

Financé par



Développé par

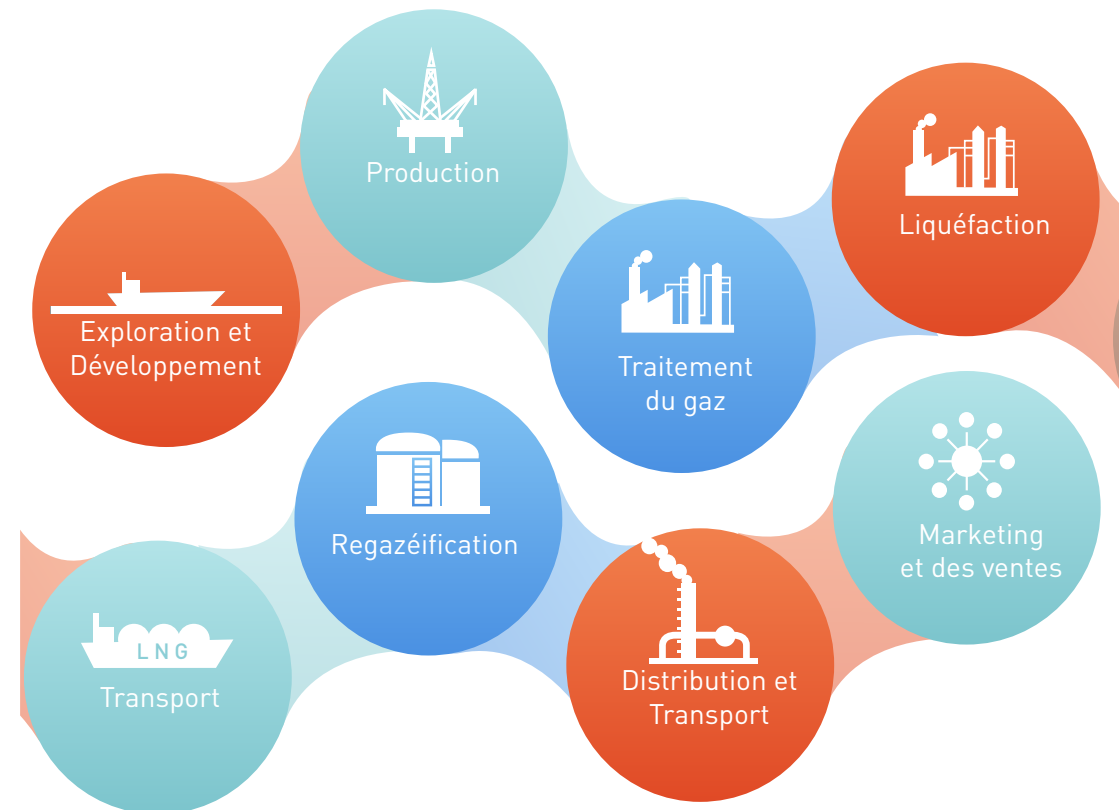


Partenaires contributeurs



COMPRENDRE LES OPTIONS DU GAZ NATUREL ET DU GNL

Compréhension Options du gaz naturel et du GNL



Reconnaissance: Ce matériel est basé sur les travaux soutenus par le Département de l'énergie américain sous le numéro d'adjudication FE0024160.

Clause de non-responsabilité: Cette version du Manuel de GNL a été originalement préparé en tant que compte rendu des travaux parrainés par une Agence du gouvernement des États-Unis. Ni le gouvernement des États-Unis, ni aucun de leurs employés, ne fait aucune garantie, expresse ou implicite, ou n'assume aucune responsabilité légale ou responsabilité pour l'exactitude, l'exhaustivité, ou l'utilité de toute information, appareil, produit, ou processus divulgués, ou ne représente que son utilisation ne pourrait violer des droits privés. La référence aux présentes à tout produit commercial, procédé ou service spécifique, par nom commercial, marque, fabricant ou autrement, ne constitue pas nécessairement ou n'implique pas son endossement, sa recommandation ou sa faveur par le gouvernement des États-Unis ou tout autre de ses organismes. Les avis et opinions des auteurs exprimés dans les présentes n'énoncent pas nécessairement ou ne reflètent pas ceux du gouvernement des États-Unis ou de tout autre de ses organismes.

Cette version a été mise à jour par le Bureau des affaires internationales au Department of Energy des États-Unis et tout changement n'a été fait que par le Department of Energy et non par les auteurs originaux. Cette édition a été mise à jour en Octobre 2017.

Le livre et d'autres informations complémentaires se trouvent sur le lien suivant :

<https://energy.gov/ia/articles/understanding-natural-gas-and-Ing-options>

Ce manuel a été produit en utilisant la méthode d'écriture collaborative. « Book Sprint »
(<http://www.booksprints.net>).

Avant-propos

1

Introduction

4

Marché mondial du gaz

Introduction 8

Équilibre entre l'offre et la demande 11

Possibilités pour le gaz naturel de l'Afrique 13

Considérations d'expédition mondiale 15

Chaînes de valeur du GNL et du gaz domestique

Introduction 18

Chaîne de valeur GNL 19

Chaîne de valeur du gaz domestique 24

Marché domestique

Introduction 26

Utilisation domestique du gaz 27

Production d'électricité à partir du gaz naturel 30

Structure du marché 36

Marchés interconnectés du gaz au sein de l'Afrique subsaharienne 39

Éléments d'un plan directeur concernant le gaz 45

Structuration d'un projet GNL

Introduction	51
Choix d'une structure de projet	53
Facteurs déterminants sur le choix de la structure	58
Importer des structures de projet	61

Rôle du gouvernement

Introduction	63
Politique du gaz et cadre réglementaire	64
Législation et régime fiscal	69
Cadre institutionnel	74
Participation des intervenants	75
Participation du gouvernement	76
Rôles du régulateur	78

Renforcement des capacités

Introduction	80
Formation	81
Transparence et ouverture	83
Transfert de technologie	84

Développement du GNL

Introduction	87
Estimation de la réserve de ressources	88
Phases de développement des projets de GNL	90
CII conception d'ingénierie initiale	93
Appel d'offre pour et sélection de l'entrepreneur d'IAC	94
Décision finale d'investissement (DFI)	97

Étape IAC	98
Technologie de GNL	101
Estimation de l'échéancier	103
Principaux facteurs de réussite	105

Environnement, impact social et sécurité

Introduction	108
Impacts environnementaux des installations de GNL	109
Sécurité	114
Impact social et économique	118
Plan de développement social et économique - « Licence sociale d'exploitation »	120

Établissement du prix

Introduction	123
Prix de référence du GNL sur le marché	124
Indexation des prix	127
Formule du prix indexé de l'huile	129
Prix Spot et des marchés à court terme	131
Établissement du prix net	133
Révision des prix ou réouvertures des prix	135
Questions récentes concernant de tarification	138

Contrats de GNL et de gaz

Introduction	141
FEM versus licences	142
Accords préliminaires	143
Entente de vente du gaz domestique	145

Accord de vente et d'achat de GNL	147
Accords divers	152

Financement d'un projet d'exportation de GNL

Introduction	156
Structure financière du projet	158
Processus de financement	162
Sources disponibles de financement	166
Impact des changements du marché sur les finances du projet	173

Gestion des risques

Introduction	176
Gestion des risques et commerce du GNL	177
Types de risques dans le marché du GNL	179

Contenu local

Introduction	183
Définition du contenu local	185
Élaboration d'une politique efficace de contenu local	187
Mise en œuvre de la politique de contenu local	189
Engagement des intervenants	193
Développement des infrastructures auxiliaires	195
Gestion des attentes	196
Comparaison des stratégies de contenu local	198

Projets d'importation de GNL

Introduction	200
Développement du projet	201

Structuration commerciale de l'importation	204
Accords commerciaux	213
Financement des terminaux d'importation et des UFSR	216

Marchés nouveaux et émergents de GNL/GNC

Introduction	221
GNL par camion / GNL par rail	222
GNL à petite échelle	223
Nouvelles options de transport maritime du GNL	227
Pic de demande et de stockage	226
Projets de pipeline virtuel à moyenne échelle	227

Tables de conversion

Conversion du gaz naturel	230
Conversion des unités de GNL	231

Acronymes et définitions

Avant-propos

Ce manuel est le résultat d'un effort d'un groupe diversifié d'experts mondiaux qui ont créé ce manuel dans l'espoir qu'il peut faciliter une compréhension partagée entre les responsables gouvernementaux et les entreprises sur les facteurs techniques, commerciaux et économiques qui stimulera l'investissement dans les domaines du gaz et de l'énergie. Ce manuel est conçu pour informer la prise de décision sur les options de développement du gaz naturel. Il ne favorise pas un modèle commercial spécifique, mais encourage plutôt une meilleure compréhension des objectifs partagés des intervenants dans le développement de projets de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL) et d'ouvrir les marchés pour l'échange de GNL.

