dans un projet de centrale électrique.

Réduction

Nonobstant le principe de base décrit ci-dessus, certains clients et/ou les opérateurs de systèmes de transmission peuvent vouloir se réserver une certaine flexibilité quant à leur engagement de prendre de l'énergie non-continue (*interruptible energy*), au moyen de **droits de réduction**. Ce point fait l'objet de négociations délicates. La société de projet (et ses prêteurs) veut la certitude que l'engagement minimum d'achat couvre tous les coûts fixes (y compris le service de la dette et un minimum de rémunération du capital). Elle peut demander que le CAE prévoie un report du terme du CAE si les droits à réduction sont exercés, ou elle peut se satisfaire de droits à réduction en fonction des circonstances du projet.

Performance

Les cocontractants conviendront, lors de la conclusion du CAE, des capacités contractuelles de la centrale électrique. Pour atteindre la DEC, la centrale électrique doit faire l'objet d'essais et être certifiée comme satisfaisant un pourcentage des capacités contractuelles. Ces niveaux sont généralement qualifiés de capacité minimum. Ces essais nécessitent

généralement la participation de la société de projet, du client et d'un ingénieur indépendant mandaté par les parties. Pour les centrales électriques qui sont payées à la fois par le biais d'une redevance de capacité et d'une redevance d'énergie produite, la capacité testée à la DEC peut (en fonction de la structuration des prix) déterminer la redevance de capacité pour laquelle le client paiera la société de projet. Ces essais sont généralement répétés annuellement, et à chaque fois, les nouvelles capacités testées impactent la redevance de capacité payable au projet.

Si la centrale électrique atteint ou dépasse les exigences de capacité minimum à la date convenue pour la DEC prévue, mais ne satisfait pas les capacités contractuelles, la société de projet peut avoir la possibilité de réparer ou remplacer les parties en question de la centrale de production dans la période convenue pour atteindre la pleine capacité contractuelle. À un certain moment, il peut être demandé à la société de projet de se satisfaire de la capacité qu'elle a été en mesure de prouver, et elle n'aura plus la possibilité d'augmenter la capacité testée jusqu'à la capacité contractuelle en réparant les défaillances et en démontrant la capacité maximale de la centrale. Si la capacité minimum n'a pas été atteinte à la date convenue ou à la date maximale pour la DEC, le client a généralement le droit de résilier le CAE. Certains CAE peuvent interdire à la société de projet de fournir plus d'énergie que la capacité mesurée à la DEC, ou peuvent simplement spécifier que le client n'est pas tenu de payer les quantités d'énergie supplémentaire fournie au-delà de la capacité mesurée.

Dans les CAE qui prévoient des prix basés à la fois sur une redevance de capacité et sur une redevance pour l'énergie délivrée, dans la mesure où le client est tenu de payer la capacité de la centrale, il voudra généralement s'assurer que cette capacité est disponible pour son usage propre. En conséquence, le client impose généralement des exigences de disponibilité minimum. La disponibilité est généralement mesurée sur une période convenue. Les seuils de disponibilité minimum sont généralement négociés par les parties et dépendent particulièrement des conditions du site de projet, telles que les conditions ambiantes, le niveau d'avancement technique spécifique de la centrale électrique ainsi que d'autres critères d'efficacité stipulés dans le CAE. Le CAE prévoit alors un recours au bénéfice du client

si la société de projet n'atteint pas les seuils de disponibilité minimum. Cela peut prendre la forme du droit de résilier le CAE ou le paiement par la société de projet de d'indemnités contractuelles. En tout état de cause, lorsqu'un barème de prix est bien structuré, le client ne devrait pas être tenu de payer pour des capacités qui ne sont pas mises à sa disposition.

Mise à disposition

Par application du CAE, la société de projet est tenue de respecter strictement les instructions de l'exploitant du réseau d'alimentation relatives à la mise à disposition de l'électricité. La société de projet prend le risque de toute défaillance opérationnelle dans la mise à disposition de l'énergie. Le protocole de mise à disposition de l'électricité du réseau peut être mentionné par le CAE et faire partie intégrante du CAE ; il peut également faire partie du contrat de transmission signé entre la société de projet et la société de transmission. Les plans de mise à disposition de l'électricité sont remis à la société de projet pour les besoins de la planification de la consommation électrique mensuelle, hebdomadaire et quotidienne.

Considérations spécifiques pour les projets d'énergies renouvelables

La répartition du risque de performance dans les projets d'énergie renouvelable est compliquée en raison du profil de production de ces projets, c'est à dire du fait que la production d'électricité est soumise à la disponibilité aléatoire des ressources renouvelables.

Dans les CAE d'énergies renouvelables, le client paye uniquement l'énergie fournie. L'obligation du client de payer l'énergie fournie au prix convenu est parfois limitée à un montant prévu dans le CAE, l'électricité produite en surplus étant payée au prix du marché comptant en vigueur, s'il existe un marché au comptant. Si le client peut insister sur l'exigence d'un minimum de capacité, ce seuil doit être nettement inférieur à celui des centrales électriques disponibles (*dispatchable power plants*) en raison de l'incapacité de la société de projet à contrôler le débit de la centrale à énergie renouvelable.

Autrement dit, les projets d'énergies renouvelables sont soumis aux caprices du soleil, de la pluie et du vent, et ne sont pas en mesure de garantir une capacité particulière à un moment donné.

De même, si le client préférerait instaurer des exigences de disponibilité minimum afin de soutenir ses projections en termes de capacité nette d'énergie, transférer ce risque à la société de projet pourrait gravement dissuader les investissements dans les projets d'énergies renouvelables. Une solution de compromis serait d'établir des exigences de disponibilité minimum à un niveau substantiellement inférieur aux exigences des centrales électriques disponibles (*dispatchable power plants*), de manière à donner une certaine flexibilité à la société de projet vis-à-vis des variables météorologiques imprévisibles, tout en conservant la confiance du client dans le fait que le projet pourra être résilié si les exigences minimum de disponibilité ne sont pas atteintes au sur une période prolongée.

Fourniture des combustibles et autres matières premières

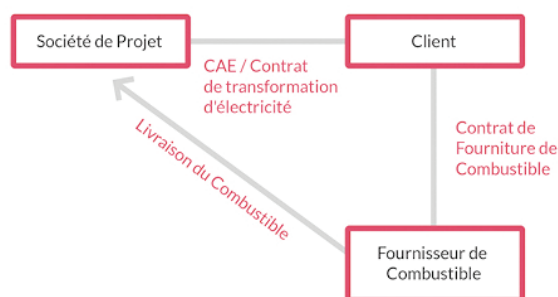
L'approvisionnement adéquat des combustibles et des autres matières premières sur le long terme ainsi que leur prix est l'un des éléments les plus importants d'un projet d'énergie. La répartition du risque lié à la fourniture du combustible dépend de plusieurs facteurs, dont notamment l'identification de la partie la plus à même de négocier la fourniture de combustible, les capacités financières du fournisseur, la disponibilité ou l'accessibilité de sources d'approvisionnement alternatives, et la maturité du marché du combustible concerné.

Système de « *tolling* »

Les sociétés de projet ne sont pas toujours les mieux placées pour négocier et pérenniser la fourniture de combustibles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel, la biomasse ou la vapeur. Le client ou l'État est parfois mieux placé pour le faire. Dans ce cas, le client peut préférer structurer le projet d'énergie sous forme de « *tolling* ». Cela peut avoir du sens, en particulier lorsque le fournisseur de combustible est détenu par l'État ou lié au client.

Dans le cadre d'un système de *tolling*, le client prend l'entière responsabilité de l'achat (y compris du paiement) et de la fourniture de combustible à la centrale électrique. Si le client souhaite connecter la centrale au réseau électrique, il doit s'assurer qu'un volume minimum de combustible est fourni à la centrale électrique pour permettre la production de l'électricité à fournir. La société de projet prend alors la responsabilité de l'utilisation efficace du combustible fourni à la centrale électrique. Cela se fait en exigeant de la société de projet de transformer le combustible en électricité au taux de conversion d'énergie correspondant au niveau de performance de la centrale électrique convenu, en fonction des conditions atmosphériques et de transmission effectives.

Contrat de Travail à Façon (Système de tolling)



Contrat d'Achat d'Electricité Conventionnel



Dans le cadre d'un système de *tolling*, le client ou le gouvernement concluent donc des contrats de fourniture de combustible directement avec les fournisseurs de combustible tiers et sont responsables du paiement du combustible. Le client conclut ensuite un contrat séparé, qui peut être qualifié de contrat d'achat d'électricité, de système de *tolling* ou de contrat de

transformation d'électricité, avec la société de projet. Il peut contenir les clauses habituelles des CAE et certaines clauses relatives à la fourniture de combustible. Pour des raisons pratiques de gestion, la société de projet peut donner des instructions directement au fournisseur de combustible tiers pour la fourniture de combustible, et convenir de protocoles pour la détermination des quantités de combustible à livrer, et pour la réception de ce combustible, mais la société de projet ne supportera pas la responsabilité du paiement, ni de la violation de l'obligation du fournisseur de combustible de fournir le combustible désigné par la société de projet.

Contrats de fourniture de combustible

Les clients cherchent parfois à transférer une part plus importante de responsabilité à la société de projet au titre de la fourniture du combustible, mais demandent néanmoins à la société de projet de conclure un contrat de fourniture de combustible avec un fournisseur de combustible tiers. La société de projet doit alors conclure un contrat pour des volumes suffisants permettant de respecter ses engagements contractuels et rendre la centrale électrique « disponible » conformément au CAE, de manière à ce que, si le client décide de solliciter la centrale, la société de projet dispose de suffisamment de combustible pour produire l'énergie demandée. De la même manière, il est important que la société de projet ne s'engage pas sur des quantités de combustible qu'elle ne peut pas utiliser, faute de quoi elle effectuerait des dépenses non nécessaires pour des surplus de combustible qui ne pourraient être utilisés pour produire de l'électricité.

- L'analyse détaillée des contrats de fourniture de combustible n'est pas prévue dans le présent guide pratique, mais la société de projet doit s'assurer qu'un certain nombre de questions clés sont traitées, et notamment :
- Une obligation légale du fournisseur de combustible de fournir la quantité contractuelle de combustible. Elle se distingue de l'obligation de moyens « *best endeavours* », qui crée un risque de défaut de fourniture de combustible avec peu ou pas de recours pour l'exploitant de la centrale ;
- Des niveaux appropriés de flexibilité eu égard aux quantités contractuelles mensuelles ou annuelles afin de faire face aux circonstances dans lesquelles l'énergie n'est pas mise sur le réseau ;

- Protections appropriées eu égard à la fourniture de combustible qui ne réponds pas aux spécifications convenues. Le besoin en combustible doit répondre à certaines spécifications. Le client doit être en mesure de réclamer des dommages et intérêts contractuels au fournisseur de combustible à raison des coûts supplémentaires résultant de la consommation de combustible ne répondant pas aux spécifications (y compris l'augmentation de l'usage de filtres et le temps d'arrêt pour nettoyage et redémarrage) ;
- Si la société de projet supporte la responsabilité de la fourniture de combustible par application du CAE, la société de projet doit aussi s'assurer que la responsabilité qu'elle encourt par application du CAE au titre de la non disponibilité du combustible est transférée au fournisseur de combustible. Il est difficile, si ce n'est impossible, d'obtenir l'accord d'un fournisseur de combustible pour de telles responsabilités ; et
- Synchronisation entre le début de l'approvisionnement en combustible et la mise en service et les essais de la centrale de production prévus par le CAE pour s'assurer de la disponibilité du combustible pour les essais de la centrale avant la DEC prévue par le CAE. Toutefois, le début de l'approvisionnement en combustible ne devrait pas commencer trop tôt, faute de quoi la société de projet pourrait devoir payer des capacités, par application du contrat de fourniture de combustible, bien avant le moment nécessaire.

Il est important de noter, en outre, que les responsabilités encourues par la société de projet par application d'un contrat de fourniture de combustible eu égard à son obligation de réceptionner le combustible ou d'en payer le prix devront, si nécessaire, être transférées au client via le CAE. En d'autres termes, dans la mesure où la société de projet est tenue de payer le combustible non réceptionné, en raison d'un risque pris en charge par le client, par application du CAE, le client doit indemniser la société de projet au titre de cette responsabilité.

Par conséquence un certain nombre de stipulations du contrat de fourniture de combustible sont dans l'intérêt direct du client. Comme cela a été expliqué dans le paragraphe *Barèmes de prix* ci-dessus, le prix du combustible correspond généralement à une opération de transfert faite par le

CAE (partant du principe selon lequel le combustible est transformé en électricité selon un taux de conversion convenu). Dès lors, il est important que le client, dans le cadre de l'audit du projet, s'assure que le coût du combustible est raisonnable et cohérent avec les taux pratiqués dans le secteur. Le client doit également revoir l'engagement de réceptionner une quantité minimum d'énergie ou d'en payer le prix au titre du contrat de fourniture de combustible. Étant donné que l'engagement contractuel de disponibilité de la centrale est toujours inférieur à 100% lors des périodes de maintenance, il est important que l'engagement de réceptionner une quantité minimum d'énergie ou d'en payer le prix ne soit pas assez élevé pour créer une obligation de paiement de combustible pendant les périodes où aucun combustible n'est utilisé en raison des opérations de maintenance planifiées. De même, la société de projet doit aligner le calendrier de maintenance de la centrale électrique sur celui des installations de gaz (dans le cas d'une centrale électrique fonctionnant au gaz) car l'absence de synchronisation peut entraîner l'incapacité de la centrale à produire de l'électricité en raison d'opérations de maintenance courante sur les installations de combustible.

Il est également important de noter que l'existence de contrats séparés de fourniture de combustible entre le client et le fournisseur de combustible ne signifie pas nécessairement que le client doive supporter l'intégralité du risque de fourniture dans le cadre du CAE. La capacité du client à accepter le risque lié à la fourniture de combustible dans le CAE dépend largement de son recours contre le fournisseur de combustible et/ou de son accès à des ressources de combustible alternatives et disponibles. Si le fournisseur de combustible est la source exclusive ou la seule source viable de combustible, le client devra s'assurer que, en cas de défaut de fourniture de combustible, il dispose d'un recours contre le fournisseur de combustible lui permettant d'être pleinement indemnisé pour les pertes de revenus, les pénalités prévues par le CAE, et, en dernier recours, les pertes subies à la résiliation du CAE. Le client doit aussi considérer la situation financière du fournisseur de combustible. Le fournisseur disposera-t-il des ressources financières suffisantes pour payer cette indemnité ? Dans la négative, quelle sorte de soutien au crédit peut être mis en place (sous forme de liquidités ou de garanties, y compris, si nécessaire, des garanties souveraines) ?

Contrats de transport de combustible

Ces considérations impliquent une certaine complexité s'il existe un partage des responsabilités pour la fourniture et le transport du combustible.

En fonction de la proximité de la centrale avec l'origine du combustible, et de la nature du combustible, il peut être nécessaire de conclure un contrat séparé avec un transporteur pour le transport du combustible du site de traitement jusqu'à la centrale. Cela peut augmenter les éléments de risque du projet, dès lors que le fournisseur de combustible peut transférer la propriété et le risque au transporteur de combustible ou à la société de projet en un point de livraison qui peut être éloigné de la centrale.

Lorsque le fournisseur de combustible s'engage à fournir le combustible en un point de livraison à la centrale électrique, le fournisseur de combustible supporte les risques associés à l'obligation de satisfaire aux conditions de quantité et qualité au point de livraison à la centrale. Lorsque, toutefois, il existe un contrat séparé pour le transport du combustible, ce contrat doit répartir les risques entre le fournisseur de combustible, le transporteur, et la société de projet. La livraison de combustible ne respectant pas les spécifications de la centrale, par exemple, peut ne pas relever de la responsabilité du transporteur de combustible, mais peut résulter de la remise au transporteur d'un combustible ne respectant pas les spécifications, auquel cas la société de projet doit se retourner contre le fournisseur au moyen des clauses de recours insérées dans le contrat de fourniture de combustible. Lorsque le transporteur de combustible est une société publique, la société de projet peut en faire un argument pour demander au client de supporter le risque d'inexécution ou d'exécution insuffisante des obligations du transporteur de combustible, en plus de la force majeure liée au transport du combustible. Toutefois, en fonction de la capitalisation plus ou moins importante du transporteur public de combustible, il peut être en mesure de supporter les risques en son nom, ce qui évite les questions politiques liées à l'obligation pour une entité publique (le client) de supporter les risques d'une autre entité publique (le transporteur de combustible).

Transmission

Dans un **système groupé**, les rôles d'achat, de transmission et de distribution sur le marché des sont tous concentrés sur une seule entité : le client. Le client supporte généralement la responsabilité de la transmission de l'électricité produite et vendue par la société de projet. De la même manière, le client, dans ce système, a l'obligation de maintenir la connexion de la centrale électrique avec le réseau électrique.

Inversement, un **système dégroupé** est celui dans lequel un ou plusieurs de ces rôles ne relèvent pas de la responsabilité du client, mais est exercé par une autre entité. La mesure de cette séparation dépend du schéma d'organisation du marché de l'électricité dans le pays considéré.

Il existe des risques de transmission spécifiques dans un système dégroupé. La question majeure dans un système dégroupé est celle des capacités financières de la société de transmission indépendante et sa capacité à couvrir le risque de défaut de transmission lorsque l'électricité est : (i) prête à être fournie; et (ii) exigée par application du CAE. Du point de vue du client, le risque de transmission est en dehors de son contrôle, et, partant, un risque qu'il ne veut pas supporter. Du point de vue de la société de projet, elle a un contrôle limité sur le risque de transmission et s'appuiera sur le fait qu'il doit être supporté par une partie ayant plus de poids dans le pays : le client. Cela est particulièrement vrai dans les situations dans lesquelles le client et la société de transmission ont des relations établies (par exemple, toutes deux sont détenues par l'État ou par la même société). La société de projet soutiendra que l'État, considéré dans son ensemble, bénéficie de la livraison d'électricité et devrait en conséquence supporter le risque que l'une de ses entités n'assure pas la connexion de la centrale électrique ou ne transmette pas l'électricité lorsque cela est nécessaire. En conséquence, le CAE, dans un marché de l'électricité dégroupé allouera souvent la majeure partie, si ce n'est l'intégralité du risque de transmission, au client, de sorte que le client agisse en qualité de garant des obligations de la société de transmission.

Marché des changes

Lorsque le financement est fourni dans une devise autre que celle prévue pour les paiements prévus par le CAE, les partenaires du projet doivent prendre des mesures pour se protéger contre les fluctuations du marché des changes. Il existe deux risques lorsque les revenus du projet sont perçus dans la devise locale :

- La devise locale peut ne pas être librement convertible (c'est-à-dire qu'elle ne peut pas être convertie en une devise principale) ; et
- L'État peut ne pas avoir de réserves suffisantes en devises étrangères pour faire face aux besoins de conversion sur la durée du projet.

Si l'un de ces risques de convertibilité existe, les parties peuvent limiter ce risque par une combinaison de garanties du gouvernement et d'assurances.

Fluctuation des taux sur le marché des changes

Idéalement, le financement du projet doit être obtenu localement et dans la devise locale pour éviter les risques de change. Toutefois, cela est rarement possible dans les marchés émergents, dans lesquels l'industrie bancaire est sous-développée et dispose de capacités limitées de prêt. Lorsque le financement du projet ne peut pas être obtenu dans la devise du pays concerné, et que les prix ne peuvent pas être, pour quelque raison que ce soit, libellés dans la devise utilisée pour l'investissement et le financement, la société de projet doit rechercher des financements dans une devise alternative pour se protéger contre les variations à court terme (mais pas contre une dévaluation importante) des taux de change.

L'atténuation du risque de change à court terme s'obtient généralement via un ou plusieurs des moyens suivants :

1. Tous les éléments de calcul du prix sont libellés dans la devise du financement, et le client est tenu de payer l'électricité en devise locale, mais pour un montant correspondant au prix de l'électricité dans la devise de financement ;

2. La mise en place de contrats d'instruments dérivés ou de contrats futurs d'échange de devises (« swaps ») avec des contreparties solvables ; et
3. Des engagements du gouvernement de compenser les variations dues aux fluctuations du marché des changes (approche plus rare en pratique).

Les méthodes ci-dessus permettent de se protéger contre les variations à court terme du marché des changes, mais personne n'est en mesure de protéger la société de projet contre le risque de dévaluations importantes. En cas de dévaluation importante de la devise locale, il est peu probable que les utilisateurs finaux du pays de la devise ou l'État soient en mesure de faire face à l'augmentation des prix ou à des paiements à découvert sur une période étendue. L'atténuation du risque de dévaluation importante est en général obtenue par la voie de l'assurance, sous la forme d'une couverture en devises.

Convertibilité et paiements

Dans les pays dans lesquels la devise locale n'est pas convertible, et les devises étrangères sont nécessaires au remboursement de la dette et à la distribution de l'énergie, la société de projet peut rencontrer des difficultés pour sécuriser son accès à la devise étrangère dans laquelle l'investissement a été réalisé et la dette doit être remboursée. Même si l'État s'engage généralement à assurer la convertibilité de la devise pendant la durée du projet, le risque de convertibilité et de paiement persiste à deux titres :

1. Violation par l'État de son engagement relatif à la convertibilité ; et
2. Insuffisance de réserves de devises étrangères pour faire face aux obligations de conversion.

La protection contre ces risques peut s'obtenir par plusieurs moyens :

1. Mise en place d'un compte de réserve étranger pour le service de la dette, pour créer une réserve-tampon en cas de problème de change à court terme ;
2. Conversion en autres biens marchands en lieu et place de paiement en numéraire ; et
3. Obtention d'une couverture d'assurance du risque politique sur l'inconvertibilité de la devise.

Autres risques

Conformité à la loi et changement législatif

Le client et l'État exigent couramment que la société de projet s'engage contractuellement dans le CAE à respecter les principales dispositions de la loi du pays concerné. La société de projet devrait en contrepartie pouvoir souscrire cet engagement, au moins par référence aux lois applicables au début du projet, sur la base des audits et avis juridiques. La société de projet (et par extension les prêteurs) éprouveront toutefois des difficultés à souscrire un engagement indéterminé à respecter des lois, dans la mesure où elles peuvent faire l'objet de modifications dans le temps.

Le concept de **Changement Législatif** a évolué pour inclure (i) l'introduction de lois nouvelles, (ii) la modification de lois existantes et/ou (iii) la modification dans l'interprétation de la loi par les tribunaux, les entités publiques et les autres autorités disposant d'un pouvoir juridictionnel ou de contrôle réglementaire sur le Projet ou la Société de Projet. La « Loi » dans ce contexte est largement définie et couvre les textes législatifs, constitutionnels ou réglementaires, les instructions, ordonnances, etc.

Calendrier – Il peut exister des débats entre le client et la société de projet pour savoir à partir de quel moment on prend en considération les Changements Législatifs. On retient souvent la date de signature du CAE. Toutefois, lorsque la société de projet s'est engagée sur les prix après un appel d'offres, il peut être plus pertinent de retenir la date de soumission de la proposition de la société (en réponse à l'appel d'offres). Cette question peut parfois être résolue par un audit déterminant le point de savoir si le Changement Législatif peut avoir eu un impact sur la structure de coûts de la société de projet. Toutefois, en fonction de la transparence de la législation dans le pays, et du temps dont la société de projet dispose pour effectuer cet audit, il peut être plus pertinent que le client ajoute ce risque

marginal aux risques de changement législatif après la signature du CAE, qu'il a souvent déjà acceptés.

Un Changement Législatif peut avoir un impact sur la société de projet à plusieurs titres :

1. Il peut affecter négativement l'exécution d'une obligation spécifique prévue par le CAE ou rendre son exécution impossible ;
2. Il peut affecter négativement le flux de revenus de la société de projet ;
3. Il peut imposer à la société de projet une augmentation ponctuelle du coût du capital ou une augmentation sur la durée de ses coûts d'exploitation (dans les deux cas, pour le respect par la société de projet du changement législatif) ; ou
4. Inversement, il peut réduire les coûts d'exploitation ou de capital de la société de projet.

Sous réserve des seuils de matérialité appropriés, la société de projet et le client conviennent généralement de ce que la société de projet ne doit pas être placée dans une situation plus favorable ou moins favorable par rapport à ce qui serait advenu en l'absence de Changement Législatif. Par conséquent, dans l'hypothèse où la société de projet est temporairement dans l'incapacité d'exécuter une obligation en raison d'un Changement Législatif, cela ne constitue pas une défaillance de la société de projet et les délais imposés à la société de projet sont prolongés en conséquence. En outre, dans l'hypothèse où un Changement Législatif provoque un retard de la DEC, la centrale peut être « réputée mise en exploitation commerciale » et dans l'hypothèse où la centrale est indisponible en raison d'un Changement Législatif, la société de projet peut invoquer la Disponibilité Réputée ou les Paiements d'Electricité Réputée Produite.

En outre, si la société de projet supporte des coûts supplémentaires en raison d'un Changement Législatif, cela lui donne le droit de bénéficier soit (i) d'une compensation directe pour le paiement ou le remboursement de ces frais ou du manque à gagner, ou (ii) d'une augmentation corrélative des

prix. Inversement, si la société de projet bénéficie d'un Changement Législatif, il est courant d'appliquer des baisses de prix.

Dans l'hypothèse où un Changement Législatif rend l'exécution du CAE impossible, la société de projet est généralement en droit de résilier le CAE, avec un niveau d'indemnisation établi de la même manière qu'en cas de résiliation pour Force Majeure Politique.

Autorisations, permis et licences – expiration des autorisations

Responsabilité de la société de projet d'obtenir les autorisations, permis et licences

Les clients souhaitent légitimement que les usines de production d'électricité soient construites et exploitées conformément aux autorisations requises par les lois applicables.

La société de projet est généralement responsable de l'obtention des autorisations nécessaires pour la construction, la propriété et l'exploitation de la centrale électrique. Cela inclut, entre autres : le permis de construire, les licences environnementales, les permis archéologiques et les permis d'exploitation. Le terme **autorisation** est généralement compris comme incluant les enregistrements, dépôts de déclarations, licences, approbations, autorisations, et permis.

Obligation du client d'aider la société de projet à obtenir des autorisations, permis et licences

Les obligations relatives aux autorisations ne relèvent pas toujours de la société de projet. Le client étant souvent lié à l'État, cela induit des connexions, si ce n'est une influence sur les autres entités publiques. En outre, étant une entité établie sur le marché domestique, le client est souvent plus familier avec les exigences légales et réglementaires applicables aux opéra-

tions sur le marché. En conséquence, les parties conviennent généralement que le client souscrive une obligation d'« assistance raisonnable » envers la société de projet pour l'obtention des autorisations. D'un point de vue général, cela s'inscrit dans l'intérêt de toutes les parties, y compris le prêteur, qui exige des assurances que la société de projet obtienne toutes les autorisations nécessaires.

Coordination conjointe pour les autorisations délivrées par des instances administratives supérieures

Dans certaines circonstances, les parties peuvent convenir que la responsabilité de l'obtention d'autorisations particulières auprès d'instances administratives supérieures relève d'une responsabilité conjointe. Ces autorisations incluent les autorisations des autorités compétentes (telles que les cabinets, parlements, ministres des finances, ministres des énergies, administrations fiscales, autorités réglementaires et banques centrales). Si ces autorisations sont souvent nécessaires pour la mise en œuvre du CAE, il est pertinent que toutes les parties travaillent ensemble pour s'assurer qu'elles soient obtenues à temps.

Droits immobiliers

L'obligation d'obtenir des droits sur le terrain sur lequel la centrale électrique et les lignes de transmission correspondantes seront installées peut varier d'un pays à l'autre et d'une opération à l'autre. Dans les cas dans lesquels tout le terrain ou de grandes parties du terrain seront pris à bail, le client doit souvent consentir ou faire en sorte qu'une autre autorité publique consente à la société de projet les droits immobiliers nécessaires.

Dans d'autres pays, toutefois, il revient à la société de projet d'obtenir l'accès et le droit d'usage du terrain. Dans ce cas, il peut néanmoins être demandé au client d'assister la société de projet dans l'obtention de ces droits, en particulier lorsque des propriétaires privés refusent de céder leurs terrains (ou leur terrain), et l'État peut utiliser son droit d'expropriation ou de domaine éminent (le droit de l'État et de ses agences d'acquérir des propriétés privées pour un usage public en échange d'une juste compensation).

La nature des droits immobiliers peut également varier d'un pays à l'autre. Lorsque le système immobilier ne prévoit pas de pleine propriété, les conditions d'usage (ou de location) doivent être suffisantes pour couvrir la durée de vie du projet.

Retrait ou expiration de l'autorisation

Si un État ne délivre pas ou ne renouvelle pas l'autorisation après la demande de la société de projet, ce cas est traité comme un Changement Législatif. Ce cas est parfois qualifié de **Retrait d'Autorisation**. Lorsque la société de projet n'est pas en mesure de satisfaire aux formalités nécessaires à l'obtention ou au renouvellement de l'autorisation en conséquence d'un Changement Législatif, la protection contre le risque de Changement Législatif devra quand-même s'appliquer. Il convient de souligner que le Retrait d'Autorisation est parfois qualifié dans le CAE de Force Majeure Politique, l'effet est le même.

Réformes fiscales

Les réformes fiscales peuvent avoir des conséquences significatives sur les revenus du projet et peuvent rendre un projet structurellement déficitaire. Une réforme fiscale peut consister en un changement de taux d'imposition, la création d'une nouvelle catégorie d'impôts ou l'annulation d'avantages fiscaux, qui peuvent affecter négativement le retour sur investissement du projet et/ou sa capacité à rembourser la dette. Les conséquences d'une réforme fiscale peuvent :

1. Augmenter ou réduire les charges du projet ;
2. Augmenter ou réduire le coût des opérations de maintenance ou d'exploitation ; et
3. Augmenter ou réduire les revenus attendus de la société de projet.

Les problématiques concrètes à considérer en rapport avec la gestion des réformes fiscales incluent ce qui suit :

Date de référence de la mesure de la réforme fiscale

Une modification de la situation fiscale implique de définir une situation fiscale à une date de référence. La date de référence est souvent convenue entre les parties et peut être la date de signature du CAE ou la date de clôture financière de l'opération.

Nature discriminatoire de la réforme

Lorsqu'on détermine quelle partie supportera le risque lié à une réforme fiscale, une distinction est généralement effectuée entre deux catégories de réformes :

1. Les réformes applicables exclusivement au projet et aux partenaires, co-contractants et prêteurs concernés (**Réforme Fiscale Discriminatoire**) ;
2. Les réformes applicables à l'industrie en général ou à des catégories similaires d'investisseurs (**Réforme Fiscale Spécifique**) ; ou
3. Les réformes qui ne correspondent à aucune des catégories précédentes et sont applicables à la communauté en général (**Réformes Fiscales Non-Discriminatoires**).

Dans les cas de Réformes Fiscales Discriminatoires, le client doit en principe en supporter le risque via une répercussion sur les prix. En d'autres termes, toutes les charges fiscales supplémentaires sont prises en compte pour le calcul des prix du projet, et en conséquence le client doit payer un prix tenant compte des charges fiscales supplémentaires. Pour les réformes fiscales Non-Discriminatoires, la société de projet doit en principe l'accepter comme une part du risque commercial dans le pays d'accueil. Pour les Réformes Fiscales Spécifiques, non discriminatoires par nature, il s'agit souvent d'une négociation ouverte entre les parties.

Limitation du risque de réforme fiscale

Des mesures de protection contre les réformes fiscales peuvent être mises en œuvre par un ou plusieurs des moyens ci-dessous :

- Engagement de l'État du pays d'accueil et assurance de risque politique
L'engagement de la ou des autorités publiques compétentes du pays d'accueil qu'il ne sera procédé à aucune réforme fiscale, aucune imposition de nouvel impôt ni aucune annulation des avantages fiscaux applicables à la société de projet, à ses partenaires ou cocontractants pendant la vie du projet. La société de projet peut aussi limiter ce risque en obtenant une assurance de risque politique pour s'assurer contre la violation de ces engagements par le pays d'accueil.
- Répercussions tarifaires
Les prix sont conçus pour permettre la répercussion de la totalité des augmentations fiscales, des nouveaux impôts, ou l'annulation des avantages fiscaux pendant la durée du Projet et qui seraient « discriminatoires » ou « spécifiques » par nature.