Qu'un pays soit un exportateur ou un importateur potentiel de gaz naturel, ce manuel fournira un cadre pour évaluer les projets de gaz naturel et de GNL essentiels à la monétisation de nombreux grands gisements de gaz naturel récemment découverts, tout en jumelant les ressources avec la demande des marchés régionaux et mondiaux.

Ce livre est le troisième volume de la série de manuels « Understanding » (Compréhension) de Power Africa qui illustrent les meilleures pratiques pour le développement de projets énergétiques en Afrique subsaharienne. Les deux manuels précédents sont:

- > Understanding Power Purchase Agreements (Comprendre les accords d'achat d'électricité) :
<http://cldp.doc.gov/programs/cldp-in-action/details/1378>
- > Understanding Power Project Finance (Comprendre le financement des projets énergétiques) :
<http://cldp.doc.gov/programs/cldp-in-action/details/1603>

Les auteurs de ce livre, qui ont tous contribué leur temps sur une base bénévole, comprenaient des experts des gouvernements africains, une banque de développement, l'industrie internationale, des institutions financières, des consultants, des universités et des cabinets d'avocats. Cette édition contient les mises à jour du Department of Energy des États-Unis jusqu'à Octobre 2017.

Nous espérons que ce manuel, ainsi que tous les dialogues qui en découlent, engendreront l'amélioration du flux d'information et le renforceront de la capacité humaine qui accélère le développement du gaz naturel, la production d'énergie propre, la sécurité énergétique, la croissance économique et la gérance de l'environnement.

Les auteurs contributeurs :

Ezekiel Adesina
 Analyste senior des affaires et stratégie
 Nigeria LNG limited
 Nigéria

Ben Asante
 Conseiller en gaz
 Ministère du pétrole du Ghana

Natalia Camba
 Responsable de la supervision et de
 la sécurité
 Institut national du pétrole
 Mozambique

Fisoye Delano
 Vice-président senior (Gaz & Énergie)
 CAMAC International Ltd
 États-Unis
 Professeur adjoint, Université d'Ibadan, centre
 de pétrole,
 Économie et droit de l'énergie (CPEEL)
 Nigéria

Richard Donohoe
 Directeur général
 Berkeley Research Group
 États-Unis

Nicholas J. Fulford
 Chef mondial de Gaz & GNL
 Gaffney, Cline & Associates
 États-Unis

Paulino Gregorio
 Conseiller du Conseil
 Empresa Nacional De Hidrocarbonetos
 Mozambique

James Jewell
 Analyste international de l'énergie
 Bureau des affaires internationales
 Moyen-Orient et Afrique
 U.S. Department of Energy États-Unis

U.H. Paul Jones
 Ancien exécutif d'ExxonMobil GNL
 États-Unis

Joyce Kisamo Ing.
 Conseiller technique
 Bureau du Président
 Tanzanie

Sally Kornfeld
 Directrice de division
 Pétrole et gaz naturel international
 Engagement
 U.S. Department of Energy
 États-Unis

Norman Lee
 Directeur commercial
 Mobil Producing Nigeria
 Nigéria

Melanie Lovatt
 Conseillère financière, Intelligence des affaires
 Poten & Partners
 Londres

John Mauel
 Responsable des transactions
 énergétiques
 Norton Rose Fulbright
 États-Unis

Susan Sakmar
 Professeur de droit en visite
 University of Houston Law Center
 États-Unis

Harry Sullivan
 Conseiller général adjoint, Kosmos
 Energy Limited
 Professeur adjoint, Texas A&M
 University School of Law
 Professeur adjoint, SMU, Dedman
 Faculté de droit
 États-Unis

Thomas Viot
 Agent principal des liens domestiques
 Centre africain des ressources
 naturelles
 Banque africaine de développement
 Côte d'Ivoire

Introduction

Les exportations de GNL sont sur le point d'être un catalyseur important pour la croissance économique dans les pays africains. Le développement du gaz naturel et du GNL peut favoriser le développement économique et stimuler l'investissement dans l'infrastructure nationale.

Les grandes découvertes extracôtière récentes de gaz naturel en Afrique ont focalisé l'attention de l'industrie pétrolière et gazière internationale sur les grands projets d'exportation de GNL qui sont indispensables pour monétiser ces ressources. Les grandes ressources extracôtières sont coûteuses à développer et les projets peuvent ne pas être en mesure de surmonter des obstacles d'investissement s'ils sont dédiés uniquement au marché gazier domestique. Le développement d'un projet d'exportation de GNL et la réutilisation d'une partie de la production de gaz pour le marché domestique - avec le soutien total du gouvernement hôte - peuvent rendre le gaz naturel disponible pour l'usage local en plus de gagner des revenus par l'exportation. Cela peut permettre le développement d'un marché diversifié de gaz, y compris pour la production d'énergie, les entreprises industrielles et commerciales locales et régionales, le transport, les matières premières pour la fabrication de produits pétrochimiques, et d'autres usages domestiques du gaz pour la population locale. Les importations de GNL pourraient également permettre le développement des marchés domestiques du gaz dans toute l'Afrique. . Les unités flottantes de stockage et de regazéification (UFSR) sont de plus en plus utilisées pour fournir un moyen souple et efficace de recevoir et de traiter les envois de GNL pour répondre à la demande de gaz dans les marchés terrestres ou comme solution temporaire jusqu'à ce que le gaz domestique soit développé ou à terre installations sont construits.

Ce manuel tente de couvrir un large éventail de sujets impliqués dans le développement et le financement d'un projet de GNL, couvrant en profondeur les considérations concernant un projet d'exportation de GNL et le développement d'un marché domestique diversifié. Le livre traite également des projets d'importation de GNL pour les ventes de GNL intra-Afrique comme alternative aux pipelines de pays à pays. Nous discutons des décisions qui doivent être prises et des lentilles à travers lesquelles les facteurs menant à ces décisions peuvent être vus. Chaque pays devra prendre ses propres décisions en fonction des priorités nationales, des accords commerciaux, des objectifs en termes de PIB et des évaluations de l'évolution des dynamiques politiques et des marchés.

Dans les chapitres suivants, le lecteur trouvera des aperçus du marché mondial du gaz, du GNL et des chaînes de valeur domestique du gaz, ainsi que des marchés régionaux domestiques et interconnectés pour le GNL et le gaz naturel. Nous discutons de la structure du projet, des rôles gouvernementaux, du renforcement des capacités, du développement des projets d'exportation de GNL, de l'environnement, de l'impact social et de la sécurité.

Nous examinons également les prix, les contrats, le financement, la gestion des risques, le contenu local, les projets d'importation de GNL, et les nouveaux marchés et les technologies émergentes pour le gaz naturel et le GNL - touchant les succès d'autres marchés tels que l'UE, l'Asie et les États-Unis qui pourraient informer les futures décisions en matière de gaz naturel et de décisions concernant les politiques en Afrique.

Cette référence n'est pas destinée à être exhaustive et les gouvernements africains devraient utiliser les services de conseillers expérimentés dans les domaines juridique, contractuel, financier, technique et stratégique. Cet avis devrait viser à promouvoir rapidement la formation du personnel gouvernemental, en utilisant tous les moyens disponibles, y compris les institutions académiques bien établies qui se concentrent sur les secteurs pétrolier et gazier ou du GNL.

Marché mondial du gaz

Introduction

Équilibre de l'offre et de la demande

Opportunités pour le gaz naturel de l'Afrique

Considérations d'expédition mondiale

Introduction

La demande mondiale de gaz a augmenté au cours de la dernière décennie et devrait croître rapidement dans l'avenir avec un intérêt accru par les gouvernements pour l'énergie plus propre pour alimenter la croissance économique. Historiquement, la plupart des gaz naturels ont été vendus localement ou par pipeline aux marchés adjacents. La liquéfaction du gaz naturel en GNL permet de transporter le gaz des régions productrices vers des pays lointains. Il existe de vastes ressources mondiales connues de gaz naturel qui sont considérées comme « échouées » parce que les entreprises ne sont pas en mesure de produire et de fournir économiquement des ressources aux marchés.

Histoire du GNL

En 1959, le premier transporteur méthanier au monde, le pionnier du méthane, a mis les voiles du Lac Charles, en Louisiane, avec une cargaison de GNL destinée à Canvey Island, au Royaume-Uni. Cette toute première expédition de GNL des É.-U. au RU a démontré que de grandes quantités de GNL pouvaient être transportées en toute sécurité à travers l'océan, ouvrant la porte à ce qui allait devenir l'industrie mondiale du GNL.

À mesure que les marchés de GNL ont évolué au cours des décennies, ils ont eu tendance à se développer dans un isolement régional les uns des autres, principalement en raison du coût élevé du transport du gaz naturel. Historiquement, deux régions distinctes du commerce du GNL ont été développées - la région de l'Asie-Pacifique et la région du bassin Atlantique qui comprenaient l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud et la majeure partie de l'Europe. Jusqu'à ce que le Qatar commence à exporter du GNL dans les deux régions au milieu des années 1990, les deux régions étaient en grande partie séparées, avec des fournisseurs uniques, des arrangements de tarification, des structures de projet et des termes. Ces dernières années, l'augmentation du commerce inter-régional, ainsi que le développement d'un marché comptant plus actif, ont eu tendance à brouiller la distinction entre les deux grandes régions.

Il existe trois principaux marchés mondiaux du gaz: la région Asie-Pacifique, la région européenne et la région du bassin nord-américain/Atlantique qui comprend l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud et l'Amérique latine.

La région Asie-Pacifique a historiquement été le plus grand marché du GNL. Le Japon est le plus grand importateur de GNL au monde, suivi de la Corée du Sud et de Taïwan. La Chine et l'Inde ont récemment émergé en tant qu'importateurs de GNL et pourraient devenir des acheteurs plus importants de GNL au fil du temps.

La croissance du GNL en Europe a été plus progressive que celle de l'Asie-Pacifique, principalement parce que le GNL a dû rivaliser avec les pipelines, produits au pays et importés de Russie. Les pays européens importateurs traditionnels sont le Royaume-Uni, la France, l'Espagne, l'Italie, la Belgique, la Turquie, la Grèce et le Portugal. Un nombre croissant de pays européens ont construit, ou planifient des terminaux d'importation de GNL, dont la Pologne, la Lituanie et la Croatie.

En Amérique du Nord, les États-Unis, le Canada et le Mexique ont de solides liaisons de pipelines et des réserves abondantes de gaz naturel. Historiquement, cette région a été en mesure d'approvisionner la quasi-totalité de ses besoins en gaz naturel à l'intérieur de la région. Toutefois, pendant les pénuries des années 1970, les États-Unis ont commencé à importer du GNL en provenance d'Algérie et quatre terminaux d'importation de GNL ont été construits entre 1971 et 1980. Les années 80 étaient une période de surapprovisionnement et les terminaux d'importation de GNL américains étaient soit mis en sommeil, ou sous-utilisés.

À la fin des années 1990, les États-Unis prévoient une pénurie de gaz naturel, ce qui conduit à la réactivation des terminaux mis en sommeil et à la construction de terminaux d'importation supplémentaires, dont le Sabine Pass de Cheniere Energy. Mais à l'arrivée des années 2010, il est apparu que les États-Unis seraient un important producteur de gaz de schiste, éliminant le besoin d'importations de GNL. Les cargaisons qui devaient être vendues aux États-Unis étaient alors disponibles pour être vendues sur les marchés mondiaux. Bon nombre des terminaux d'importation américains actuels sont maintenant révisés comme terminaux de liquéfaction et d'exportation de GNL.

En février 2016, le Train 1 de Cheniere Energy est entré en ligne, annonçant ainsi une nouvelle vague d'approvisionnement en GNL. Au début du mois d'octobre 2016, le DOE avait délivré les autorisations finales d'exporter 15,22 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j) des 48 états américains continentaux de gaz naturel provenant des pays non membres de l'ALE.

Le tableau suivant présente les projets américains à grande échelle qui ont reçu des approbations réglementaires et qui sont en cours de construction ou d'exploitation en date du mois d'août 2017.

Projet	Volume (Gpi ³ /j)			Exploitation initiale (estimé)
	Autorisé	En cours de construction	En exploitation	
Sabine Pass Cameron, LA	4,14	1,38	2,07	Février 2016
Dominion Cove Point comté Calvert, MD	0,77	0,77	0	2017
Cameron Cameron, LA	3,53	2,13	0	2018
Freeport Quintana Island, TX	2,14	2,13	0	2018
Elba Island Chatham County, GA	0,36	0,36	0	2018
Corpus Christi Corpus Christi, TX	2,1	1,4	0	2019
Lake Charles Lake Charles, LA	2,33	0	0	S/O
Lake Charles Lake Charles, LA	1,08	0	0	S/O
Golden Pass Sabine Pass, TX	2,21	0	0	S/O
Delfin Gulf of Mexico	1,80	0	0	S/O
TOTAL	20,46*	8,17	2,07	

Des informations actualisées sur les autorisations d'exportation de GNL à grande échelle sont disponibles à www.energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation.

Équilibre de l'offre et de la demande

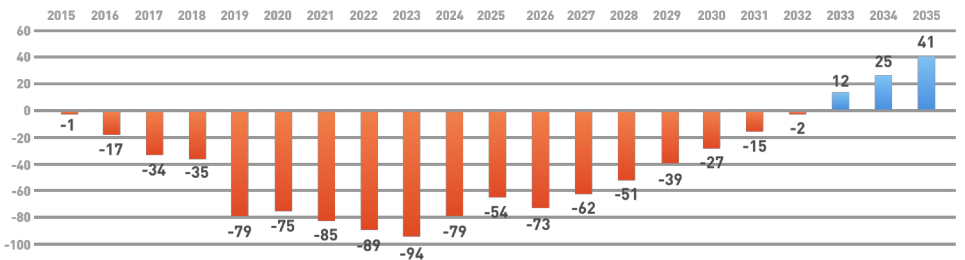
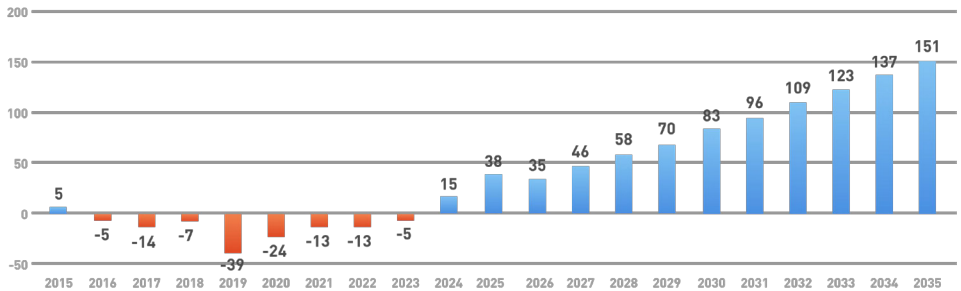
En 2016, le commerce mondial de GNL a représenté 258 millions tonnes métriques par an (TM/A). En outre, en 2016, il y avait 34 pays importateurs de GNL et 19 pays qui exportaient du GNL. En ce qui concerne le bilan d'approvisionnement mondial pour le GNL, les principales caractéristiques des dernières années ont été: (1) l'émergence des États-Unis en tant qu'exportateur important de GNL, ce qui pourrait ajouter plus de 60 TM/A à des fournitures mondiales; (2) l'achèvement d'un certain nombre de grandes installations d'exportation de GNL en Australie, qui atteindra bientôt une capacité nominale d'environ 85 TM/A; (3) l'augmentation de la demande plus lente que prévue des marchés asiatiques et 4) les nouvelles découvertes de gaz, particulièrement grandes découvertes dans les régions frontalières. La confluence de ces quatre facteurs, qui continuent d'évoluer, a créé une situation à court et à moyen terme de la suralimentation matérielle en GNL. Le surapprovisionnement déprime le marché Spot et les prix à moyen terme pour le gaz qui n'a pas déjà été vendu à contrat. En outre, une grande partie du marché du GNL a des contrats à long terme indexés sur les prix du pétrole et les prix du pétrole ont également chuté de façon significative. Tous ces facteurs ont créé un environnement difficile pour développer des installations d'exportation de GNL sur un gisement nouveau, mais a augmenté la demande pour le GNL.

Pour l'excédent de GNL qui n'a pas été contracté à long terme ou à destination spécifique, les prix dans la plupart des principaux marchés consommateurs, tels que l'Europe ou l'Asie, sont tombés d'un sommet de 10-15 \$ par million d'unités thermiques britanniques (MBtu) à moins de 5 \$/MMBtu à des occasions pour certaines destinations, et bien que cela reste au-dessus du coût marginal de la production pour certains projets, il tombe généralement bien en deçà de l'établissement du coût de la vie entière d'un projet de GNL, une fois que l'amortissement du capital et les remboursements de prêts sont pris en compte.

Pour un promoteur, investisseur ou gouvernement hôte d'un projet de gaz/GNL l'un des principaux défis est de déterminer quand un rééquilibrage des marchés gaziers pourrait avoir lieu, car cela aurait des répercussions sur les projections de prix du GNL et sur la viabilité économique d'un projet. Les opinions varient concernant le moment, et de quelle manière les marchés mondiaux de GNL se rééquilibreront. Même si un certain nombre de terminaux de liquéfaction de GNL existants, en production ou en cours de construction, prennent des mesures pour rephaser leur production ou leur achèvement différé afin de réaligner la demande du marché,

Il semble probable que le marché continuera d'être suralimenté au moins au début des années 2020. Si les plans de développement se poursuivent, compte tenu des dates d'achèvement et des décisions du FID actuellement citées dans les documents de l'investisseur et la presse, le surapprovisionnement pourrait se poursuivre au cours de la prochaine décennie. Alors que les pressions commerciales et financières suggèrent qu'une sorte de réalignement à court terme se produira, il n'est pas encore évident comment ce réalignement se produira, et quelles sont les implications pour les projets de gaz et de GNL africains.