Changement de contrôle

S'il est important de s'assurer de la viabilité d'un projet en développement par une société de projet pour la détermination de l'opportunité de financer un projet, les prêteurs et le client doivent également procéder à une analyse de la société de projet elle-même, et des parties qui la contrôlent. La réputation de ces parties, leur expérience et les opérations auxquelles elles ont participé influencent le client et les prêteurs dans l'évaluation de la capacité de la société de projet à respecter les obligations prévues par le CAE. Il est donc important à la fois pour le client et pour les prêteurs de restreindre la possibilité pour les associés de modifier unilatéralement le contrôle de la société de projet.

Les CAE contiennent normalement des clauses expresses sur la définition du contrôle et du changement de contrôle de la société de projet. Le CAE peut prévoir qu'un changement de contrôle de la société de projet ne peut intervenir sans l'accord du client. Généralement, le CAE prévoit que client

ne peut refuser ce consentement sans juste motif. Alternativement, un changement de contrôle peut être autorisé uniquement après un certain délai (cela peut permettre, par exemple, de maintenir les parties pendant la durée du prêt initial ou pendant la phase de construction). Des conditions complémentaires peuvent imposer que, si un changement de contrôle doit intervenir, il ne peut pas réduire les exigences de contenu local de la société de projet, ou que les nouvelles entités doivent avoir la même réputation que leurs prédécesseurs. Ce qui précède peut se révéler être très subjectif. Les restrictions et conditions varient d'un projet à l'autre.

La société de projet peut aussi s'intéresser au cas de changement de contrôle du client, en particulier dans les pays qui entreprennent un dégroupage du marché de l'électricité et en cas de restructuration d'un client monopolistique. Quand les obligations du client prévues par le CAE ont fait l'objet de garanties publiques, cette question est de moindre importance pour la société de projet.

Toutefois, en l'absence de telles garanties, et si la notation, la réputation, et la qualification technique du client ont été des facteurs clés pour la société de projet et les prêteurs lors de la conclusion du CAE, le client peut alors voir ses possibilités d'un changement de contrôle limitées sans l'accord de la société de projet. Il peut également y avoir des conditions imposées au client, comme par exemple l'obligation pour le client, après le changement de contrôle, de disposer de la même notation financière que ses prédécesseurs ou de mettre en place une garantie publique.

Risque politique-souverain et expropriation

Un CAE est un contrat commercial pour la fourniture et l'achat d'électricité entre un entrepreneur privé et une entité souvent détenue par un État. Il existe un risque que cet État décide d'interférer dans la gestion de la centrale, directement ou indirectement, ne permettant pas à la société de projet de réaliser des bénéfices. En conséquence, cela peut réduire à néant la capacité de la société de projet de payer le service de la dette et le retour sur investissement des actionnaires. Ces interférences sont traitées dans les clauses relatives à la force majeure politique ou dans des clauses séparées traitant des risques politiques.

Les conséquences d'une expropriation doivent être traitées dans le CAE. Une expropriation peut porter sur la centrale physique ou les titres de la société de projet, et le CAE doit traiter ces deux cas. Dans le premier cas, l'État peut déployer du personnel armé pour prendre physiquement possession de la centrale, et dans le second cas il peut imposer le transfert de propriété des titres de la centrale. Il faut une définition claire des actions qui entrent dans ce périmètre, et notamment la nationalisation, la confiscation, la réquisition et les autres actions liées.

Il peut également être nécessaire de prévoir des stipulations visant les expropriations rampantes, qui sont des situations dans lesquelles les États n'exproprient pas directement une centrale, mais prennent des mesures dont l'effet final est que la société de projet ne contrôle plus la centrale, via la mise en place de normes réglementaires coûteuses, de restrictions du contrôle des changes ou de contraintes liées au rapatriement de devises lorsque les prix du CAE sont stipulés en devise locale. Ces mesures peuvent être couvertes par des stipulations relatives à la force majeure politique, au changement législatif ou aux réformes fiscales, qui, sauf si elles font l'objet d'une compensation par le client, peuvent réduire le projet à néant.

Il est également important que le CAE prévoie ce qui n'est pas une expropriation. Dans le cas contraire, l'État peut être tenu de verser des pénalités importantes au titre d'actions légitimes qui ne sont pas généralement re-

connues comme une expropriation. Les États ont généralement la possibilité de prendre des mesures destinées à la régulation de l'activité économique dans le pays, y compris des mesures de sécurité environnementale et de santé publique et les mesures fiscales liées. Toutefois, ces mesures doivent être prises de bonne foi et ne doivent pas être discriminatoires ou avoir pour objet principal de confisquer des actifs privés. De la même manière, quand une société de projet passe des engagements contractuels avec des sociétés publiques, qui prennent en charge les infrastructures associées, comme les transmissions ou le transport du gaz, il est également important de distinguer entre l'expropriation, qui est essentiellement un acte politique, et les litiges commerciaux, qui doivent être traités selon les règles prévues par ces contrats.

Les promoteurs soutiennent généralement que l'expropriation devrait être traitée comme une résiliation prévue par le CAE, pour laquelle la société de projet devrait être totalement indemnisée au titre de la perte des revenus sur la durée de vie du CAE. Le calcul précis des indemnités de résiliation fait l'objet de discussions dans le paragraphe « *Obligations Post-Résiliation* ». En tout état de cause, l'indemnisation prévue par le CAE peut ou non être suffisante, en fonction de l'indépendance du client vis-à-vis de l'État. Plus le client est indépendant, plus il est facile de soutenir que le risque d'expropriation doit être supporté par la société de projet et les prêteurs, au lieu d'attendre du client qu'il paye en cas de survenance d'un tel événement.

En outre, toutes les parties devraient être attentives à l'existence, pour le client, d'une source de financement destinée à payer des indemnités de résiliation en cas d'expropriation. Idéalement, cette obligation doit être garantie par une garantie souveraine, mais son obtention peut être prohibitive.

Lorsqu'il existe un contrat séparé traitant de l'indemnisation, comme un Contrat d'Option de Vente et d'Achat, il faut prévoir avec précision les montants dus en cas d'expropriation, pour éviter toute ambiguïté.

Un promoteur peut aussi envisager la mise en place d'une assurance contre le risque politique, émanant d'une institution comme l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (MIGA), qui appartient au groupe de la Banque Mondiale. L'intérêt de l'assurance de la MIGA ne réside pas seulement dans la certitude d'être payé en cas d'expropriation, mais, de manière plus importante, dans la réduction de la probabilité d'une expropriation en raison du risque de réputation d'un État et des impacts indirects négatifs pour les autres opérations internationales.

Force majeure

Il est important d'avoir des stipulations claires en ce qui concerne la force majeure dans le CAE, qui doit définir la signification et les conséquences de la force majeure. Il peut aussi précisément décrire ce qui n'est pas couvert par la définition de la force majeure dans le CAE.

Éléments clés de la force majeure

En général, la force majeure est définie à partir des critères suivants :

- L'événement a des conséquences négatives significatives sur la capacité d'une partie à exécuter ses obligations contractuelles.
- L'événement ne résulte pas de la faute de la partie qui invoque la force majeure et est hors du contrôle raisonnable de cette partie.
- L'événement ne pouvait raisonnablement pas être prévu par cette partie et aucune mesure raisonnable ne pouvait être prise pour éviter ou atténuer ses conséquences.

Parfois, la définition s'étend au-delà de l'événement pour couvrir les conséquences de l'événement dans la durée. Par exemple, lorsqu'une inondation importante et imprévue endommage la centrale électrique, et si le drainage des eaux prend jusqu'à un mois avant le début de l'évaluation des dégâts, l'exonération de la force majeure peut courir au-delà du premier jour de l'inondation et couvrir les conséquences de l'inondation.

Il est aussi important de clarifier ce qui n'est pas compris dans le champ de la force majeure. Si la production d'une centrale électrique est arrêtée en raison d'une mauvaise opération de maintenance, cela n'entre pas dans la définition de la force majeure. Ce serait également le cas si la société de projet n'avait pas prévu d'approvisionnement suffisant en combustible pour lui permettre de produire la totalité de la capacité contractuelle.

Catégories de force majeure

La Force majeure prévue par le CAE peut être composée de plusieurs catégories, les principales étant la Force Majeure Politique Locale, la Force Majeure Politique Étrangère, et la Force Majeure Naturelle.

La **Force Majeure Politique Locale** couvre les événements qui sont provoqués par le gouvernement du pays d'accueil ou qui pourraient être évités, contrôlés ou limités par le gouvernement. Les événements de cette catégorie incluent les émeutes généralisées, les désordres civils, les actes de terrorisme, et les grèves industrielles à l'échelle nationale. Le champ d'application de la Force Majeure Politique Locale couvre également l'incapacité du réseau de transmission à absorber l'électricité d'une centrale électrique lorsque le réseau de transmission est détenu par l'État, de même que l'indisponibilité des autres infrastructures nécessaires au fonctionnement de la centrale électrique et qui seraient détenues ou contrôlées par l'État. Certains événements de changement législatif peuvent aussi être considérés comme des cas de force majeure politique, comme par exemple l'introduction de restrictions au rapatriement des capitaux, qui interdit l'exécution des paiements aux fournisseurs étrangers de capitaux ou d'emprunt.

La **Force Majeure Politique Étrangère** couvre en général les actes de nature politique qui ont une origine étrangère mais ont néanmoins un impact négatif significatif sur la capacité d'une partie à exécuter les obligations prévues au titre du CAE. Par exemple, une grève industrielle dans un pays étranger peut interdire l'exportation d'une pièce critique de la centrale, comme une turbine de remplacement fabriquée à l'étranger, vers le pays où la centrale est située. Un embargo commercial peut avoir un impact équivalent.

La **Force Majeure Naturelle** couvre les événements tels que les inondations, les ouragans, les tremblements de terre, tsunamis et autres événements météorologiques ou naturels ayant un impact négatif significatif sur la capacité d'une partie à exécuter ses obligations contractuelles.

Extension de la force majeure

De façon générale, un CAE prévoit que l'exonération pour cas de force majeure s'étend, au-delà du CAE, aux autres contrats auxquels les parties au CAE sont également parties, y compris les contrats de fourniture et de transport de combustible, le contrat de construction, et les contrats de transmission. Ainsi, lorsque la survenance d'un cas de force majeure interdit au fournisseur ou au transporteur de combustible de fournir le combustible à la centrale électrique, la société de projet peut solliciter l'exonération des obligations contractuelles prévues par le CAE au titre de la disponibilité minimum de la centrale. Étant donné que les cocontractants du CAE peuvent vouloir s'exonérer au titre de la force majeure d'événements prévus par d'autres contrats, il est important de chercher à harmoniser le concept de force majeure dans tous les contrats. Autrement, il y a un risque qu'un événement défini comme un événement de force majeure dans le contrat de transmission par exemple, ne soit pas considéré comme cas de force majeure dans le CAE. Par conséquent, en raison de cette mauvaise concordance, l'événement pourrait ne pas exonérer une partie de ses autres obligations contractuelles.

Exonération des obligations contractuelles en raison d'un cas de force majeure

Comme cela a été indiqué, une partie qui revendique la force majeure cherche généralement à s'exonérer de ses obligations contractuelles pendant la durée du cas de force majeure. Si la durée de la force majeure est prolongée, le CAE précise généralement la durée pendant laquelle l'exonération des obligations s'appliquera, avant que les parties non affectées puissent solliciter la résiliation du contrat.

Dans un CAE, il est souvent important d'établir une distinction entre la force majeure affectant le client et celle affectant la société de projet.

Lorsque le client est concerné par la force majeure, le CAE prévoit généralement le maintien des paiements de capacité et d'électricité pendant la durée de la force majeure. Si, en conséquence de l'événement de force majeure affectant le client, la DEC est reportée, la société de projet peut réclamer la mise en exploitation commerciale réputée. Dans ce cas, la société de projet peut demander des **paiements de capacité réputée produite** couvrant le service de la dette (qui a commencé à la date de DEC initiale) et les coûts additionnels provoqués par le retard.

Lorsque la force majeure concerne la société de projet, l'impact sur les paiements de capacité ou d'électricité peut dépendre du cas spécifique de force majeure. Les paiements sont généralement maintenus en cas de Force Majeure Politique Locale, mais peuvent être suspendus en cas de Force Majeure Politique Etrangère ou cas de Force majeure Naturelle. Une société de projet affectée par un cas de force majeure peut continuer à être en mesure de produire de l'électricité, même en dessous des quantités contractuelles, et les stipulations du CAE doivent prévoir l'achat et le paiement de l'électricité, en dépit de la situation.

Recours spécifiques en cas de force majeure

Bien que le recours principal en cas de force majeure soit la suspension de certaines obligations contractuelles, le CAE peut prévoir d'autres formes de recours spécifiques. Un exemple courant est l'extension des délais prévus par le contrat, de manière à tenir compte des retards provoqués par l'événement. Si la force majeure intervient pendant la phase de construction, la société de projet pourra demander un report de la date de la DEC. Si le cas de force majeure survient après la DEC, la durée entière du contrat doit être prolongée pour tenir compte du retard. Les autres contrats du projet devraient suivre le même traitement.

Assurances

De la phase d'étude et à la phase d'exploitation, en passant par la phase de construction, il existe une multitude de risques qui peuvent être atténués par l'assurance.

Phase de construction

Pendant la phase de construction, l'entrepreneur EPC est responsable à titre principal de l'obtention d'une assurance contre les dommages causés aux biens et les accidents corporels. Les catégories de couverture incluent :

- Assurance Tous Risques (Dommages aux Biens) – cette catégorie d'assurance couvre en général le coût de remplacement de la centrale ;
- Assurance de Responsabilité Employeur – ce type d'assurance couvre la responsabilité de l'employeur en cas de maladie, décès ou blessure des employés, résultant des conditions ou des pratiques de travail ; et
- Assurance Tous Risques Marine Cargo – ce type d'assurance couvre en général le coût de remplacement des matériels et équipements acheminés par voie maritime et destinés à être intégrés dans la centrale électrique.

Phase d'exploitation commerciale

Dès le début de l'exploitation commerciale de la centrale, la société de projet supporte la responsabilité de l'obtention et du maintien des assurances contre les risques (dommages aux biens) et de l'assurance employeur.

En outre, la société de projet peut aussi vouloir une assurance contre le risque politique pour le cas d'un État ne respectant pas ses engagements ou garanties sur ce qui suit (le cas échéant) :

- Engagement relatif à la libre convertibilité de la devise et à l'existence de réserves de devises étrangères suffisantes ;

- Engagement de ne pas modifier la loi et la fiscalité, ou de ne pas annuler les avantages fiscaux si cette annulation pourrait affecter négativement le projet ;
- Annulation des permis et concessions ; et/ou
- Expropriation.

Dans tous les cas, la couverture d'assurance précise pour un projet particulier sera déterminée au cas par cas, après consultation d'un conseiller spécialiste en assurance. Les prêteurs exigent généralement qu'un expert en assurance soit missionné pour les conseiller sur l'adéquation du programme d'assurance au projet de centrale.

Résumé des points clés

Gestion du risque

- **Répartition du Risque** : les risques inhérents au CAE doivent incomber aux parties les mieux équipées pour y répondre.
- **Risque Vendeur** : le Vendeur supporte généralement les risques associés aux obligations de construction et d'exploitation prévues par le CAE. Cela peut inclure le risque de défaut de démarrage de construction, le défaut de respect de la Date de mise en Exploitation Commerciale, et les défaillances de la centrale, une fois construite, relatives aux exigences de capacité.
- **Exception au Risque Vendeur** : le Vendeur peut se voir exonérer en cas de manquement à ses obligations lorsque le retard est le résultat de l'action (ou de l'inaction) de l'Acheteur. Dans ce cas, le Vendeur peut se voir accorder des délais complémentaires ou une indemnité pour les coûts additionnels subis lors de la résolution des retards.
- **Risque Acheteur** : le risque de demande plus faible que prévue sur le marché de l'électricité est généralement transmis à l'Acheteur via la mise en place de paiements de capacité, en cas de projets de centrales dispatchables, ou via la mise en place de paiements d'énergie réputée produite, en cas de projets de centrales à énergie renouvelable non dispatchables. L'Acheteur peut également supporter les risques liés à la fourniture de combustible par la mise en place de contrats de « *tolling* ».

Risques généraux

- **Force Majeure** : le Vendeur ou le client peuvent être exonérés des obligations du CAE en raison de la survenance d'événements hors de leur contrôle et qu'ils ne pouvaient raisonnablement pas prévoir. Outre l'exonération de leurs obligations, les Vendeurs peuvent également

percevoir des paiements de capacité en cas de survenance de certains événements de force majeure.

- **Clauses de Stabilisation** : les changements législatifs ou fiscaux peuvent provoquer des risques pour les Vendeurs en modifiant structurellement les données économiques du contrat initial. Le CAE contient généralement des clauses permettant au Vendeur d'être économiquement remis dans la situation initiale en cas de modification substantielle.
- **Changement de Contrôle** : les CAE cherchent à restreindre la capacité des Vendeurs à modifier leur actionnariat de contrôle dès lors que les clients ont accepté de conclure le CAE sur la base des capacités financières des associés majoritaires de la société de projet. Les prêteurs peuvent avoir des exigences similaires.

Autres Clauses des CAE

Introduction

Résolution des litiges

Participation locale

Confidentialité

Clauses standard

Résumé des points clés

Introduction

Ce chapitre évoque brièvement certaines questions importantes généralement traitées dans les CAE mais qui ne s'intègrent pas nécessairement et précisément aux autres chapitres du présent guide pratique. Par exemple : Comment les parties régleront-elles leurs différends ? Qu'arrive-t-il lorsque la durée du CAE prend fin ? Comment des exigences à caractère local peuvent-elles impacter le CAE ? Comment traite-t-on les questions de confidentialité ? En général, quelles clauses contractuelles essentielles doivent figurer dans le contrat, de manière quasi non-négociable ? Ou sur lesquelles seuls les juristes s'attardent ? Ce chapitre tente de répondre à ces questions et d'autres encore.

Résolution des litiges

Objectif de la résolution des litiges

Les litiges existent. Même après la lecture du présent guide pratique et la négociation d'un CAE solide avec l'aide de tous les experts, et en dépit des meilleures intentions, les choses peuvent très bien mal tourner, et les circonstances évoluer. Le CAE est un contrat de long terme, et les parties ne peuvent prévoir avec certitude ce qui se passera pendant une durée qui peut atteindre 30 ans !

Quand un litige survient, il est dans l'intérêt des parties de le résoudre de la manière la plus rapide et efficace possible. L'objet des mécanismes de résolution des litiges est de s'assurer que, quel que soit le type de litige qui survient, il puisse être résolu rapidement de sorte que les parties puissent revenir à l'exécution de leurs obligations telles que prévues par le CAE. Lorsqu'un litige se prolonge, personne n'est gagnant.

Les litiges surviennent pour de multiples raisons. Ces litiges peuvent être liés à plusieurs catégories de problèmes, dont des problèmes techniques ou financiers, par exemple, un litige relatif à la facturation, la façon dont l'électricité est mesurée ou l'interprétation d'un terme technique. Les litiges peuvent également avoir trait à l'interprétation du contrat, notamment pour des questions liées au mode ou au calendrier d'exécution des obligations des parties.

Mécanismes informels de résolution

La meilleure chose que les parties puissent faire en cas de litige est de maintenir le dialogue. L'existence d'un dialogue permanent entre les parties, après la signature du CAE, peut aider à résoudre la plupart des litiges. Si les équipes techniques ne sont pas en mesure de résoudre une question, l'intervention des équipes de direction du client et de la société de projet peut aider à la discussion.

L'exigence de dialogues préalables au règlement formel des litiges est souvent prévue par les CAE. Les CAE imposent généralement aux parties de négocier de bonne foi avant le recours à tout mécanisme formel de résolution des litiges. Certains mécanismes plus formels ne sont pas permis s'il n'est pas démontré que les parties ont cherché à résoudre le litige à l'amiable. Cela peut être nécessaire pour forcer les parties à dialoguer.

Mécanismes formels de résolution

Lorsque les mécanismes informels ne permettent pas de résoudre un litige, le CAE prévoit plusieurs mécanismes formels de résolution des litiges.

Procédure rapide de résolution des litiges

D'autres formes alternatives de résolution rapide des litiges peuvent être envisagées. Cela peut concerner des décisions rapides pour certains litiges « simples », souvent en cas de litiges techniques ou liées à la facturation.

Les litiges qui peuvent être traités de cette manière peuvent être prédéfinis. Les parties peuvent aussi choisir de rendre les décisions rendues dans le cadre des procédures rapides définitives ou non.

Rôle de l'ingénieur indépendant

Pour des questions techniques telles que la DEC, le comptage, les résultats des essais ou les questions liés à la capacité, le litige peut être soumis à un

ingénieur indépendant. L'ingénieur indépendant peut donner une opinion qui peut favoriser la résolution du litige. Il peut y avoir des questions particulières identifiées pour lesquelles l'avis de l'ingénieur indépendant liera les parties.

La liste des différends qui peuvent être soumis à un ingénieur indépendant peut être convenue au stade de la négociation. Elle peut être incluse dans le CAE. Le mandat de l'ingénieur indépendant est souvent prévu dans un contrat séparé entre l'ingénieur indépendant et les cocontractants du CAE. Les parties au CAE peuvent décider de désigner à l'avance l'ingénieur indépendant, au moment de la conclusion du CAE, ou peuvent se mettre d'accord ultérieurement.

Médiation

Il peut aussi y avoir des clauses de médiation facultative. Cette technique fait intervenir une partie neutre pour faciliter la discussion entre le client et la société de projet. Le résultat peut être une recommandation, qui peut favoriser une résolution rapide du litige.

Arbitrage

L'arbitrage est la procédure prévue par les CAE pour la résolution des litiges qui ne peuvent être résolus par les mécanismes informels ou rapides. Sauf si le CAE contient une clause imposant le recours à l'arbitrage, le litige est soumis aux tribunaux compétents.

Il existe de nombreux règlements d'arbitrage préétablis, et notamment ceux du Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements de la Banque Mondiale (**CIRDI**), de la Chambre de Commerce Internationale (**CCI**), de la Commission des Nations Unies pour le Droit Commercial International (**CNUDCI**), ou de la Cour Internationale d'Arbitrage de Londres (**LCIA**).

Chacun de ces règlements d'arbitrage contient des dispositions relatives à la qualification des arbitres, à leur nombre, à leur mode de désignation, à la

confidentialité des procédures, au pouvoir des arbitres, à leurs honoraires et frais, et à la force obligatoire des sentences. L'avantage des procédures arbitrales est la flexibilité conservée par les parties pour la mise en place de la procédure pour l'adapter au mieux au litige en cours.

Siège de l'arbitrage

Le CAE doit prévoir le siège de la procédure d'arbitrage. Le siège de l'arbitrage s'entend du lieu où l'arbitrage se tiendra physiquement, mais il est important de ne pas le confondre avec le lieu de tenue de l'arbitrage. Le siège est important parce que la loi du siège déterminera (favorablement ou défavorablement) les points non traités par les règlements d'arbitrage, aura un impact sur le rôle des juridictions eu égard à l'indépendance des arbitres, et peut également prévaloir sur certaines règles d'arbitrage. La loi du siège peut également déterminer le caractère exécutoire de la sentence. Les co-contractants prudents effectueront une analyse détaillée du siège de l'arbitrage.

Les pays d'accueil cherchent souvent à être choisis comme lieu du siège, bien que les investisseurs internationaux préfèrent souvent un siège en lien avec leur pays d'origine ou les pays habituels pour la finance internationale. De nombreux prêteurs exigent que le siège de l'arbitrage soit en dehors du pays d'accueil pour s'assurer de la neutralité de la procédure.

Choix de la loi applicable

L'interprétation du CAE peut significativement varier en fonction des lois régissant son interprétation.

Idéalement, une seule loi applicable devrait être retenue pour tous les documents du projet. Mais ceci est un scénario idéal, et ne se retrouve pas toujours en pratique dans les matrices de projets de documentation pour un projet d'énergie.

En choisissant la loi applicable, il est important d'envisager les litiges qui pourraient survenir au sujet des divers contrats de projet, lorsque plusieurs

lois s'appliquent à plusieurs contrats. Les problèmes de jonction ou de consolidation d'instances doivent être soigneusement étudiés et envisagés.

Force exécutoire des sentences arbitrales

Les Parties privilégient souvent l'arbitrage par rapport aux juridictions de droit commun en raison de la force exécutoire des sentences arbitrales. Une sentence arbitrale peut être exécutée dans les pays signataires de la Convention de New York (Convention sur la Reconnaissance et l'Exécution des Sentences Arbitrales Étrangères).

Contexte des contrats – rôle des traités d'investissement

Il est important de noter que de nombreux pays d'accueil sont signataires de nombre de traités d'investissement. Les traités d'investissement sont des contrats entre États dans lesquels chaque État s'engage à réserver un traitement spécifique à l'égard des investisseurs de l'autre État-partie. Les États s'engagent à traiter les sociétés étrangères de manière « juste et équitable » et sont tenus d'assurer **la protection et la sécurité** des investissements.

Il est important de noter que la conformité avec les lois nationales n'empêche pas la violation d'un traité d'investissement. Même si l'action de l'État est parfaitement conforme à ses propres lois, elle peut ne pas être conforme aux dispositions d'un traité d'investissement. Il est important pour les investisseurs et les pays d'accueil de comprendre quels traités s'appliquent pour le règlement de chaque litige.

Terme du CAE

À l'arrivée du terme du contrat d'achat d'électricité, y compris des extensions éventuellement applicables, la centrale électrique peut soit être

transférée à l'État, soit être cédée à un tiers, soit continuer à être détenue par le promoteur initial, ou bien être démantelée.

Cession ou maintien de la propriété

À l'arrivée du terme du CAE, en fonction de la structure de l'opération, la centrale peut être cédée à l'État d'accueil. Dans certains cas, les parties peuvent aussi avoir la possibilité de vendre la centrale à un tiers. Les clauses relatives à l'arrivée du terme du CAE organisent ce qui se passe dans ce scénario. En tout état de cause, pendant la phase de négociation du CAE, la possibilité que la centrale ait encore une valeur résiduelle à la fin du CAE doit être envisagée.

Lorsque le promoteur de la centrale électrique reste propriétaire de la centrale après l'expiration du terme et ne la cède pas au client ou à l'État, il peut choisir de conclure un nouveau CAE ou d'exploiter la centrale électrique et vendre l'électricité sur le marché au comptant.

Démantèlement

Dans certains cas où la centrale électrique ne peut plus être utilisée pour la production d'électricité, la société de projet peut avoir l'obligation contractuelle de la démanteler selon des procédés conformes aux exigences légales et environnementales. Cela dépend du cadre légal et réglementaire et de la technologie utilisée.

Les obligations de démantèlement incluent le démontage et l'enlèvement des équipements de la centrale du site du projet, un nettoyage et une restauration du site satisfaisante pour l'État. Les opérations de nettoyage peuvent inclure le comblement si cela est nécessaire pour une utilisation ultérieure du terrain. Les engagements environnementaux peuvent perdurer plusieurs années après l'expiration du contrat d'achat d'électricité.

Participation locale

De nombreux pays ont développé des lois et normes exigeant une participation locale. Ces lois et normes peuvent être des documents isolés, des documents spécifiques à un secteur ou être incluses dans les lois nationales sur l'approvisionnement. Parfois elles figurent dans les exigences réglementaires ou spécifiques à une licence, établies par l'autorité de régulation du marché de l'électricité dans le pays. L'objectif général de ces lois et normes est d'augmenter les liens économiques entre les investissements étrangers et les marchés nationaux.

La participation locale peut prendre plusieurs formes. Propriété, transformation locale, travail local, services, matériels et équipements, transferts de technologie et formation de nationaux sont quelques exemples d'exigences de participation locale.

Les clauses de participation locale ne sont généralement pas des exigences du CAE, et n'y figurent souvent pas (en particulier dans les pays disposant d'une législation ou de normes à ce sujet). Les clauses de participation locale se trouvent plus généralement dans les AO ou les accords de concession ou de mise en œuvre, entre la société de projet et l'État d'accueil. Les clauses de contenu local ne sont pas nécessairement des exigences strictes, mais peuvent aussi prendre la forme de déclarations d'intention et ou d'incitations.

Lorsque des clauses de participation locale sont applicables, les parties doivent en comprendre les implications pour leur projet. Les clauses de participation locale peuvent en effet avoir un impact sur les options de prix et de financement, et peuvent être en conflit avec les traités d'investissement conclus par l'État d'accueil.

Confidentialité

La plupart des CAE contiennent des clauses de confidentialité qui imposent à toutes les parties de préserver la confidentialité des informations commerciales ou techniques sensibles. Il peut y avoir des exceptions pour les divulgations imposées par la loi, les tribunaux ou les autorités réglementaires.

Les clauses de confidentialité peuvent être compliquées par les sujets politiques relatifs au marché de l'électricité en général. L'État et le client peuvent souhaiter garder confidentielles les incitations financières ou autres mesures mises en place pour attirer les investissements du projet initial. Le gouvernement peut également être soucieux de ce que les conditions plus généreuses proposées pour certains projets préjudicient à sa capacité de négocier des prix inférieurs pour de futurs projets. Ce désir de confidentialité doit être mis en balance avec les questions de transparence et de comptabilité publique. Le besoin de construire et de faire naître la confiance avec le public est particulièrement important dans la mesure où ce sont en fait les consommateurs qui supportent en réalité le coût du projet d'électricité.

Clauses standard

En plus des obligations citées ci-dessus et qui sont comprises dans le contrat d'achat d'électricité, il est important de noter (même rapidement) l'existence de clauses standard peu considérées. Ces clauses isolées occupent les parties les plus reculées de la plupart des contrats d'achat d'électricité et ont le pouvoir stupéfiant de faire glisser le regard, même le plus vigilant, après une lecture rapide des titres. Il suffit de rappeler que ces clauses existent pour de multiples raisons, et notamment le besoin d'assurer le caractère exécutoire de l'affaire conclue par l'Acheteur et le Vendeur dans les parties les plus importantes et les plus intéressantes du CAE. Les clauses standard sont rarement sujettes à controverse, mais sont un élément nécessaire du CAE.

Cette section met en avant certaines des clauses standard que vous pouvez rencontrer à la fin des CAE.

Limitation de responsabilité et indemnisation

Le CAE contient en principe des clauses limitant la responsabilité de chacune des parties à l'égard de l'autre. Ces clauses excluent en général la responsabilité d'une partie vis-à-vis de l'autre pour les pertes accessoires ou imprévisibles (c'est-à-dire les pertes indirectes et le manque à gagner). À titre de principe général, l'indemnisation ou l'attribution de dommages et intérêts en application du CAE par le Vendeur ou l'Acheteur doit être contractuellement convenue et pour des montants clairement définis (via, par exemple, les clauses pénales).

Il existe aussi des clauses relatives à l'indemnisation et au caractère exclusif des recours. La première peut prévoir que chacune des parties indemniserait l'autre pour les pertes subies ou les paiements effectués à raison de la négligence, des actions ou des omissions involontaires ou délibérées de l'autre

partie. Les secondes peuvent prévoir que les seuls recours disponibles pour les parties sont ceux prévus par le CAE.

Parfois, un seuil minimum annuel est convenu entre les parties au-delà duquel l'indemnisation sera due. Cela a pour objet d'éviter les inconvénients liés la recherche permanente d'indemnisation pour les montants peu importants.

L'indemnisation des tiers en cas de décès ou de préjudice corporel est généralement illimitée.

Loi applicable

Le CAE prévoit la loi applicable au contrat. Les clauses de principe qui s'appliquent automatiquement ou permettent aux parties de saisir les tribunaux pour les modifications du contrat (comme les clauses d'imprévision financière) devraient, dans la mesure du juridiquement possible, être exclues. Cela permet de s'assurer que l'essentiel de l'opération commerciale, telle que convenue entre les parties et retranscrite dans un contrat négocié (en d'autres termes, les CAE), n'est pas remis en cause sans raison.