Les graphiques ci-dessous indiquent deux scénarios possibles de réalignement, basés sur un réalignement rapide du marché (court terme) ou un surapprovisionnement à plus long terme. Les barres rouges représentent la quantité de surapprovisionnement global de GNL dans les TM/A.



Source : Gaffney, Cline & Associates

Opportunités pour le gaz naturel de l'Afrique

Plusieurs pays d'Afrique subsaharienne sont à l'aube de l'émergence comme grands producteurs de gaz naturel. Le Mozambique et la Tanzanie ont récemment découvert plus de 250 000 milliards de pieds cubes (Mpi3) de réserves de gaz. Le Nigéria et l'Angola sont également d'importants producteurs de gaz. L'énorme déficit de l'approvisionnement en énergie en Afrique, couplé avec le coût relativement élevé de l'électricité basé sur le coût élevé du carburant disponible dans de nombreux pays africains, présente une nouvelle occasion pour le gaz naturel et les importations de GNL pour alimenter la croissance prévue des économies africaines.

En septembre 2016, le rapport américain sur la feuille de route de l'énergie en Afrique (US Power Africa Roadmap) a esquissé un objectif visant à accroître la production d'électricité en Afrique subsaharienne par plus de 30 000 mégawatts (MW) avant 2030. Cela se traduit par environ 5,5 Gpi3/j de consommation de gaz naturel supplémentaire ou environ 42 TM/A de GNL, en supposant que le gaz naturel est le carburant choisi. Cela équivaut à la croissance du GNL observée en Chine et en Inde au cours d'une période similaire dans le passé récent. De même, le groupe de la Banque africaine de développement a établi une vision d'aspiration pour parvenir à un accès universel à l'énergie d'ici 2025. Cette vision est encapsulée dans le nouveau Pacte sur l'énergie pour l'Afrique (New Deal on Energy for Africa).

Les prix nationaux du gaz naturel dans de nombreux pays africains sont très compétitifs. Les prix sont principalement établis par des négociations bilatérales entre les acheteurs et les vendeurs et sont généralement indexés sur des carburants alternatifs tels que le pétrole brut ou les produits pétroliers, comme dans le cas au Ghana, au Mozambique et au Nigéria. Les prix du gaz naturel varient d'environ 1,21 \$/MMBtu au Mozambique pour les clients industriels à environ 8,4 \$/MMBtu pour la production d'énergie au Ghana, avec des prix du gaz au Nigéria tombant dans cette fourchette.

Les marchés émergents du gaz naturel africain attireront à court et à moyen terme le gaz de pipeline et le GNL.

Les niveaux de prix du gaz naturel au Ghana et le coût élevé des carburants alternatifs importés sont suffisants pour permettre aux importations de GNL de compléter les autres sources d'approvisionnement en gaz.

Le Nigéria a retardé le développement des projets de liquéfaction de GNL après le Train 6 de NGNL pour accorder plus d'attention à la fourniture du gaz naturel au marché domestique. Le gouvernement nigérian se concentre sur le marché national du gaz naturel, en particulier pour la production d'énergie et les Industries gazières. Le Cameroun a un terminal d'exportation de GNL en construction avec un autre prévu. Le Mozambique et la Tanzanie font déjà des dispositions pour répondre à la demande de gaz naturel domestique, car les termes du projet d'exportation de GNL sont en cours de négociation. La Guinée équatoriale et l'Angola exportent également du GNL de l'Afrique subsaharienne.

Considérations d'expédition mondiale

Le marché de l'expédition du GNL connaît également des changements importants qui ont résulté de la surconstruction de la capacité des transporteurs de GNL. Certains expéditeurs ont également souffert en raison des changements technologiques qui ont sensiblement amélioré l'efficacité en carburant et réduit les coûts d'exploitation des navires plus modernes, rendant les navires plus anciens moins compétitifs.

Pendant les années 1980, les transporteurs de GNL se sont orientés vers une norme de 125 000 mètres cubes. Plus tard, les économies d'échelle et les nouvelles technologies ont donné lieu à une augmentation de la taille des navires de 160 000 à 180 000 mètres cubes, avec la nouvelle génération de navires Qatari de 216 000 à 266 000 mètres cubes. Les plus grands navires peuvent transporter environ 6 milliards de pieds cubes de gaz, équivalant à une consommation moyenne d'une journée pour l'ensemble du Royaume-Uni, soit environ 10% de la production quotidienne de gaz des États-Unis.

On pourrait s'attendre à ce qu'un transporteur de GNL de nouvelle construction coûte environ 200 à 250 millions de dollars, ce qui nécessiterait habituellement un taux d'affrètement d'environ 80 000 \$ à 100 000 \$ par jour pour supporter les coûts de capital et d'exploitation. Les prix d'affrètement Spot actuels dans l'industrie ne sont actuellement qu'à environ un tiers ou un quart de ces niveaux, de sorte que les navires sans charte d'entente à long terme luttent pour trouver des affrètements économiquement viables à court terme. Aussi, les vendeurs de GNL passent aux expéditeurs les pressions sur les coûts et les revenus créés par le surapprovisionnement en gaz. Par exemple, les affréteurs ne paient typiquement que le parcours chargé d'un voyage, possiblement augmenté par un petit frais ou bonus pour le parcours de retour à ballast vide du voyage.

Le marché déprimé d'expédition a quelques bénéfices dérivés pour l'industrie du développement du gaz/GNL. Les transporteurs de GNL relativement nouveaux (même après l'an 2000) qui ont une perspective limitée de trouver des affrètements à long terme viables, deviennent disponibles pour la conversion à d'autres types d'installations flottantes. La conversion à une Unité flottante de stockage et de regazéification (UFSR) serait la conversion la plus facile et la plus rapide à effectuer. Plus récemment et moins fréquemment, les navires sont devenus un candidat à la conversion à une Unité flottante de liquéfaction (UFL).

La conversion à UFL exige généralement plus de modification structurelle de la coque, étant donné le tonnage supplémentaire important de l'équipement sur le pont, mais les avantages d'une installation existante en coque/stockage cryogénique peuvent représenter une économie importante de coûts.

Un transporteur de GNL converti doit être utilisé pour l'installation UFL proposée pour le Cameroun, ainsi que le projet Fortuna prévu en Guinée équatoriale. Les avantages réclamés dans les deux exemples incluent le temps plus court d'accès au marché et le coût inférieur.

Les pays africains peuvent vouloir capitaliser sur le GNL à faible coût à court et moyen terme pour fournir un flux de gaz initial pour les projets d'électricité. Les gouvernements pourraient promouvoir le développement des marchés locaux en utilisant des transporteurs de GNL convertis comme terminaux flottants de stockage et d'importation. Plus tard, à mesure que les marchés domestiques se développeront et que des projets de développement du gaz naturel seront mis en œuvre, les pays pourraient remplacer ou compléter les importations de GNL par le gaz produit au pays même. Les options possibles incluent une variété de configurations avec des combinaisons de stockage de GNL, de regazéification, et/ou de génération d'énergie embarquée. Certaines configurations proposées comprennent même le dessalement de l'eau dans un ensemble coordonné.

À la lumière de ces dynamiques de marché de l'expédition, les solutions d'ingénierie pour les projets de gaz et de GNL africains incluent un éventail beaucoup plus large d'options par le passé.

Chaînes de valeur du GNL et du gaz domestique

Introduction

Chaîne de valeur du GNL

Chaîne de valeur domestique du gaz

Introduction

La chaîne de valeur GNL démarre en amont avec des opérations d'exploration et de production. Elle passe ensuite par le stade intermédiaire de traitement et de transport, puis les phases en aval de la liquéfaction à l'expédition et la distribution au consommateur.

Les partenaires du gouvernement et du secteur privé doivent développer la confiance et des engagements fermes à long terme qui permettent les relations entre chaque partie de la chaîne de durer. Afin de construire cette confiance, le compromis, et une approche coopérative plutôt que contradictoire lors des négociations est important.

La chaîne de valeur du GNL est seulement aussi forte que son maillon le plus faible. Le développement de toutes les parties de la chaîne doit être soigneusement coordonné pour éviter les échecs de projet qui peuvent résulter des connexions manquées. La prise en charge tant des exportations de GNL et de l'approvisionnement local (gaz domestique) dans la base de ressources en gaz naturel disponible sera importante pour maintenir le soutien des pays hôte pour les portions de production, de transformation et d'exportation du projet. Si la chaîne de valeur du gaz et du GNL n'aboutit pas au développement de l'infrastructure d'approvisionnement domestique, il sera difficile de maintenir le reste de la chaîne de valeur, de veiller à ce que toutes les parties profitent et de favoriser l'harmonie à long terme entre les producteurs (les compagnies pétrolières internationales ou CPI), les exportateurs ou importateurs (pour inclure à la fois les produits et la technologie), les promoteurs d'infrastructure, les clients et le pays hôte.

Chaîne de valeur GNL

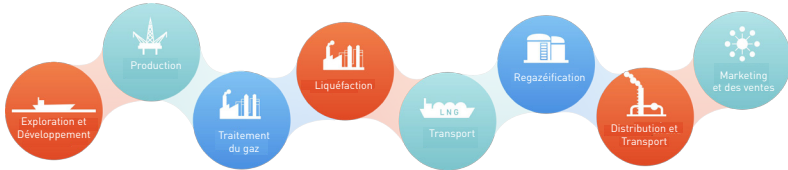
S'assurer que les projets de GNL créent de la valeur pour tous les participants exige que chaque maillon de la chaîne exécute pleinement ses obligations contractuelles dans un cadre de confiance et d'engagement. L'échec d'un maillon affecte d'autres maillons clés. Les contrats doivent énoncer les droits et les responsabilités intégrés et établir les relations à long terme qui nécessitent une planification, une coordination et une souplesse communes. La gestion réussie de la chaîne de valeur devrait permettre d'assurer l'achèvement selon le budget, des opérations de démarrage exécutant en temps opportun, de façon sécuritaire et fiable parmi et entre les maillons, ainsi que la capacité de surmonter les changements sur le marché et les conditions d'exploitation.

Le GNL n'est pas actuellement une entreprise de produits de base et continue d'être dominé par des contrats à long terme. Un marché comptant et des contrats à court terme émergent en raison de facteurs commerciaux et géopolitiques. Les ventes de « charge de base » de GNL sont à long terme, typiquement 20 à 25 ans avec des clauses de prise ou paiement pour limiter le risque. Les projets de GNL sont intensifs en capitaux et il est actuellement plus difficile de faire sembler rentable la chaîne de valeur entière face aux prix inférieurs et au surapprovisionnement projeté du marché. L'expédition entièrement dédiée est souvent exigée. L'expédition dédiée est intensive en capital et le financement de projet compte sur des partenaires solvables, des accords fermes et une chaîne de valeur de GNL fiable.

L'incertitude du marché causée par l'augmentation de la concurrence en matière d'approvisionnement, la croissance limitée de la demande et la concurrence des approvisionnements en pipeline mènent les expéditeurs et les fournisseurs à tenter de vendre des cargaisons attribuées à des contrats à terme, ou de nouvelles cargaisons, sur des marchés Spot pour couvrir les coûts de capitalisation des navires de GNL et d'infrastructure.

Les pipelines ont une rigidité point à point et une inflexibilité géographique rendant difficile l'approvisionnement des îles ou des pays ou régions montagneux fragmentés par des questions géopolitiques, des barrières commerciales ou des conflits de sécurité. Le GNL peut fournir une option d'approvisionnement concurrentielle si l'approvisionnement en pipeline ne peut pas surmonter les longues distances et les routes difficiles. Le GNL pourrait également être considéré si l'acheteur a des soucis de sécurité d'approvisionnement, des frontières non sûres, ou des océans profonds à traverser.

Le graphique ci-dessous fournit une représentation de la chaîne de valeur de GNL.



Maillon 1-2: Développement et production d'exploration

La chaîne de valeur du GNL commence par le forage et la production de gaz naturel à partir de réservoirs de gaz souterrains. Ces activités d'exploration et de production (E&P) et de développement ont été traditionnellement dominées par les partenariats entre les compagnies pétrolières nationales (CPN) avec les compagnies pétrolières internationales (CPI). C'est particulièrement le cas dans les pays moins développés avec des réserves bloquées loin des grands marchés en raison de grandes exigences de capital et de la nécessité pour des opérateurs expérimentés. Les compagnies internationales plus petites et les compagnies pétrolières nationales sont de plus en plus impliquées dans les activités d'exploration et de production, mais elles peuvent manquer d'expérience dans l'utilisation de la chaîne de valeur complète.

Les marchés américains ont introduit de nouvelles dynamiques en amont. De grandes réserves de gaz ont été développées par une variété de fournisseurs qui sont en mesure de se connecter et d'expédier aux grands marchés du gaz par l'infrastructure existante. Cela a quelque peu atténué les coûts et les risques élevés du capital et a contribué à assurer un rendement élevé pour les investissements, bien qu'il soit difficile de le reproduire dans d'autres pays.

Les méthodologies d'optimisation de la production peuvent aider à gérer les coûts et à comprendre les principaux facteurs de valeur et les risques dans les processus de production en amont. Une planification stratégique approfondie et détaillée est la clé du succès à ce stade. Les plans et les stratégies d'actifs identifient les exigences à long terme pour les actifs physiques et correspondent aux niveaux de production à toutes les étapes du projet avec l'approvisionnement prévu en marchés locaux et d'exportation.

Ces étapes fournissent des orientations et des conseils pour permettre la création de plans d'investissement et de maintenance – indispensables pour mettre en place les ressources (y compris les finances) pour gérer les actifs en accord avec l'atteinte des résultats escomptés. Des ententes doivent être en place afin que les autres maillons se déroulent rapidement pour accepter le gaz et commencer à approvisionner les consommateurs.

Maillon 3-4: Traitement et liquéfaction

L'approvisionnement en gaz qui provient du gisement de production est appelé gaz d'alimentation et ce gaz d'alimentation doit être envoyé à une installation de traitement pour traitement avant la liquéfaction. Bien que le gaz naturel utilisé par les consommateurs soit presque entièrement du méthane, le gaz naturel est associé à une variété d'autres composés et gaz tels que l'éthane, le propane, le butane, le dioxyde de carbone, le soufre, le mercure, l'eau et d'autres substances. Parfois, le gaz est également produit en association avec l'huile et parfois des liquides sont produits en association avec le gaz. La plupart de ces composés doivent être enlevés avant le processus de liquéfaction.

Une fois les impuretés et les liquides éliminés, le gaz naturel est prêt à être liquéfié. À l'usine de liquéfaction, le gaz naturel est refroidi dans un liquide à la pression atmosphérique en le refroidissant à -162 °C (-260 °F). Dans sa forme liquéfiée, le GNL prend environ 1/600e de l'espace de la forme gazeuse, ce qui le rend plus efficace pour le transport.

Les usines de liquéfaction sont typiquement établies en tant qu'un certain nombre d'unités de traitement parallèles, appelées trains. Chaque train est une unité complète de traitement autonome, mais il y a généralement plusieurs trains construits côte à côte. La liquéfaction est la partie la plus coûteuse de la chaîne de valeur.

Certaines nations africaines envisagent des solutions de liquéfaction flottante en raison des problèmes environnementaux et de l'emplacement distant des ressources extracôtières. Dans la liquéfaction flottante, tous les processus se produisent sur le navire en mer. Les mêmes principes de liquéfaction s'appliquent, mais l'environnement marin et l'espace limité pour l'équipement sur le navire nécessitent des solutions technologiques légèrement différentes.

D'un point de vue commercial, la liquéfaction est traditionnellement dominée par les partenariats CPN/CPI et des entrepreneurs spécialisés sont nécessaires à la construction d'installations de liquéfaction. Les coûts d'immobilisation élevés sont généralement financés dans un long cycle de développement de plusieurs décennies. L'équipe du projet de développement de GNL doit finaliser des structures commerciales bancaires pour des projets de GNL, y compris des solutions à terre et flottantes. Une gestion minutieuse des projets et l'assurance que les autorités locales appuient le projet sont nécessaires pour faire entrer les compagnies de service de conception et d'exécution coûteux. Il est essentiel que des ententes soient en place pour permettre les expéditions aux acheteurs (clients) dignes de crédit afin que le gouvernement et les entreprises puissent commencer à recouvrer les coûts et à générer des revenus.

Les approvisionnements prévus sur le marché intérieur doivent également être répartis de manière productive et les besoins en matière de transformation et de transport doivent être en place afin que les autorités locales et les citoyens voient les avantages plus directs du projet.

Chainon 5: Expédition

Une fois que le gaz naturel est liquéfié, il est prêt à être transporté par des navires/transporteurs de GNL spécialisés vers l'installation de regazéification. Les porteurs de GNL sont des navires à double coque spécialement conçus pour contenir la cargaison de GNL à ou près de -162 °C.