Avenants au CAE

Le CAE, comme la plupart des contrats, contient généralement une clause relative aux avenants. Parfois, après la signature du CAE, quand la société de projet concentre ses efforts pour réunir le financement pour la construction de la centrale, certains des prêteurs pressentis analysent le CAE et les autres documents du projet et peuvent demander la modification de certaines clauses, en raison de la perception de certains risques, qui pourraient mettre en danger les flux financiers du projet nécessaires au remboursement des prêts du projet.

Couramment, les avenants doivent être passés par écrit par toutes les parties au CAE. En fonction du pays concerné, la prise d'effet de certains avenants peut être soumise à une approbation réglementaire et/ou parlementaire préalable.

Résumé des points clés

- **Résolution des Litiges** : il existe de nombreux mécanismes mis en place pour éviter la résiliation de contrats et notamment la médiation et l'arbitrage, qui permettent de résoudre les litiges entre les parties. Dans certaines circonstances, les parties peuvent vouloir se réserver un recours devant les tribunaux
- **Expiration du CAE** : lorsque le terme du contrat d'achat d'électricité survient, les parties peuvent convenir de transférer ou céder la centrale, ou de la démanteler. Alternativement, la société de projet peut conserver la centrale et poursuivre son exploitation.
- **Participation Locale** : les gouvernements peuvent vouloir mettre en place des lois ou normes pour la création de liens économiques entre les investissements étrangers et les marchés nationaux. Ces exigences peuvent toutefois limiter les options de financement en raison de conflits avec les traités d'investissement internationaux.
- **Confidentialité** : des obligations spécifiques peuvent être convenues aux termes du CAE pour assurer la confidentialité des informations confidentielles.
- **Clauses Standard** : le CAE contient généralement un nombre important de clauses à la fin du document comprenant, notamment, des clauses relatives à la limitation de responsabilité, l'indemnisation et la loi applicable.

Défaillance et résiliation

Introduction

Défaut de l'Acheteur

Défaut du Vendeur

Obligations post-résiliation

Événements ne constituant pas des cas de défaut

Résumé des points clés

Introduction

Les parties qui concluent un contrat tel qu'un contrat d'achat d'électricité le font avec, en général, les meilleures intentions pour que la relation contractuelle de long terme perdure pendant la durée prévue par les parties. Le CAE doit idéalement être structuré pour encourager les parties à maintenir et entretenir la relation contractuelle.

Ce chapitre tente de donner des indications sur les circonstances et les événements qui peuvent conduire une partie non fautive à résilier le CAE. La liste des cas de défaut du présent chapitre n'est pas exhaustive, et il faut toujours se référer au CAE effectivement conclu et au contexte législatif et normatif du pays dans lequel la centrale électrique est implantée.

Il se poursuit par une analyse des conséquences de la résiliation et des recours de la partie non défaillante. Une attention particulière est portée au calcul des paiements dus en cas de résiliation, soit par application directe du CAE, soit par la mise en jeu des options de vente ou d'achat ou de tous contrats similaires.

Le chapitre explique ensuite ce qui advient en l'absence de défaillance des parties, ce qui est couramment visé par le terme « cas ne constituant pas des cas de défaut ». Ces événements donnent le droit aux parties, en ultime recours, de résilier le CAE, par exemple, pour un cas de force majeure prolongé.

Il y a également une discussion sur les droits des prêteurs dans les cas ouvrant droit à résiliation.

Les CAE ne contiennent généralement pas de signaux d'alerte qui peuvent conduire à la résiliation car cela n'est pas dans l'intérêt du client, de la société de projet ou des prêteurs.

Défaut de l'Acheteur

Les cas typiques de défaillance de l'Acheteur qui peuvent amener le Vendeur à résilier le CAE sont décrits ci-dessous. Les périodes de remédiation sont purement illustratives et couramment négociées entre les cocontractants. L'applicabilité de l'un de ces événements dans un projet dépend largement du type de structure du CAE. Les conseils sur les diverses structures de CAE figurent dans les autres sections du présent guide.

Défaut de paiement	Défaut de paiement de toute somme due au Vendeur dans un délai de remédiation stipulé après réception d'une notification que ce paiement est dû.
Insolvabilité	Cas de faillite et d'insolvabilité, y compris la nomination d'un liquidateur, administrateur, fiduciaire, dépositaire ou mandataire similaire dans une procédure intentée contre l'Acheteur ou nomination et défaut de mettre fin à la nomination dans les [90]* jours de la procédure intentée contre l'Acheteur.
Fausse déclaration	Fausse déclaration ayant un effet significatif défavorable sur la capacité du Vendeur à exécuter ses obligations au titre du CAE si la fausse déclaration (si elle est susceptible de remédiation) n'a pas fait l'objet d'une remédiation dans les [30-60]* jours de la notification.
Défaut de respect par l'Acheteur des étapes de construction	Défaut de l'Acheteur de parvenir aux étapes de construction pour des raisons non imputables à la force majeure ni au défaut du Vendeur (lié à l'infrastructure d'interconnexion, aux actifs de l'Acheteur ou à toute autre installation associée que l'Acheteur doit construire) à la suite d'une période raisonnable de remédiation, au vu de la complexité des installations associées que l'Acheteur doit construire et de l'impact potentiel des retards sur les délais critiques de la construction de la centrale électrique.
Défaut au titre d'un autre document clé du projet	La survenance d'un cas de défaut de l'Acheteur ou de l'État au titre d'un autre contrat clé du projet.

DÉFAUT DE L'ACHETEUR

Changement législatif	La survenance d'un changement législatif qui, dans chaque cas pendant une période de [90 à 180]* jours, rend nul ou inopposable un engagement significatif de l'Acheteur; rend nul ou inopposable un droit significatif de la société de projet; et/ou interdit le rapatriement des dividendes ou le remboursement des prêts, conséquence qui n'est pas atténuée par des engagements d'amélioration de crédit de l'État pour couvrir ces événements.
Cession	Cession du CAE (y compris par réorganisation ou privatisation de l'Acheteur) en violation de toute stipulation du CAE qui interdit cette cession
Violation significative	Toute autre violation significative de l'Acheteur à la suite d'une notification et d'un défaut de remédiation dans les 30 jours de cette notification (ou de commencer la remédiation dans les 30 jours et de la terminer dans les [90-180]* jours)

* le nombre de jours est indicatif et doit être négocié entre les parties.

Défaut du Vendeur

Les cas typiques de défaillance du Vendeur qui peuvent amener l'Acheteur à résilier le CAE sont décrits ci-dessous.

Les périodes de remédiation sont purement illustratives et couramment négociées entre les cocontractants. L'applicabilité de l'un de ces événements dans un projet dépend largement du type de structure du CAE. Les conseils sur les diverses structures de CAE figurent dans les autres sections du présent guide.

Défaut de parvenir au bouclage financier	Défaut de parvenir à la réalisation du bouclage financier dans les [90]* jours de la date du bouclage financier requise pour des raisons non imputables au défaut de l'Acheteur.
Insolvabilité	Cas d'insolvabilité, (nomination d'un liquidateur, administrateur, fiduciaire, dépositaire ou mandataire similaire dans une procédure intentée contre le Vendeur ou nomination et défaut de mettre fin à la nomination dans les [90]* jours de la procédure intentée contre l'Acheteur).
Fausse déclaration	Fausse déclaration ayant un effet significatif défavorable sur la capacité de l'Acheteur à exécuter ses obligations au titre du CAE si la fausse déclaration (si elle est susceptible de remédiation) n'a pas fait l'objet d'une remédiation dans les [30-60]* jours de la notification.
Défaut de commencement de la construction	Défaut de notification de l'ordre de service au contractant EPC dans les [10-15]* jours suivant le bouclage financier.
Défaut d'atteinte de la DEC	Non achèvement de la DEC dans les [180]* jours pour des raisons non imputables à la force majeure ou le défaut de l'Acheteur / non achèvement de la DEC au plus tard à la date butoir.
Abandon	Abandon du projet pendant [30]* jours ou davantage.
Assurances	Manquement de la société de projet à son obligation de maintenir les assurances (suite à une notification préalable, et pour des raisons autres que la non-disponibilité de ces assurances dans des conditions commerciales raisonnables).

DÉFAUT DU VENDEUR

Autorisations	Défaut de maintien des autorisations gouvernementales (pour des raisons autres que la non délivrance par l'État de ces autorisations à la suite de la présentation de la demande d'autorisation et des justificatifs requis par la loi applicable et du paiement des frais requis par la loi applicable).
Défaut d'exploiter conformément aux pratiques prudentes d'exploitation	Défaut persistant à exploiter conformément aux pratiques prudentes d'exploitation ou d'utilisation des services.
Seuils de disponibilité	Défaut d'atteinte des seuils minimum de disponibilité, parfois combiné au défaut de proposer un plan de remédiation développé pour rapporter les niveaux de disponibilité à leurs seuils minimum dans les délais convenus et de mettre en œuvre ledit plan de remédiation.
Cession	Cession du CAE en violation de toute stipulation du CAE qui interdit cette cession Changement de contrôle Changement de contrôle du Vendeur sans autorisation
Violation significative	Toute autre violation significative du Vendeur à la suite d'une notification et d'un défaut de remédiation dans les 30 jours de cette notification (ou de commencer la remédiation dans les 30 jours et de la terminer dans les [90-180]* jours)

** le nombre de jours est indicatif et doit être négocié entre les parties.*

Obligations post-résiliation

Introduction

Pour la plupart des producteurs d'électricité dans les marchés émergents, le contrat d'achat d'électricité est le seul contrat au titre duquel la société de projet tire des revenus significatifs. En conséquence, si le CAE est résilié ou devient inexécutable, pour quelque raison que ce soit, la société de projet n'a plus de source de revenus fiable. De manière à éliminer cette incertitude, les investisseurs et les prêteurs exigent que le client ou le pays d'accueil acceptent, dans le CAE ou dans un document séparé (comme une convention de soutien gouvernementale, ou un contrat d'option de vente et d'achat) d'acheter la centrale électrique avec toutes les installations annexes (ou toutes les actions existantes de la société de projet) en cas de résiliation du CAE pour des raisons imputables au client ou à l'État d'accueil (ou dans certains cas de force majeure).

L'État d'accueil et le client sont exposés à des risques similaires mais opposés. Dans de nombreux pays, le client peut faire face à un manque de capacité disponible et d'électricité et a besoin de la capacité de la centrale électrique pour maintenir l'éclairage. Si une société de projet ne peut faire face correctement aux obligations prévues par le CAE, le client et l'État du pays d'accueil peuvent exiger le droit de racheter la centrale électrique et toutes les installations annexes (ou toutes les actions de la société de projet) en cas de résiliation du CAE pour des raisons imputables à la société de projet ou aux promoteurs (ou dans certains cas de force majeure).

Options de vente et d'achat

Il est souvent commode d'évoquer les droits et obligations du client, du pays d'accueil, de la société de projet et des promoteurs après la résiliation du CAE en termes d'**option de vente** et d'**option d'achat**. Lorsque ce terme est utilisé dans ce contexte :

- une **Option de Vente** est le droit détenu par la société de projet et des promoteurs d'exiger du client ou de l'État du pays d'accueil l'acquisition de la totalité de la centrale électrique et des installations annexes, ou le capital de la société de projet à un prix de cession convenu à l'avance en cas de survenance de certains **événements déclencheurs** bien définies ; et
- une **Option d'Achat** est le droit du client et de l'État du pays d'accueil d'exiger de la société de projet ou des promoteurs de vendre la centrale électrique et des installations annexes, ou le capital de la société de projet au client ou à l'État du pays d'accueil, à un prix prédéfini en cas de survenance de certains **éléments déclencheurs** bien définis.

Les événements déclencheurs qui permettent généralement l'exercice de l'option de vente ou d'achat sont repris ci-dessous.

Événements déclencheurs usuels et droits en résultant

Événement	Option d'Achat de la Centrale ou des Actions détenue par l'Acheteur (*Option d'Achat)	Option de Vente de la Centrale ou des Actions détenue par la Société de Projet (*Option de Vente*)
Cas de Défaut de l'Acheteur	[Peut être]*	Oui
Cas de Défaut de la Société de Projet avant la DEC	Oui	Non
Cas de Défaut de la Société de Projet après la DEC	Oui	[Peut être]*
Expropriation	[Peut être]*	Oui
Cas de Force Majeure Politique Locale Prolongée	[Peut être]*	Oui
Cas de Force Majeure Politique Étrangère Prolongée affectant la Société de Projet	Oui	[Peut être]*
Cas de Force Majeure Politique Étrangère Prolongée affectant l'Acheteur	Oui	Oui
Cas de Force Majeure Naturelle Prolongée affectant l'Acheteur	[Peut être]*	Oui
Cas de Force Majeure Naturelle Prolongée affectant la Société de Projet	Oui	[Peut être]*
Contraintes inattendues et prolongée en matière d'approvisionnement de combustible	Oui	[Peut être]*

**[Peut être] reflète les arguments qui consistent à savoir si la partie responsable de la résiliation doit avoir le droit d'acheter (ou le droit d'exiger le transfert de propriété de) la centrale ou les actions.*

Prix d'achat

Les prix d'achat doivent varier en fonction de certaines variables. De manière à fournir des incitations pour toutes les parties, il est utile de diviser les événements déclencheurs en trois catégories:

- **Imputables au Client** : les événements déclencheurs qui sont imputables au client ou à l'État du pays d'accueil entraînent le paiement d'un prix plus élevé, qui est parfois qualifié de Prix d'Achat en Cas de Défaut du Client.
- **Imputables au Producteur** : les événements déclencheurs qui sont imputables à la société de projet ou aux promoteurs entraînent le paiement d'un prix inférieur, qui est parfois qualifié de Prix d'Achat en Cas de Défaut de la Société de Projet.
- **Non Imputable aux Parties** : les événements déclencheurs qui ne sont pas imputables à aucune partie entraînent le paiement d'un prix compris entre le Prix d'Achat en Cas de Défaut du Client et le Prix d'Achat en Cas de Défaut de la Société de Projet. Ce prix d'achat intermédiaire est parfois qualifié de Prix d'Achat de Force Majeure Naturelle.

Même si un grand nombre de méthodes peuvent être utilisées pour calculer le prix d'achat, certaines méthodes de calcul courantes sont souvent utilisées. Ces méthodes de calcul sont décrites dans les deux exemples de calcul de prix exposées dans les illustrations ci-dessous. Dans ces illustrations, les variables en noir constituent un socle commun de variables qui figurent dans tous les prix d'achat. Les variables en bleu peuvent apparaître ou non dans la formule de calcul en fonction du prix d'achat. Les variables en rouge sont des méthodes alternatives de calcul d'une des variables. Il faut souligner que ce sont de simples exemples de la façon dont on peut calculer le prix d'achat.

Les illustrations montrent les événements déclencheurs usuels, les droits qui naissent usuellement de ces événements déclencheurs, et le prix d'achat qui est usuellement payable du fait de l'exercice de l'option d'achat ou de vente.

Événements déclencheurs

L'illustration ci-dessous présente un exemple de calcul de prix d'achat.

Pre-DEC Prix d'Achat en Cas de Défaut de la Société de Projet =	$DO + TC - IP - EP - ER - DM - USC$
Post-DEC Prix d'Achat en Cas de Défaut de la Société de Projet =	$DO + TC - IP - EP - ER - DM$
Prix d'Achat en Cas de Défaut du Client =	$DO + TC - IP - EP - ER - DM + SCO + DFD$
Prix d'Achat de Force Majeure Naturelle =	$DO + TC - IP - EP - ER - DM + SCO$

Variable	Signification
DO	Montant de la dette* plus coûts de rupture des couvertures de taux d'intérêts et de taux de change
TC	Coûts de résiliation (taxes dues au transfert, coûts de résiliation d'autres contrats de projet)
IP	Indemnités d'assurance
EP	Indemnités d'expropriation (indemnités payées ou payable conformément à la loi applicable en cas d'expropriation)
ER	Remédiation (les coûts nécessaires pour remédier aux défaillances afin que la centrale réponde aux exigences du CAE)
DM	Remédiation à la maintenance différée (les coûts nécessaires pour réaliser la maintenance requise au titre du CAE et différée par la Société de Projet, déterminés par un ingénieur indépendant)
USC	Engagements disponibles de fonds propres qui auraient dû être contribués
SCO	Contributions des actionnaires qui ne sont pas encore amorties (supposant que les fonds propres sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du CAE)
DFD	Distributions futures actualisées (dividendes et paiements de rachat d'actions futurs sur la durée totale du CAE, une VAN au taux d'actualisation du TRI applicable aux fonds propres)

*Négociation: L'Acheteur voudrait que le montant du principal de la dette soit spécifié en annexe au CAE et que la valeur maximum de DO soit limitée au montant du principal de la dette spécifié en annexe augmentée du montant de la dette non-remboursée du fait de l'événement déclencheur de la résiliation applicable. Les prêteurs voudraient que tout montant dû au titre des documents de financement soit inclus.

OBLIGATIONS POST-RÉSILIATION

L'illustration ci-dessous présente un exemple de calcul de prix d'achat.

Pre-DEC Prix d'Achat en Cas de Défaut de la Société de Projet = $DO + TC - IP - EP - ER - DM - USC$

Post-DEC Prix d'Achat en Cas de Défaut de la Société de Projet = $DO + TC - IP - EP - ER - DM$

Prix d'Achat en Cas de Défaut du Client = $DO + TC - IP - EP - ER - DM + SCO + PTRSCO$

Prix d'Achat de Force Majeure Naturelle = $DO + TC - IP - EP - ER - DM + SCO$

Variable	Signification
DO	Montant de la dette* plus coûts de rupture des couvertures de taux d'intérêts et de taux de change
TC	Coûts de résiliation (taxes dues au transfert, coûts de résiliation d'autres contrats de projet)
IP	Indemnités d'assurance
EP	Indemnités d'expropriation (indemnités payées ou payable conformément à la loi applicable en cas d'expropriation)
ER	Remédiation (les coûts nécessaires pour remédier aux défaillances afin que la centrale réponde aux exigences du CAE)
DM	Remédiation à la maintenance différée (les coûts nécessaires pour réaliser la maintenance requise au titre du CAE et différée par la Société de Projet, déterminés par un ingénieur indépendant)
USC	Engagements disponibles de fonds propres qui auraient dû être contribués
SCO	Contributions des actionnaires qui ne sont pas encore amorties (supposant que les fonds propres sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du CAE)
PTRSCO	Retour sur contributions non-amorties post résiliation (un retour de X% sur contributions non-amorties sur une période égale à la durée la plus courte entre (i) [18 mois - 3 ans], et (ii) durée restante du CAE)

*Negociation: L'Acheteur voudrait que le montant du principal de la dette soit spécifié en annexe au CAE et que la valeur maximum de DO soit limitée au montant du principal de la dette spécifié en annexe augmentée du montant de la dette non-remboursée du fait de l'événement déclencheur de la résiliation applicable. Les prêteurs voudraient que tout montant dû au titre des documents de financement soit inclus.

Événements ne constituant pas des cas de défaut

Le Vendeur et l'Acheteur ont chacun le droit de résilier le CAE lorsque, même en l'absence d'un défaut d'une partie, l'exécution du CAE est rendue impossible. Cela résulte principalement de cas de force majeure (y compris, les cas de force majeure non politique et les cas de force majeure politique) qui persiste pendant une période prolongée et dont l'effet est de rendre impossible l'exécution de obligations mises à la charge d'une partie au titre du CAE.

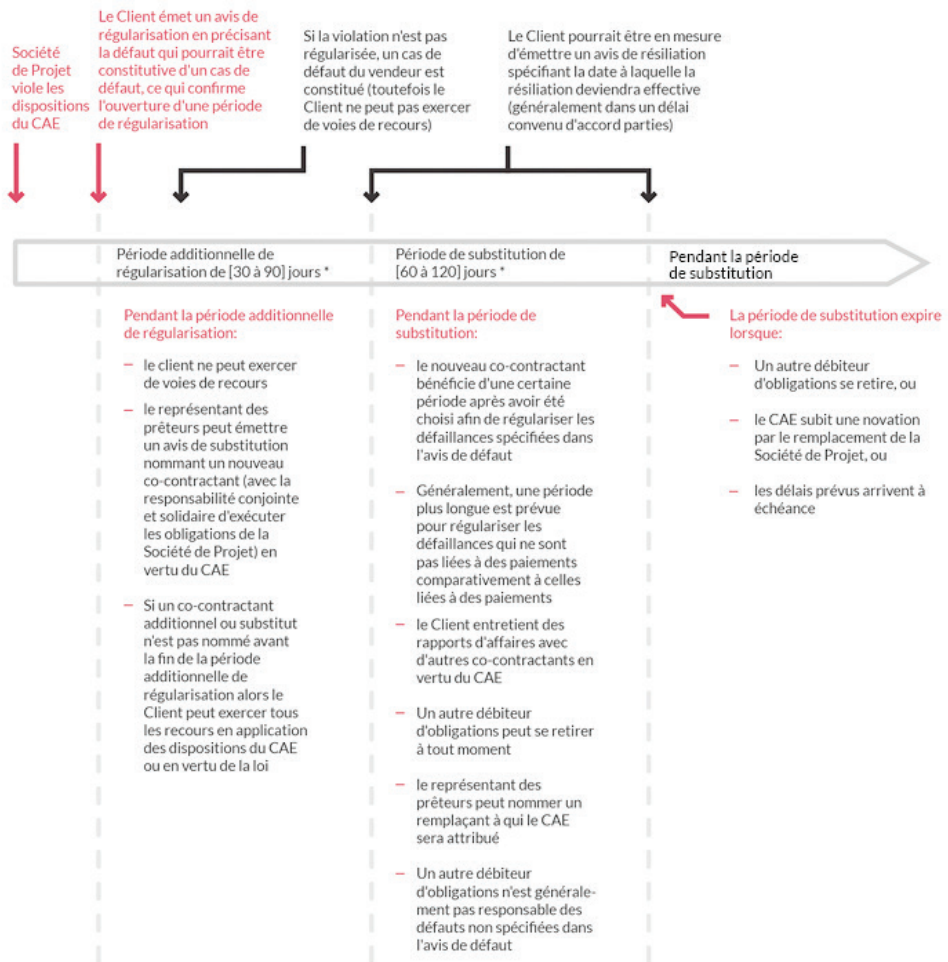
Acheteur Peut Résilier Pour	Société de Projet Peut Résilier Pour
Cas de Force Majeure Naturelle Prolongés	Cas de Force Majeure Naturelle Prolongés
Cas de Force Majeure Politique Étrangère Prolongés	Cas de Force Majeure Politique Étrangère Prolongés
Cas de Force Majeure Politique Locale Prolongés si:	Cas de Force Majeure Politique Locale Prolongés si:
Cas de Force Majeure Politique Locale rend l'exécution des obligations ou la reconstruction illégale ou irréalisable;	Cas de Force Majeure Politique Locale rend l'exécution des obligations ou la reconstruction illégale ou irréalisable et l'Acheteur décide de ne pas continuer à payer les charges de capacité;
Les coûts de reconstruction excèdent le montant de seuil;	
Les efforts déployés pour assurer un financement des travaux de reconstruction n'aboutissent pas	Les coûts de reconstruction excèdent le montant de seuil;
Contraintes inattendues en matière d'approvisionnement de combustible perdurent malgré les efforts raisonnables déployés afin de mettre en place un approvisionnement alternatif (dépend de la technologie)	Les efforts déployés pour assurer un financement des travaux de reconstruction n'aboutissent pas

Droits des prêteurs

Les Prêteurs sont particulièrement attentifs à l'éventualité que la société de projet ne puisse exécuter les obligations mises à sa charge par le CAE, dès lors qu'il peut en résulter le droit pour le client de résilier le CAE et, par tant, compromettre la capacité de la société de projet à rembourser les prêteurs. En conséquence, dans un projet typique, les prêteurs demandent à être informés de tout cas de défaut, et à bénéficier de certains délais de remédiation et de droits de palliation pour procéder eux-mêmes à la remédiation. Ces questions sont souvent traitées dans des accords directs (voir ci-dessous).

Les prêteurs peuvent exiger des clauses équivalentes (notifications, délais de remédiation, droits de palliation) pour d'autres documents clés du projet, mais la question est plus significative pour le CAE, puisque que ce contrat constitue la majeure partie des revenus liés à la production.

DROITS DES PRÊTEURS



* Le nombre de jours est indicatif et devrait être négocié entre les parties

Notifications et délais de remédiation

Le CAE lui-même contient des délais de remédiation en cas de défaut de la société de projet. Il s'agit des délais dont la société de projet dispose pour remédier à une défaillance donnée, avant que le client ne puisse exercer un recours. Les prêteurs peuvent exiger des délais de remédiation plus longs que ceux convenus entre la société de projet et le client. Les prêteurs veulent des notifications directes de ces cas de défaut. Si les prêteurs n'exercent pas le droit de remédiation pendant ces délais de remédiation complémentaires, le client peut exercer les recours mis à sa disposition par le CAE.

Généralement, les clients acceptent ces clauses demandées par les prêteurs, dans une certaine mesure. Si les prêteurs souhaitent remédier aux cas de défaut, cela peut bénéficier au client. Toutefois, les clients peuvent considérer que l'allongement des délais de remédiation rendra plus difficile l'exercice de leurs recours. La durée spécifique des périodes complémentaires fait l'objet de négociations.

Droits de palliation

Pour des cas de défaut plus significatifs de la société de projet, il peut être nécessaire pour les prêteurs d'intervenir aux droits et obligations de la société de projet, de manière à pallier les manquements. Par exemple, si la société de projet viole une obligation prévue par le CAE, qui pourrait ouvrir le droit pour le client de le résilier, les prêteurs pourront demander à intervenir et à pallier la violation, de manière à éviter cette résiliation. Il est important de noter que les prêteurs peuvent aussi demander à **mettre fin à cette palliation**, de manière à ne plus être tenus des obligations de la société de projet, après la remédiation de la violation.

Comme pour les notifications et les délais de remédiation, les clients acceptent généralement le droit de palliation des prêteurs, mais ils ne souhaitent pas des durées de palliation aussi longues que celles réclamées par les prêteurs.

Les arguments des prêteurs sont tirés de ce que la décision de palliation et d'assumer les droits et obligations de la société de projet nécessite une délibération (en particulier si le groupe de prêteurs est particulièrement important) et nécessite un vote pour donner les instructions de palliation au représentant des prêteurs. D'un autre côté, le client ne souhaite pas que des délais longs affectent sa capacité à exercer des recours contre la société de projet qui ne respecte pas les obligations prévues par le CAE.

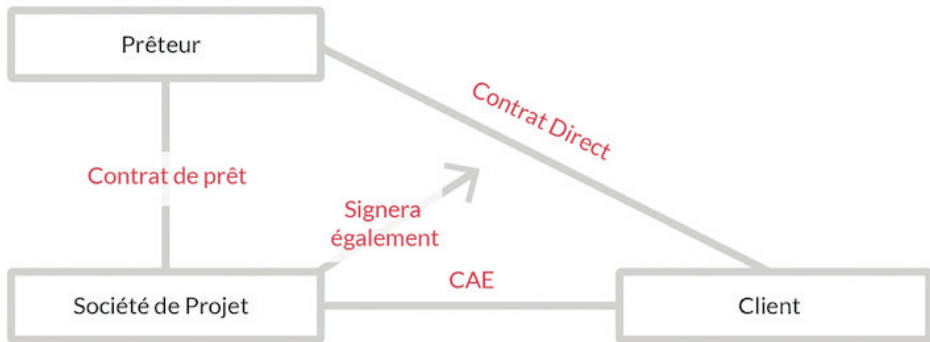
Novation/substitution

Un troisième scénario est l'incapacité de la société de projet à poursuivre l'exploitation du projet. Les prêteurs souhaitent avoir le droit de transférer tout ou partie des droits et obligations de la société de projet à une entité substituée, auquel cas l'entité substituée, pour les besoins du projet, assume le rôle de la société de projet et cette dernière est exclue du projet. Le CAE (et les autres documents clés du projet) doivent prévoir le transfert ou être renégocié avant que les prêteurs ne puissent transférer le projet à une entité substituée. Ce transfert est généralement qualifié de novation du CAE. Le client (et les autres cocontractants clés du contrat) peuvent souhaiter disposer du droit d'approuver l'entité substituée, mais les prêteurs peuvent se montrer préoccupés que l'obtention de ces agréments puisse retarder le processus.

Accords directs

Certaines des clauses ci-dessus peuvent être déjà prévues par le CAE (dans le CAE initial ou un avenant), mais les parties doivent s'attendre à ce que les prêteurs sollicitent un accord direct entre les prêteurs et le client, qui couvrira les clauses ci-dessus et les autres préoccupations des prêteurs. La société de projet est couramment partie à l'accord direct, dès lors que l'accord direct apporte généralement des modifications au CAE.

Mécanisme des accords directs



L'objet principal des accords directs pour le CAE est de créer une relation directe entre les prêteurs et le client.

Premièrement, le client a besoin de savoir que les prêteurs existent.

Deuxièmement, le CAE lui-même peut limiter le droit de la société de projet de céder les droits et obligations prévus par le CAE. En conséquence, l'accord direct doit prévoir que (i) la société de projet peut accessoirement céder ses intérêts aux prêteurs, et (ii) parallèlement à l'exercice des recours, les prêteurs peuvent à nouveau transférer le CAE à une entité substituée qui assumera les droits et obligations de la société de projet prévus par le CAE.

Troisièmement, l'accord direct devrait inclure les clauses décrites ci-dessus (notifications aux prêteurs, délais de remédiation prolongés, droits de palliation, et le droit de transférer le CAE à une entité substituée) dans la mesure où cela n'est pas suffisamment prévu par le CAE.

Quatrièmement, l'accord direct peut contenir des avenants substantiels au CAE, pour traiter des intérêts des prêteurs que le CAE ne couvrait qu'insuffisamment, de l'avis des prêteurs. Ces clauses peuvent tout faire, de la modification des questions commerciales principales (comme la prolonga-

tion du terme du CAE ou l'ajustement des clauses relatives aux paiements) à la correction d'erreurs de frappe.

Des accords directs peuvent être utilisés de la même manière entre les prêteurs et les autres participants principaux au projet. Pour chaque contrat de projet, il peut y avoir des considérations spécifiques à traiter. Des clauses qui peuvent être pertinentes pour des accords directs dans certains contrats, mais généralement pas dans le CAE, comprennent, entre autres : droits de licence, questions immobilières, et la fourniture de pièces détachées ou de matières premières.

Résumé des points clés

Cas de défaut

- **Cas de Défaut de l'Acheteur** : Les cas de défaut relatifs aux obligations de l'Acheteur, comme le défaut de paiement et le défaut de respect des étapes de la construction de l'Acheteur, appartiendront aux cas de Défaut de l'Acheteur. Cette catégorie peut aussi inclure des événements hors du contrôle de l'Acheteur, comme un changement législatif.
- **Cas de Défaut du Vendeur** : les cas de défaut relatifs aux obligations du Vendeur, comme le défaut d'achèvement de la construction ou le défaut d'exploitation correcte de la centrale, appartiendront aux Cas de Défaut du Vendeur. À contrario des Cas de Défaut de l'Acheteur, cette catégorie est strictement limitée aux événements entièrement sous le contrôle du Vendeur.
- **Événements ne constituent pas des cas de défaut** : Événements hors du contrôle de l'une quelconque des parties qui peuvent rendre le CAE impossible à exécuter. Cette catégorie inclut les cas de force majeure mais peut être négociée pour inclure d'autres événements, comme des restrictions prolongées sur le combustible.

Droits des prêteurs

- **Droits de palliation**: les prêteurs peuvent demander à intervenir aux droits du Vendeur et remédier à ses inexécutions de manière à éviter la résiliation du CAE.
- **Novation/Substitution** : si le prêteur n'est pas en mesure de remédier à la violation via la faculté de substitution, le prêteur peut chercher à nover le contrat à un Vendeur entièrement nouveau pour reprendre l'exploitation du projet et éviter la résiliation du CAE.
- **Accord Direct** : les droits de palliation, de substitution et de novation des prêteurs sont généralement prévus dans des contrats conclus directement entre le prêteur et le client.