Les chantiers navals asiatiques dominent le marché de la construction de navires de GNL puisque cette partie de l'industrie exige également une expertise spécialisée et les chantiers navals asiatiques ont le plus d'expérience. Les navires sont souvent détenus par une compagnie maritime et affrétés au vendeur ou à l'acheteur. Dans certains projets entièrement intégrés, les navires sont construits et détenus par le consortium de projet. Les projets du Qatar en sont un excellent exemple. Les coûts d'investissement élevés et le financement à fort effet de levier entraînent souvent un faible risque pour le propriétaire du navire, mais génèrent aussi parfois un faible rendement sur l'investissement. Si les navires ne sont pas détenus par le consortium de projet, des accords doivent être mis en place pour s'assurer que les navires arrivent lorsque le terminal commence l'exploitation. Si des approvisionnements locaux sont prévus, il est également essentiel que les infrastructures de soutien aux livraisons de pipelines, de camionnage et/ou de petites expéditions maritimes locales soient également planifiées et en place. Les consommateurs locaux doivent également être disposés à accepter des envois ou des provisions doivent être prises pour que le gaz alloué soit redirigé jusqu'à ce que les consommateurs soient prêts à utiliser le gaz.

Chainon 6: Regazéification et stockage

Au stade de la regazéification, le GNL est retourné à sa forme gazeuse originale en augmentant sa température. La regazéification se produit habituellement à un terminal d'importation à terre qui comprend des installations d'amarrage pour le transporteur de GNL, un ou plusieurs réservoirs cryogéniques pour contenir le GNL jusqu'à ce que la capacité de regazéification soit disponible, et une usine de regazéification. L'équipe du projet de développement de GNL doit finaliser des structures commerciales bancaires pour des projets d'importation de GNL, y compris des solutions à la fois à terre et flottantes. Une expertise cryogénique spécialisée est requise pour les installations d'importation, mais les coûts en capital sont beaucoup plus faibles par rapport à l'amont et à la liquéfaction. Le choix du site et le permis des terminaux peuvent être très difficiles et nécessiteront des accords avec les intervenants locaux. Les ententes doivent être en place au début du processus de développement pour s'assurer que la capacité de regazéification est disponible pour accepter le GNL lorsque le projet de liquéfaction est terminé.

Maillon 7-8: Distribution et transport vers le marché final/ de vente

Les aspects clés de ces étapes comprennent la capacité de factoriser le volume, le prix et l'offre/la demande pour mieux positionner les parties pour négocier et satisfaire les ententes pour le transport, la distribution et la vente. Les acheteurs et les vendeurs doivent tenir compte du changement (et du potentiel de changement) des conditions du marché local et international. Le marketing et le commerce de GNL nécessitent une conception minutieuse afin que les revenus soient générés pour satisfaire toutes les parties prenantes et permettre l'expansion si cela fait partie du plan de projet. Les pays devront assurer la mise en œuvre des infrastructures nécessaires pour tirer le maximum des avantages domestiques de la chaîne de valeur du GNL, y compris la construction de l'infrastructure d'électricité et de gaz requise pour la livraison aux consommateurs.

Chaîne de valeur du gaz domestique

La chaîne de valeur du gaz domestique commence avec la production et procède au traitement et à la transformation. Le traitement et la transformation enlèvent les impuretés et les liquides pétroliers qui peuvent être vendus séparément lorsque disponibles en quantités commerciales (pour les produits pétrochimiques, le gaz de cuisson, etc.) Le gaz peut ensuite être comprimé dans un pipeline pour la transmission, la distribution et la vente aux consommateurs. Dans plusieurs pays, l'agrégateur de gaz, qui dans beaucoup de cas est la compagnie nationale de gaz, commercialise le gaz aux clients et exploite l'infrastructure.

De nombreux gouvernements nationaux mandatent la répartition du gaz sur le marché domestique, ce qui permet le développement des industries locales, y compris l'utilisation comme matière première et comme combustible pour la production d'énergie. Les petits marchés prendront du temps à se développer et pendant quelques années les clients les plus probables pour le gaz domestique seront les centrales électriques et les grandes industries existantes et prévues.

Bien que l'approvisionnement en gaz du marché domestique soit une aspiration du gouvernement, l'élaboration d'un plan de projet commercialement viable et finançable basé sur les marchés domestiques exige une planification et une structuration minutieuses. Une analyse économique approfondie est nécessaire pour s'assurer que les consommateurs de l'industrie sont viables et que toute la chaîne de valeur est financièrement viable.

Main dans la main avec le développement de la production électrique à base de gaz, les règles et les institutions du marché de gros et de détail sont une caractéristique essentielle qui contribuent à la création d'un plan viable de monétisation du gaz domestique. Contrairement à un contrat de prise ou paiement de GNL avec un ou plusieurs grands clients, l'intégrité des systèmes pour potentiellement collecter des paiements de facture de milliers ou de millions d'utilisateurs finaux sur le marché domestique peut être un défi principal pour la gestion du risque de crédit.

Marché domestique

Introduction

Usages domestiques du gaz

Production d'électricité par gaz naturel

Structure du marché

Marchés du gaz interconnectés en Afrique subsaharienne

éléments d'un plan directeur du gaz

Introduction

Les pays africains ont commencé à développer des marchés gaziers locaux et régionaux, basés dans certains cas sur des pipelines nationaux, et dans quelques cas sur des pipelines régionaux. Les marchés et les infrastructures restent sous-développés et nécessitent de grands investissements pour satisfaire les besoins des populations locales. Avec des structures de marché bien conçues, la demande locale et régionale de gaz pourrait étayer davantage le développement des ressources de gaz naturel. Les participants au marché partout en Afrique ont exprimé une préférence pour les ressources indigènes de gaz naturel comme source principale de carburant, une matière première pour les industries et la fabrication de produits chimiques, une cible pour l'investissement étranger direct, et une source de devises étrangères par l'exportation.

Il y a une forte demande potentielle de gaz dans de nombreuses régions d'Afrique, en particulier pour la production d'énergie alimentée au gaz, pour alimenter l'industrie et les véhicules à gaz naturel, et le GNL pour le transport. Un marché structuré, bien réglementé, local ou régional, peut être un facteur déterminant de la rapidité avec laquelle le gaz peut être développé pour satisfaire cette demande. Bien qu'il y ait de nombreux défis à relever dans l'utilisation des marchés locaux et régionaux pour soutenir de grands projets de développement gazier, avec une structure de marché appropriée, de nouvelles solutions technologiques, et des modèles de contrats innovants, il est probable qu'il y aura une gamme de plus en plus attrayante d'options.

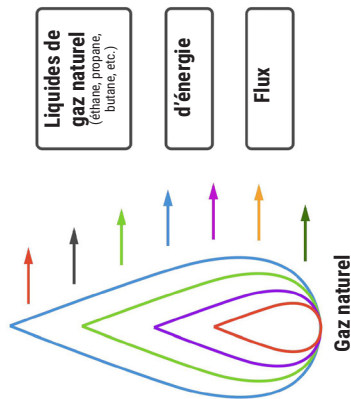
Les chapitres qui suivent les éléments d'examen qui peuvent permettre le développement du marché domestique et créer des entreprises dérivées bénéfiques en termes de remplacement des carburants concurrents qui peuvent être plus coûteux. Des exemples d'infrastructure locale ou régionale desservant les marchés sont également fournis. Un plan directeur d'utilisation de gaz bien développé avec une participation locale adéquate et un appui est normalement un élément clé du développement du marché.

Dans le marché mondial surapprovisionné aujourd'hui pour le GNL, il existe des possibilités de soutenir des projets d'importation, mais aussi des défis pour le développement de projets à grande échelle au pays.

Usage domestique du gaz

Cette section donne un aperçu des usages domestiques potentiels du gaz naturel. Une utilisation importante pour le gaz naturel domestique est la production d'énergie. Le gaz naturel peut également être utilisé comme carburant dans les transports, les industries, les bâtiments commerciaux ou les résidences. Le gaz naturel peut fournir une substitution des carburants coûtant plus et plus nocifs pour l'environnement, ainsi que pour utiliser les ressources domestiques d'un pays. En outre, le gaz naturel peut être utilisé comme matière première pour diverses autres usines industrielles, telles que les usines d'engrais, les usines de méthanol, les usines pétrochimiques et les usines de gaz-à-liquides.

Le diagramme ci-dessous montre quelques-unes des utilisations domestiques du gaz naturel.



Aspects économiques de l'approvisionnement et de la demande de gaz naturel et de pétrole

Le prix du gaz naturel doit être équilibré entre le coût de l'approvisionnement et ce qui est abordable pour les consommateurs ; dans le cas contraire, les consommateurs ne passeront pas au gaz, en supposant que d'autres alternatives soient en place et/ou disponibles. Le niveau de prix doit être suffisant pour démontrer au consommateur une valeur suffisante qui surmonte les risques et les coûts de la conversion au gaz naturel à partir des combustibles en place (gazole, mazout, etc.). L'économie de carburant doit être favorable à long terme, ce qui signifie, d'abord et avant tout, que la différence de prix entre le coût livré du gaz naturel et le combustible en place doit être forte sur la durée de vie des investissements des consommateurs et des fournisseurs.