Recours post-résiliation

- **Option d'Achat et de Vente** : L'Acheteur a l'obligation d'acquérir les droits de propriété du Vendeur sur la centrale électrique et de payer aux prêteurs tous les prêts en cours conformément aux termes des Contrats d'Option de Vente et d'Achat en cas de résiliation du CAE.
- **Prix d'Achat** : le prix d'achat dépend de la catégorie d'événement qui justifie la résiliation (Client, Producteur, Non Attribué). Il existe de nombreuses méthodes de calcul du prix.

Annexes

Glossaire

Acronymes

Autres ressources

Glossaire

Accords Directs - contrats ou accords conclus entre les prêteurs et les co-contractants de la société de projet (y compris le client, et le cas échéant, l'État d'accueil), aux termes desquels les cocontractants du projet en question prennent acte des garanties consenties par la société de projet aux prêteurs, et permettent aux prêteurs de pallier aux manquements et violations de la société de projet. Des accords directs peuvent également être mis en place pour clarifier/modifier le contrat de projet sous-jacent.

Acheminement – instruction du client ou de l'exploitant du réseau à la centrale électrique de produire de l'électricité.

Achèvement réputé – date à laquelle la centrale électrique devrait avoir atteint la DEC, mais ne le fait pas en raison de la survenance d'un événement ou d'une circonstance dont le client est responsable.

Adossement – clauses de contrats distincts renvoyant les unes aux autres et destinées à transférer les risques à un tiers. Plus précisément, en rapport avec une obligation, signifie la capacité du débiteur de transférer le risque lié à cette obligation à une autre partie. Cela s'obtient normalement par le moyen de stipulations pour autrui.

Appel d'Offre – invitation d'un État d'accueil, d'un client ou, dans certains marchés, de l'Autorité de Régulation, à des investisseurs potentiels, à soumettre une proposition pour le développement d'un projet de centrale électrique.

Arbitrage – mécanisme de résolution des litiges où la question débattue est présentée, pour être tranchée, à un tribunal arbitral dans le cadre de règles préétablies.

Au Fil de l'Eau – dans le contexte d'une centrale hydroélectrique, une centrale hydroélectrique qui ne dispose pas d'un réservoir de taille significative.

Autorité de Régulation – autorité compétente de l'État d'accueil disposant constitutionnellement du droit d'édicter des normes applicables au Projet et à la société de projet.

Bouclage Financier - soit (i) la signature des Documents de Financement, soit (ii) la signature des Documents de Financement et la satisfaction de toutes les conditions de mise à disposition des prêts pour le projet.

Capacité Réputée Disponible – la capacité qu'une centrale électrique pourrait mettre à disposition, mais ne le fait pas en raison de la survenance d'un événement ou d'une circonstance dont le client est responsable.

Capital – fonds investis par les promoteurs dans le projet, qui ne sont pas empruntés par la société de projet. Le terme « Capital » peut parfois être utilisé pour inclure la dette subordonnée des associés (qui sont des fonds mis à disposition de la société de projet par les associés ou actionnaires de la société de projet, subordonnés à la dette mise à disposition par les prêteurs).

Cas de Défaut – la défaillance que les parties à un contrat considèrent comme une défaillance significative. La survenance d'un Cas de Défaut donne généralement le droit à la partie non défaillante de résilier le contrat si cette défaillance n'est pas remédiée dans le délai de remédiation applicable.

Cas de Force Majeure – un événement hors du contrôle des parties concernées, qui empêche la partie affectée d'exécuter une ou plusieurs obligations prévues par le contrat concerné. Les événements constitutifs de force majeure sont généralement classés en cas de Force Majeure Politique, et cas de Force Majeure Non Politique, avec des conséquences financières et contractuelles distinctes sur les parties contractantes. Les cas de Force Majeure Naturelle entrent dans la dernière catégorie.

Centrale Électrique Commerciale – centrale électrique qui vend de l'électricité sur le marché concurrentiel de gros au lieu de le faire dans le cadre d'un CAE. L'achat d'électricité produite par une centrale commerciale

d'électricité est régi par les règles de marché, c'est à dire que la société de projet est exposée au risque de marché.

Centrale Électrique Disponible – centrale électrique capable de répondre à l'instruction de la société de transmission, à la demande, en faisant varier son débit sous préavis réduit. Font partie de cette catégorie les unités fonctionnant au charbon ou au gaz, et les unités fonctionnant à partir d'énergies renouvelables relativement stables ou pouvant être mises en réserve, comme les centrales hydroélectriques et/ou biomasse.

Centrale Non Disponible – centrale électrique qui n'est pas capable de répondre à des instructions de l'opérateur de système pour la variation de la puissance de sortie électrique.

Cession – terme juridique définissant l'acte de transférer les droits d'une partie prévus par un contrat, à l'exclusion des obligations, à une autre partie. Le droit d'une partie de céder les droits prévus par un contrat est soumis aux restrictions et limitations du contrat en question et peuvent nécessiter l'accord préalable des autres parties au contrat.

Clause Pénale – montant d'indemnité fixé contractuellement visant l'indemnisation d'une partie en cas de violation du contrat par l'autre partie.

Client – la partie au CAE qui a l'obligation d'acheter la capacité rendue disponible et l'électricité produite par la centrale électrique, selon les termes et conditions prévus par le CAE. Également qualifié d'Acheteur.

Compte de Réserve de Service de la Dette ou **CRSD** – dans le cadre du contrat de prêt, un compte spécial de réserve libellé dans la devise du prêt, que l'emprunteur alimente avec les revenus disponibles du projet, à hauteur d'un montant suffisant pour couvrir les obligations prévues du service de la dette sur une période déterminée.

Concession – droit concédé par l'État d'accueil de construire et d'exploiter une centrale électrique dans le pays d'accueil, pour un certain nombre d'années. Un contrat de concession est le contrat par lequel la concession

est consentie à la société de projet. Un contrat de mise en œuvre a le même objet.

Conditions Suspensives – ensemble de conditions qui doivent être satisfaites avant que le contrat ou certaines parties de celui-ci ne produisent leur effet.

Contrat d'Achat d'Electricité ou **CAE** – contrat par lequel deux parties, dont l'une produit de l'électricité en vue de sa vente (le Vendeur/producteur), et l'autre achète cette électricité (l'Acheteur/le client). Le contrat est parfois qualifié de contrat d'achat.

Contrat d'Apports en Fonds Propres – oblige les propriétaires de la centrale électrique à effectuer des apports en capital ou en dette subordonnée pour financer la partie de la centrale qui n'est pas financée par des prêteurs tiers.

Contrat d'Exploitation et de Maintenance ou **Contrat E&M** – contrat conclu entre la société de projet et l'exploitant, aux termes duquel l'exploitant exploite et maintient la centrale électrique.

Contrat d'Ingénierie, de Fourniture et de Construction ou **Contrat EPC** – un ou plusieurs contrats conclus entre l'entrepreneur EPC et la société de projet, pour les besoins de la détermination des conditions de conception, d'ingénierie, d'achat des matériaux et équipements, de construction et de réception de la centrale électrique.

Contrat d'Interconnexion – contrat conclu entre la société de projet et l'exploitant du système de transmission pour la connexion de la centrale électrique au système de transmission.

Contrat de Fourniture de Combustible - contrat conclu entre la société de projet et le fournisseur de combustible (dans le cas d'un CAE conventionnel), ou entre le client et le fournisseur de combustible (dans le cas d'un contrat de travail à façon ou d'un contrat de conversion d'énergie), aux ter-

mes duquel le fournisseur de combustible fournit du combustible à la société de projet.

Contrat de Prêt – crée l'engagement du prêteur de consentir un prêt au producteur pour financer le projet de centrale électrique, et l'obligation du producteur/emprunteur de rembourser le prêt avec intérêts et de respecter les divers engagements prévus dans le contrat de prêt.

Contrat de Services de Long Terme ou **CSLT** – contrat par lequel le fournisseur d'équipement fournit des services d'entretien pour une centrale électrique à intervalles réguliers pendant la durée du CAE et/ou fournira des pièces détachées nécessaires à l'exploitation et l'entretien de la centrale électrique.

Contrat de Transport de Combustible – contrat prévoyant le transport de combustible du fournisseur de combustible à la société de projet.

Contrat de Travail à Façon – dans le cadre de projets de centrales, un contrat par lequel une partie, en général le client, accepte de fournir du combustible au producteur d'électricité qui sera convertie en électricité dans l'intérêt du client.

Contrats de Garantie Souveraine – peut inclure les garanties souveraines, les lettres de confort, les contrats d'option de vente et d'achat et toutes autres formes de soutien public qui améliorent la surface financière du client et des autres entités publiques impliquées dans le projet.

Date d'Echéance – date limite pour l'achèvement d'une étape importante d'un contrat, comme la réalisation de conditions suspensives aux obligations des parties prévues par le contrat, le bouclage financier de l'opération, ou l'atteinte de la date de mise en exploitation commerciale.

Date d'Effet – la date à laquelle le CAE entre en vigueur. Les conditions de la date d'effet varient d'un projet à l'autre, mais comprennent souvent le bouclage financier.

Date de Mise en Exploitation Commerciale ou **DEC** – date-étape importante, définie dans le CAE comme la date à laquelle la centrale électrique commence à être exploitée commercialement.

Délai de Remédiation – période pendant laquelle une partie défaillante dispose de l'opportunité de corriger une violation qui, autrement, constituerait un cas de défaut.

Démantèlement – obligation de la société de projet de démanteler la centrale électrique et de remettre le site en son état d'origine à l'échéance du terme de la concession.

Documents de Financement – le jeu de contrats et d'accords autres que les documents de projet (y compris les Contrats de Prêts, les Accords Directs et les Contrats de Garantie), qui définissent les droits et obligations des prêteurs et de la société de projet en rapport avec le financement de la centrale électrique.

Documents de Garantie - les documents par lesquels sont constitués les sûretés, hypothèques, nantissements et autres sûretés qui garantissent le remboursement des prêts de projet au bénéfice des prêteurs.

Documents de Projet – contrat ou accord pour la construction, l'exploitation et l'entretien de la centrale électrique. Inclut typiquement le Contrat d'Achat d'Electricité, le Contrat EPC, le Contrat de Fourniture de Combustible, le Contrat d'Exploitation et de Maintenance, et le Contrat d'Interconnexion.

Droits de Substitution – droits consentis aux prêteurs au titre d'un Accord Direct de se substituer et de remédier à une défaillance de la société de projet, conformément au contrat de projet, avant que le cocontractant de la société de projet ne puisse entreprendre d'action visant à l'exécution forcée du contrat ou à sa résiliation.

Energie Solaire Concentrée ou **ESC** – forme de production d'électricité photovoltaïque où la disposition circulaire de panneaux orientés vers une

tour d'eau crée de la vapeur, qui permet la production d'électricité via une turbine à vapeur.

État d'Accueil – l'État du pays dans lequel la centrale électrique est située.

Etude de Faisabilité – étude technique et financière de la viabilité du projet de centrale électrique envisagé.

Événement de Force Majeure Non Politique – événement de force majeure qui n'est pas un cas de Force Majeure Politique.

Fausse Déclaration – déclaration ou affirmation faite par une partie à une autre qui s'avère inexacte.

Financement d'Entreprise – terme utilisé pour distinguer cette notion de celle de Financement de Projet (voir ci-dessous). Le financement d'entreprise implique que le prêteur dispose d'un recours contre les actionnaires de l'emprunteur en question et/ou à des actifs en plus des actifs financés.

Financement de Projet - voir Financement Sans Recours.

Financement Sans Recours – financement qui sera remboursé à partir d'une source de revenus identifiée exclusivement. Le financement sans recours est généralement utilisé pour les entités à objet spécifique. Les obligations des actionnaires de ces entités à objet spécifique sont généralement limitées à leur obligation de concourir au capital, et, dans certains cas, de fournir une assistance limitée et strictement définie à la Société de Projet.

Force Majeure Politique – événement de force majeure de nature politique. Cela inclut généralement tout acte de guerre, conflit, actes d'ennemis étrangers, blocus, embargo, révolution, grèves nationales, ou motivé par les faits politiques, et la révocation ou l'absence d'émission des concessions et autres autorisations.

Fournisseur de Combustible – fournisseur de combustible utilisé pour produire de l'électricité.

Indemnisation Totale – le fait de placer une partie dans la situation qui aurait été la sienne si l'événement qui a provoqué une perte ou la réduction de ses bénéfices n'était pas survenu.

Insolvabilité – incapacité d'une entité à payer ses dettes à leur échéance.

Institutions Financières de Développement - institutions financières ayant mandat pour financer les projets qui participent à des projets de développement. Par exemple : La Banque mondiale, BAD, OPIC, FMO, DEG, CDC, DBSA et Proparco.

Interconnexion – lieu d'interconnexion du système de transmission et de la centrale électrique.

Investisseur - voir **Promoteur**.

Kilowatt Heure – mesure d'énergie égale à 1000 watts d'électricité produite ou consommée de manière continue pendant une période d'une heure.

Liquidité – disponibilité de numéraire ou d'équivalents de numéraire pour couvrir des obligations financières d'une partie à court terme.

Marché au Comptant – dans le contexte de la fourniture d'électricité, le marché de gros de l'électricité sur lequel la société de projet peut vendre de l'électricité autrement que dans le cadre d'un contrat CAE de long terme. Dans le contexte d'un contrat de fourniture de combustible, le marché auprès duquel la société de projet peut acquérir du combustible sans souscrire d'obligations d'achat à long terme de combustible.

Mégawatt – mesure de l'énergie signifiant 1 000 000 watts.

Novation – mécanisme juridique par lequel les droits et obligations d'une partie au titre d'un contrat sont transférés à un tiers.

Paielement d'Energie – un paielement d'électricité par le client, basé sur le volume effectif d'électricité produite et acheminée. Le paielement est destiné à permettre au producteur de faire face aux coûts de combustible et aux frais d'exploitation variables.

Paielement de Capacité – le paielement de capacité par le client est basé sur la capacité de la centrale électrique à fournir un certain volume. Le paielement est conçu pour permettre au producteur de couvrir ses frais fixes (coûts du capital et frais fixes d'exploitation) et les bénéfices convenus. Ces charges sont payées aussi longtemps que la centrale électrique est disponible ou réputée disponible, que la centrale alimente le réseau ou non.

Partenariats Public Privé – conventions entre le secteur privé et le secteur public aux termes desquels un service ou la partie d'une infrastructure qui est généralement fournie par le secteur public est fournie par le secteur privé, avec un accord clair sur la répartition des risques et responsabilités associés.

Perte Directe – perte qui résulte directement de la défaillance d'une partie dans l'exécution d'obligations prévues par le contrat.

Pertes Indirectes – voir la définition des Pertes Directes.

Point de Livraison – lieu auquel un producteur est tenu de livrer l'électricité produite par la centrale électrique. Le point de livraison est généralement le côté haute tension des transformateurs. L'électricité produite par une centrale électrique est mesurée au point de livraison.

Prendre et Payer – dans le cadre d'un CAE, l'obligation du client d'accepter la fourniture et de payer l'électricité effectivement produite par la centrale électrique.

Prendre ou Payer - dans le cadre d'un CAE, l'obligation du client de payer l'électricité mise à disposition par la centrale électrique, que l'électricité soit produite ou non, mais à l'exclusion de l'électricité qui est rendue disponible

par l'exploitant du système de transmission mais non fournie par le producteur.

Prêt de Projet – prêt d'un ou plusieurs prêteurs à la société de projet, consenti pour les besoins du financement d'un projet de construction d'une centrale électrique.

Prêteurs – fournisseurs de financement sous forme de prêts à la société de projet.

Principes Équateur – cadre de gestion des risques adopté par les institutions financières pour la détermination, la vérification et la gestion des risques sociaux et environnementaux dans les projets, principalement destinés à fournir un standard minimum d'audit, comme support d'aide à la décision responsable sur le risque.

Producteur - voir **Vendeur**.

Producteur - voir **Vendeur**.