Les prix du gaz local, en particulier pour les importations, sont influencés par les prix du marché mondial et sont également touchés par les choix de politiques réglementaires qui imposent des coûts par des taxes et des choix technologiques obligatoires. Les taxes, ou leur absence, peuvent fournir des incitatifs ou des mesures dissuasives pour les choix de carburant. Les octrois, subventions et le développement d'économies d'échelle lorsque l'adoption de nouvelles technologies augmente, peut compenser les coûts d'investissement. Le plus grand défi pour le passage au gaz naturel a été l'effondrement récent des prix du pétrole brut et la baisse concomitante des prix des produits raffinés (par exemple, des distillats et du mazout lourd).

Tel que mentionné ci-dessus, un propriétaire d'équipement (centrale, navire ou véhicule) doit être convaincu que les avantages du passage au gaz naturel l'emportent sur la meilleure alternative et les risques de changement. Les clients doivent être convaincus que le gaz naturel sera disponible de façon fiable. Les fournisseurs d'équipement, d'entretien et d'infrastructure doivent être suffisants pour assurer une fiabilité confortable. Comprendre l'infrastructure physique requise pour répondre à la demande est nécessaire afin d'atténuer cette préoccupation critique. Les consommateurs doivent également être convaincus que les avantages l'emportent sur le temps et les efforts nécessaires pour comprendre le gaz naturel et son impact sur l'exploitation et la maintenance. Certaines questions qui pourraient se poser sont les suivantes: Quelle est la sécurité de ce carburant? Que se passe-t-il s'il y a un incendie? Comment mes opérations devront-elles changer (si nécessaire) pour accommoder ce carburant? Quels sont les coûts et les bénéfices environnementaux? Ce sont des questions très réalistes qui nécessitent des réponses publiques honnêtes.

Production d'électricité par gaz naturel

Dans le passé, beaucoup de grands développements gaziers en Afrique se sont concentrés sur les marchés mondiaux d'exportation de gaz pour étayer le développement, et les opportunités de marchés domestiques ont été secondaires. Étant donné l'émergence de ressources gazières importantes de grande qualité dans de nombreuses régions d'Afrique, la faiblesse actuelle de la demande dans le marché mondial du GNL et la nécessité urgente de nouvelles installations de production d'électricité dans de nombreuses régions du continent, la chaîne de valeur nationale de gaz et d'énergie devient une caractéristique beaucoup plus critique du développement du gaz naturel.

Il y a des défis à relier le développement des ressources gazières à la demande d'électricité, en particulier en ce qui concerne la petite taille de la demande de gaz domestique dans la plupart des pays africains par rapport à l'ampleur des ressources en gaz naturel requises pour justifier un projet de GNL à l'échelle mondiale. Néanmoins, la capacité des projets d'électricité à fournir le crédit nécessaire pour soutenir les arrangements de financement, et pour soutenir l'infrastructure nécessaire pour transporter le gaz à l'endroit où la production d'électricité est nécessaire, signifie que ce développement demeure l'une des possibilités les plus prometteuses de relier les ressources gazières africaines aux marchés domestiques. L'utilisation du gaz pour la production d'électricité est donc un objectif stratégique important, d'autant plus que l'électricité est un facteur habilitant pour stimuler et promouvoir d'autres développements industriels et étayer la croissance économique en général.

Le but d'une stratégie de gaz à électricité est souvent d'encourager l'utilisation du gaz naturel produit au pays et d'augmenter l'approvisionnement électrique pour répondre aux besoins domestiques d'électricité. Le gaz importé est également une option, en supposant que le gaz de pipeline ou le GNL soit disponible pour le pays. Dans les deux cas, les prix domestiques doivent supporter le coût du gaz importé ou produit au pays et l'infrastructure nécessaire. Lors de l'élaboration d'un marché d'électricité à base de gaz naturel, les objectifs suivants doivent être pris en considération au niveau national :

- > **De l'énergie électrique et des approvisionnements en carburants sûrs, stables, fiables, de qualité constante, et rentables pour alimenter la production électrique ou les opérations industrielles.** La volatilité des prix énergétiques globaux et les risques géopolitiques se poursuivront probablement. Cela nécessite une compréhension des risques dans le pays, de la fiabilité des réseaux régionaux/locaux d'électricité, de la disponibilité actuelle et future d'électricité publique, de la concurrence locale pour

les ressources en électricité et en carburant, des systèmes de transport public, des considérations logistiques et de l'internalisation ou l'externalisation des risques et des opportunités d'opérer dans un environnement d'investissement incertain.

- > **Réaliser des coûts durables et des améliorations de l'efficacité.** Comprendre les coûts d'opportunité liés à l'électricité au niveau des pays. Mettre l'accent sur les économies de coûts, l'amélioration des revenus de fabrication et de commerce domestique et l'obtention des performances d'exploitation prévisibles pour les industries grâce à des approvisionnements énergétiques stables et abordables.
- > **Collaborer à l'interne et s'engager à l'externe sur les politiques et les réglementations énergétiques, les approvisionnements énergétiques, les défis et les opportunités..**
- > La communication, la transparence et la collaboration parmi toutes les parties prenantes sont essentielles à la gestion de divers aspects de la production d'électricité, de la transmission et du développement de projets de distribution de gaz naturel.
- > **Examiner le rôle du gaz naturel aux côtés des énergies renouvelables, des stratégies d'efficacité énergétique et d'autres technologies propres à l'énergie pour répondre aux préoccupations environnementales en plus de l'utilisation du charbon hydroélectrique et/ou de la puissance de charge de base alimentée au mazout.** En reconnaissant l'importance de sources d'énergie sûres, fiables et économiquement réalisables dans la production d'électricité centrales, le gaz naturel pour l'électricité centrale produit des émissions inférieures, n'est pas soumis à des problèmes de précipitations variables, et fournit une puissance constante et fiable - en supposant que l'approvisionnement en gaz stable est disponible.
- > **Adapter la production d'électricité à base de gaz naturel pour répondre aux besoins des communautés locales.** L'évaluation de la demande actuelle et prévue et des préoccupations environnementales des collectivités et des projets, et la conception de la production d'électricité à base de gaz naturel ou la modification des installations existantes pour répondre à ces besoins, est importante pour réduire les émissions et augmenter l'efficacité énergétique. Les mesures de gaz à électricité peuvent inclure la production d'électricité pour les installations industrielles. Les usines à gaz peuvent également être employées pour exploiter des installations pour le stockage de l'eau, la désalinisation, le détournement pour atténuer la sécheresse ou les inondations, l'irrigation, et pour contrôler ou contenir des rejets environnementaux de matières dangereuses, des solutions par processus et/ou des eaux touchées.

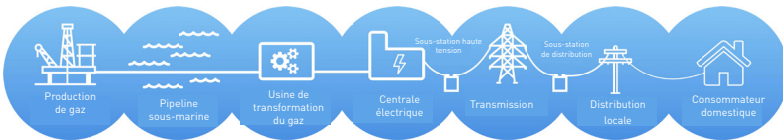
Mise en œuvre de la conversion du gaz en électricité

La production d'électricité alimentée au gaz naturel est basée sur des technologies existantes et connues avec un faible risque technologique, une conception répétitive et standard, des entrepreneurs expérimentés en ingénierie, en approvisionnement et en construction (IAC), un marché mondial de fournisseurs, une chaîne d'approvisionnement bien établie et des options flexibles de consommation de carburant. Le résultat, même en Afrique, est un vaste sélection et un environnement de formation pour les opérateurs, les techniciens d'entretien et la main-d'œuvre artisanale. Lorsqu'ils sont combinés avec des véhicules à gaz naturel ou des clients industriels, commerciaux et de détail, la production d'électricité à partir du gaz naturel à plus grande échelle pourrait servir de client d'ancrage pour le développement d'infrastructures de capitaux à grande échelle pour les pipelines, la route et le rail et les infrastructures de soutien.

Pour plus d'informations sur le financement du projet d'électricité, voir le livre précédent dans la série Power Africa nommé **Understanding Power Project Financing** (Comprendre le financement des projets d'électricité) <http://cldp.doc.gov/programs/cldp-in-action/details/1603>.

Éléments d'une chaîne de valeur de gaz à électricité

Le diagramme ci-dessous montre une chaîne de valeur typique gaz à électricité dans le cadre d'un projet d'exportation de GNL.



Ce diagramme suppose que les réserves de gaz et la production sont extracôtière. Le gaz est acheminé vers le rivage pour traitement/transformation et est ensuite fourni à une installation d'exportation de GNL. Une partie du gaz, après tout traitement/transformation requis, sera transportée aux centrales électriques pour produire de l'électricité. Certains des constituants du gaz, comme le GNL et les condensats, peuvent être vendus séparément sur le marché. Un schéma de chaîne de valeur côtière montrerait la production côtière et les systèmes de pipelines sur terre.