Producteur Indépendant d'Électricité – un producteur d'énergie électrique détenu par des capitaux privés.

Production Réputée Disponible – électricité qu'une centrale électrique est en mesure de produire, mais ne le fait pas en raison de la survenance d'un événement ou d'une circonstance dont le client est responsable.

Promoteur – actionnaire ou une partie liée aux actionnaires de la société de projet, également qualifié d'**Investisseur** ou de **Promoteur** dans le présent guide pratique.

Puissance de Sortie Électrique Nette – l'énergie électrique nette, généralement exprimée en MWh, produite par une centrale électrique et délivrée au point de livraison, telle que mesurée par le système de mesure situé au point de livraison.

Puissance ou Capacité de Base – capacité de production sur un réseau national ou régional que le client ou l'exploitant du réseau entend répartir ou utiliser de manière continue.

Réduction – instruction donnée par le client ou par l'exploitant du réseau à l'exploitant d'une centrale électrique disponible de réduire la production. Cela peut être motivé par la demande des utilisateurs finaux, la disponibilité de ressources alternatives, la capacité du réseau de transmission et/ou la stabilité du réseau.

Répercussion – en rapport avec un coût, le mécanisme par lequel le producteur transfère ce coût au client par le moyen des prix.

Report en Avant – un montant de droits qui n'est pas utilisé immédiatement par la partie bénéficiaire, qui s'ajoute aux droits de cette partie au titre de la période suivante.

Réseau - voir **Système de Transmission**.

Responsabilité Individuelle – signifie que chaque partie est responsable séparément de l'exécution et des conséquences du défaut d'exécution.

Responsabilité Potentielle – responsabilité qui n'est pas avérée mais pourrait s'avérer à l'avenir.

Site – terrain sur lequel la centrale électrique est située.

Société de Projet - voir **Vendeur**.

Société de Projet – société constituée spécifiquement pour les besoins d'un projet spécifique, qui ne peut exercer aucune autre activité que celle en question.

Standard de Performance SFI – ensemble de standards développés par la SFI, conçus pour aider à identifier, éviter, limiter et gérer les éventuelles

conséquences sociales et environnementales négatives des projets de centrales électriques.

Sûreté – droits de propriété, droits contractuels ou tous autres actifs sur lesquels un emprunteur consent des droits à un prêteur en vue de garantir le remboursement d'un prêt.

Taux de Rendement Thermique – mesure de l'efficacité de la centrale électrique par la conversion d'une unité de combustible en une unité électrique. Le taux de rendement thermique est généralement décrit en MM BTU (LHV) par kWh ou GJ(LHV)/kWh.

Taux de Retour sur Investissement ou **TRI** – taux de retour annualisé effectif sur un investissement et pour une période de temps donnée.

Terme – la durée pendant laquelle un contrat produit ses effets, sauf résiliation anticipée par une partie conformément aux termes et conditions du contrat. Le terme d'un CAE est souvent stipulé pour aller jusqu'à une date fixée un certain nombre d'années après la DEC.

Tirage – dans le cadre d'un prêt, signifie l'avance de fonds du prêteur à l'emprunteur.

Travaux de Projet – les travaux de génie civils et équipements électromécaniques qui, une fois achevés, formeront une centrale électrique.

Vendeur – L'entité qui vend l'électricité par application du CAE. Également qualifié de **Société de Projet**, de **Producteur d'électricité** ou de **Producteur**.

Violation significative – violation sérieuse par une partie des obligations prévues par un contrat.

Volts – unité dérivée pour mesurer la force électrique.

Acronymes

ACC - Accord de Conception Construction

ACE - Agence de Crédit Export

AO - Appel d'Offres

BAD - Banque Africaine de Développement

BERD - Banque Européenne de Reconstruction et de Développement

BMD - Banque Multilatérale de Développement

CAE - Contrat d'Achat d'Electricité (*Power Purchase Agreement*)

CCI - Chambre de Commerce Internationale

CET - Construction Exploitation Transfert

CFC - Contrat de Fourniture de Combustibles

CFM – Cas de Force Majeure

CIA – Consortium pour les Infrastructures en Afrique

CIRDI – Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements

CMO - Contrat de Mise en Œuvre

CNUDCI – Convention des Nations Unies pour le Droit du Commerce International

COVA - Contrat d'Option de Vente et d'Achat

CP - Clause Pénale

ACRONYMES

CPET - Construction Propriété Exploitation Transfert

CRSD – Compte de Réserve du Service de la Dette

CS - Conditions Suspensives

CSC - Convention de Soutien au Crédit

CSLT - Contrat de Service de Long Terme

DEC - Date de Mise en Exploitation Commerciale

DIE - Déclaration d'Impact Environnemental

DIES - Déclaration d'Impact Environnemental et Social

E&E - Exploitation et Entretien

EIE - Évaluation d'Impact Environnemental

ENS - Effet Négatif Significatif

EP - Entité Publique

EPC - Ingénierie, Fourniture et Construction (contrat)

ESC - Énergie Solaire Concentrée

FM - Force Majeure

GJ - Giga joule

GPR - Garantie Partielle de Risque

IFCE – Ingénierie, Fournitures, Construction, Exploitation

IFD - Institutions de Financement du Développement

II - Ingénieur Indépendant

II - Intérêts Intercalaires

JVM - Juste Valeur Marchande

KW - kilowatt

KWh - kilowatt heure

LC - Lettre de Crédit

LCFR – Lettres de Crédit de Fonds de Roulement

LCIA – Cour Internationale d'Arbitrage de Londres

LT – Ligne de Transmission

MIGA - Agence Multilatérale de Garantie des Investissements

MMBtu - Million d'unités thermiques britanniques

MW - Mégawatt

MWh - Mégawatt heure

OPIC - Overseas Private Investment Corporation

PCI – pouvoir thermique inférieur

PdL - Point de Livraison

PEI – Projet/Producteur Électrique Indépendant

PPP - Partenariat Public Privé

PQ - Pré-Qualification

PV - Photovoltaïque

RCSD - Ratio de couverture du Service de la Dette

ACRONYMES

RP - Assurance de Risque Politique

SFI - Société Financière Internationale

TIBEUR – Taux Interbancaire Offert En Euro

TIOL - Taux Interbancaire Offet à Londres

Transfert BOT - Transfert CET

TVA – Taxe sur la Valeur Ajoutée

Autres ressources

Vous trouverez ci-dessous une liste non exhaustive de ressources complémentaires en ligne :

Classification des risques pays

- Notation des Risques Pays de Standard & Poor's : <http://goo.gl/E8Ha4>

Environnement et social

- Système de sécurité intégrée de la Banque Africaine de Développement : <http://goo.gl/hWTO5p>
- Principes Équateur : <http://www.equator-principles.com>
- Standards de Performance Environnementale et Sociale SFI : <http://goo.gl/pNaCOv>

Institutions de financement du développement

- Société Financière Africaine : <http://www.africafc.org>
- Groupe Banque Africaine du Développement : <http://www.afdb.org>
- Banque Asiatique de Développement : <http://www.adb.org>
- DEG Société Allemande d'Investissement : <http://www.deginvest.de>
- Banque de Développement d'Afrique du Sud : <http://www.dbsa.org>
- Banque Européenne de Reconstruction et de Développement : <http://www.ebrd.com>
- Banque Européenne d'Investissement : <http://www.eib.org>
- FMO Société Financière de Développement des Pays Bas : <http://www.fmo.nl>
- Société Financière Internationale : <http://www.ifc.org>

- Banque de Développement Islamique: <http://www.isdb.org>
- Proparco Société de Promotion et de Participation pour la Coopération Économique : <http://www.proparco.fr>
- Société d'Investissement Privé Outre-mer : <http://www.opic.gov>
- Groupe Banque Mondiale : <http://www.worldbank.org>

Aides à la négociation

- Facilité Africaine de Soutien Juridique : <http://goo.gl/hux9Va>
- Portail d'Assistance à la Négociation Publique : <http://www.negotiationsupport.org>

Guides du secteur électrique

- Guide des centrales électriques en Afrique : <http://www.africapowerguide.com>
- Guide pratique des énergies géothermiques : Concevoir et Financer des Centrales Électriques, par la Banque Mondiale : <http://goo.gl/Ftms70>
- Feuille de route de l'IEA des énergies éoliennes : <http://goo.gl/5uaStk>
- Éléments clés des Contrats d'Achat d'Électricité Financiables, par l'OPIC : <http://goo.gl/fBRXys>
- Électricité Afrique : <http://www.usaid.gov/powerafrica>
- Revue Mondiale de l'Énergie 2014: <http://www.worldenergyoutlook.org>
- Eberhard, A. and Gratwick, K. N, *Disparition du Modèle Standard pour la Réforme du Secteur de l'Énergie et Émergence de Marchés d'Énergies Hybrides*, Energy Policy Volume 36, Issue 10. 2008. <http://goo.gl/7y4076>

Achats

- Guide d'Achat BEI: <http://www.eib.org/infocentre/publications/all/guide-to-procurement.htm>

- Programme d'achats pour les Énergies Renouvelables en Afrique du Sud: facteurs de succès et leçons : <http://goo.gl/1YnSGy>
- Guide pratique des Achats de la Banque Mondiale : <http://www.worldbank.org/procurement>

Financement de projet

- Banque Mondiale: Financement de Projet et Garanties: <http://goo.gl/rdCkTH>
- Banque Mondiale: Garanties de Risques Partiels: <http://goo.gl/7z6ZQo>

Préparation des projets

- ICA - évaluation des installations de préparation de projet pour l'Afrique : <http://goo.gl/MfLS92>

Partenariats public privé

- Consortium pour les Infrastructures en Afrique: <http://www.icafrica.org>
- Propos libres - Une exception à l'origine publique des Infrastructures: <http://goo.gl/hXJgFZ>
- Partenariats Public Privé dans le Centre de Ressources sur les Infrastructures de la Banque Mondiale: <http://www.worldbank.org/pppirc>

Acknowledgment

Bien que les personnes suivantes n'aient pas été en mesure de participer à la rédaction de ce manuel, nous tenons à souligner leur contribution inestimable afin de partager leurs connaissances et leur expertise tout au long du processus de consultation qui a précédé la rédaction et la publication de ce manuel. Merci aussi à Allen & Overy LLP pour leur généreux don de temps pour la correction d'épreuves et d'édition de la version française de ce manuel.

- **Andrew Alli**, Président directeur général, Africa Finance Corporation AFC
- **Yesufu Alonge**, Chef, Fourniture et contrats d'achat d'électricité, Nigerian Bulk Electricity Trading Plc NBET
- **Sam Amadi**, Président directeur général, Commission de Régulation de l'Electricité du Nigéria – Nigerian Electricity Regulatory Commission NERC
- **Justin Antonipillai**, Directeur juridique adjoint, Ministère américain du commerce – US Department of Commerce
- **John J. Beardsworth, Jr.**, Associé, Hunton & Williams LLP
- **Joseph C. Brandt**, Président directeur général, ContourGlobal
- **Michael Boyd**, Conseiller senior dans le secteur de l'énergie, Bureau de la croissance économique Economic Growth Office, Agence américaine pour le développement international – US Agency for International Development USAID , Tanzanie
- **Rosanne Casey**, Coordinateur des politiques R Power Africa, Bureau Afrique, Agence américaine pour le développement international R US Agency for International Development USAID
- **Brian Christaldi**, Directeur juridique adjoint, Financement de projets, Organisation pour la promotion des investissements privés à l'étranger R Overseas Private Investment Corporation OPIC
- **Carl Fleming**, Collaborateur, Akin Gump Strauss Hauer & Feld LLP
- **Cephas Galley**, Responsable de division, Conseiller juridique contrats, Compagnie d'électricité du Ghana Ltd R Electric Company of Ghana, Ltd

- **John. L. Garrison**, Conseiller énergie, Bureau Afrique, Agence américaine pour le développement international
R US Agency for International Development USAID
- **Andrew Gray**, Consultant juridique senior, Trinity LLP
- **Kenneth Hansen**, Associé, Chadbourne & Parke LLP
- **Andrew M. Herscowitz**, Coordinateur, Power Africa et Trade Africa, Agence américaine pour le développement international
R US Agency for International Development USAID
- **Paul Hinks**, Président directeur général, Symbion Power LLC
- **William H Holmes**, Associé, K&L Gates LLP
- **David Hunt**, Consultant principal, Financement de projet et affaires juridiques, Nexant, Inc.
- **Robert F. Ichord, Jr.**, ViceRsecrétaire adjoint, Bureau des ressources énergétiques, Département d'État américain – US Department of State
- **James Kamau**, Associé directeur, Iseme Kamau & Maema Avocats
- **Zahra Omar**, Associé directeur, Iseme Kamau & Maema Avocats
- **Astri Kimball**, Conseiller senior auprès du Président directeur général, en charge des politiques et des opérations, Organisation pour la promotion des investissements privés à l'étranger
R Overseas Private Investment Corporation OPIC
- **Mohamed Loraoui**, Intl. Spécialiste programme, Programme de développement du droit commercial – Commercial Law Development Program CLDP
- **Rwabangi Luteganya**, Responsable Investissements, Compagnie de fourniture d'électricité de Tanzanie – Tanzania Electric Supply Company TANESCO
- **Elise McDonald**, Spécialiste de programmes internationaux senior, Programme de développement du droit commercial – Commercial Law Development Program CLDP, Ministère américain du commerce – US Department of Commerce
- **Stephen Mallowah**, Associé, MMC Africa Avocats
- **Patrick Mbengwalu**, Directeur et chef, Dette et financement d'infrastructures, FBN Capital

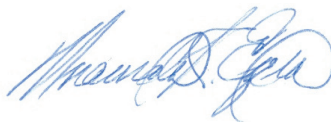
- **Alex McClain**, Agence américaine pour le développement international R US Agency for International Development USAID
- **Decklan Mhaiki**, Associé directeur adjoint, Compagnie de fourniture d'électricité de Tanzanie – Tanzania Electric Supply Company TANESCO
- **Robert Mosbacher, Jr.**, Président du conseil, Initiative pour le développement mondial – Initiative for Global Development IGD
- **Amyr Mussa**, Associé, Anjarwalla & Khanna Avocats
- **Son Excellence M. le Professeur Chinedu Nebo**, Ministre de l'Energie, République fédérale du Nigeria
- **Dr. Mima S. Nedelcovych**, Président directeur général, Initiative pour le développement mondial – Initiative for Global Development IGD
- **Lisa O'Brien**, Associé, Freshfields Bruckhaus Deringer LLP
- **Crispine Odhiambo**, Associé, Kiptiness et Odhiambo Associés
- **Nicholas Okafor**, Associé, Udo Udoma & BeloROsagie
- **Imeh Okon**, Power Africa, Agence américaine pour le développement international R US Agency for International Development USAID , Nigeria
- **Dozie Okpalaobieri**, Conseiller spécial auprès du Ministre de la Coordination de l'économie, Son Excellence M. le Ministre des Finances
- **Sharon Pauling, Directrice** – Croissance économique et environnement, Agence américaine pour le développement international R US Agency for International Development USAID
- **Kwame Parker**, Chef, Energie et infrastructure, Afrique de l'Est, Standard Bank
- **David Powers**, Associé, Baker Botts LLP
- **Jeremy Schwer**, Associé, Akin Gump LLP
- **Adeola Sunmola**, Collaboratrice senior, Udo Udoma & BeloROsagie
- **Nils Tcheyan**, Directeur, Affaires et politiques gouvernementales, section africaine, General Electric Company GE
- **Aniekan Ukpanah**, Associé, Udo Udoma

- **Sheryl Weisflog**, Avocat conseil, Programme de développement du droit commercial, Ministère américain du commerce – US Department of Commerce
- **Kelly R. Welsh**, Directrice juridique, Ministère américain du commerce – US Department of Commerce
- **Julie Wenah**, Conseillère spéciale auprès du Directeur juridique, Ministère américain du commerce – US Department of Commerce
- **Rumundaka Wonodi**, Associé directeur adjoint, Nigerian Bulk Electricity Trading Plc NBET

Avec nos plus sincères remerciements,



Stephen Karangizi
Director
African Legal Support Facility



Nnamdi Ezera
Senior Counsel
U.S. Department of Commerce
Commercial Law Development Program