Planification de la chaîne de valeur gaz à électricité

Pour assurer le succès d'un projet national de gaz à électricité, une planification adéquate et soignée est nécessaire. L'objectif d'une telle planification est d'identifier les centres de demande/d'utilisateurs finaux et d'assurer que le pouvoir peut être livré aux utilisateurs finaux domestiques au coût le plus bas tout en respectant la fiabilité, la sécurité et les exigences environnementales.

Pour les pays avec une compagnie de production d'électricité intégrée (habituellement détenue par le gouvernement) responsable de la génération, transmission et distribution de l'électricité, les planificateurs du producteur mèneront des études pour identifier les centres de demande et les emplacements pour la croissance de la demande future. Elles sont généralement ciblées sur les villes principales et autres zones à forte population. Le plan d'électrification devra aborder la façon de développer ces marchés d'une manière optimisée, ce qui implique les alternatives suivantes :

- > Construire des centrales électriques à proximité des centres de demande, et des pipelines pour livrer le gaz aux centrales électriques.
- > Construire des centrales à proximité de l'endroit où le gaz est disponible, et construire des lignes de transmission pour se connecter aux centres de demande.

Les facteurs à prendre en considération comprennent :

- > **Coût** : la différence entre les coûts des alternatives ci-dessus est principalement la différence entre les coûts du pipeline par rapport à la ligne de transmission.
- > **Pertes** : bien qu'il y ait des pertes liées à la transmission de l'électricité sur de longues distances, le transport du gaz sur de longues distances peut également nécessiter un coût supplémentaire pour la compression intermédiaire afin de maintenir la pression.
- > **Considérations stratégiques** : le développement du projet initial de gaz à électricité à l'étude devra tenir compte des plans globaux d'électrification pour le pays.
- > **Potentiel d'expansion** : quelle que soit l'option sélectionnée, la facilité d'expansion de la production d'électricité additionnelle et tout investissement différentiel de pipeline/transmission doivent être examinés.

Mise en œuvre de la chaîne de valeur gaz à électricité

La mise en œuvre réussie d'une chaîne de valeur de gaz à électricité dépend de la capacité de chaque partie d'exécuter les éléments pour lesquels elle est responsable en temps opportun et en coordination avec d'autres parties. Voici un tableau qui montre des exemples de la construction et des arrangements de propriété :

Parti	Propriété de la chaîne d'approvisionnement
Investisseur en amont	Production de gaz brut / pipeline extracôtier / station de traitement de gaz sur terre
Investisseur de pipeline	Pipeline reliant l'usine de traitement de gaz à la centrale électrique
PÉI (Producteurs d'électricité indépendants)	Centrale électrique
Compagnie d'utilité publique	Lignes de transmission, sous-stations et réseau de distribution

Chaque partie d'un projet réussi de gaz à électricité a typiquement la capacité technique, financière et opérationnelle d'entreprendre son investissement respectif. Les parties doivent coordonner leurs plans, y compris les plans de développement, de construction et de financement, de manière à permettre des décisions finales d'investissement (DFI) et le démarrage de l'ensemble de la chaîne de valeur. Dans les cas où la compagnie d'électricité appartenant au gouvernement est responsable du financement et de la construction des réseaux de transmission et de distribution, elle doit planifier et budgétiser les investissements importants nécessaires et donner confiance aux autres investisseurs sur la disponibilité des fonds publics et sa capacité à achever les réseaux de transmission et de distribution. De même, d'autres investisseurs de la chaîne de valeur devront démontrer la capacité de compléter leur segment respectif de la chaîne de valeur en temps opportun.

Investissement de production d'électricité

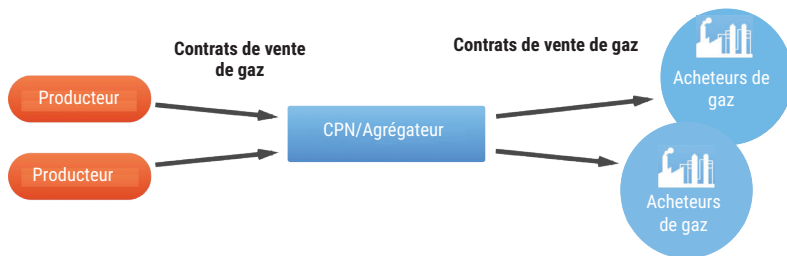
Les centrales électriques sont des investissements à long terme à forte intensité de capital. Les investisseurs des producteurs d'électricité indépendants (PÉI) exigent, entre autres choses, un revenu stable provenant du producteur d'électricité (client) solvable en vertu d'un Accord d'achat d'électricité (AAÉ), d'approvisionnement fiable en gaz combustible et d'un environnement juridique, réglementaire et fiscal stable. Pour attirer l'investissement des PIÉ, les gouvernements hôtes devront fournir le cadre juridique et réglementaire nécessaire dans le secteur du gaz et de l'électricité pour étayer l'AAÉ, qui a généralement une durée de 20 ans ou plus. Dans le cadre d'un environnement d'investissement propice, le PIÉ sera en mesure de sécuriser le financement des projets ainsi que la titrisation des paiements fournis par des organismes multilatéraux tels que la Banque mondiale et la Banque africaine de développement.

Structure du marché

La capacité des marchés locaux ou régionaux de gaz et d'électricité de soutenir partiellement ou totalement un important développement des ressources en gaz dépend en grande partie de la façon dont les marchés de gaz et d'électricité de gros et de détail sont structurés.

Les segments du marché du gaz naturel sont l'approvisionnement, le commerce de gros et le commerce de détail. Chaque segment de marché peut être structuré comme exclusif, mixte ou compétitif, avec des prix réglementés ou basés sur le marché. Dans le segment de l'approvisionnement, le producteur vend à un agrégateur ou directement à un utilisateur final. Dans le segment de gros, une entité, telle qu'un agrégateur, achète du gaz d'une autre entité pour la revente à d'autres clients. Dans le segment de détail, un utilisateur final achète du gaz d'une entité pour son propre usage.

Un exemple de structure exclusive est illustré ci-dessous. Un agrégateur de gaz, pour la compagnie pétrolière ou gazière nationale, acquiert le gaz naturel, assure le transport et la compression, si nécessaire, puis vend le gaz naturel aux clients de vente en gros et au détail.

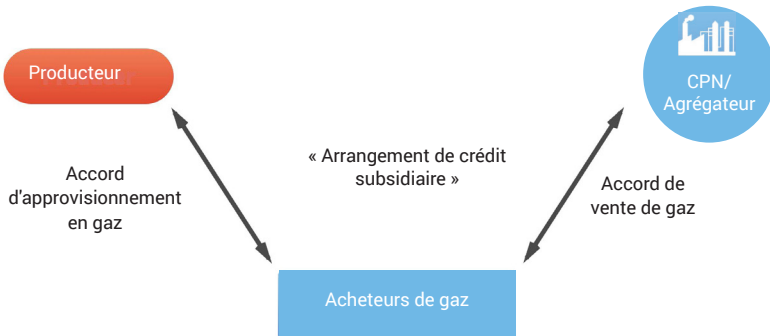


D'importance critique dans tout marché d'énergie, est un chemin clair et fiable par lequel les utilisateurs finaux paient pour l'énergie reçue. Le flux d'énergie du développeur de gaz jusqu'à l'utilisateur final et le flux de fonds dans la direction opposée sont la caractéristique principale de n'importe quel marché et la fonctionnalité

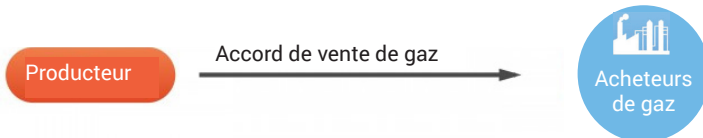
critique de facilitation de tout projet. Pour les marchés domestiques et régionaux de fournir des revenus fiables semblables à ceux qui résulteraient des exportations de gaz ou de GNL vers les marchés internationaux, la planification et l'exécution appropriées des règles du marché, et la nature et le niveau de la réglementation, sont des facteurs critiques.

L'une des préoccupations d'une structure exclusive d'agrégateurs est que l'agrégateur se tiendra entre le fournisseur et le client à des fins contractuelles et de paiement. Cela pourrait conduire à une situation où l'agrégateur est obligé de payer le fournisseur, malgré le fait que le client du gaz n'a pas payé l'agrégateur. Cette préoccupation peut être traitée par une structure mixte qui comprend une sorte de sécurité de paiement des clients ou de la sûreté fournie au nom des clients.

Le diagramme ci-dessous montre un exemple d'une structure de crédit subsidiaire où le fournisseur vise les clients pour le paiement au lieu de l'agrégateur :



Dans un marché plus établi, comme indiqué ci-dessous, une structure commerciale directe peut être utilisée où un fournisseur vend directement à un client. Cette structure exige que le fournisseur ou le client obtienne le transport pour l'approvisionnement en gaz.



Dans le cas d'une vente à l'exportation, les promoteurs de projet s'appuient habituellement sur un contrat de prise ou paiement de GNL à long terme, soutenu par un acheteur solvable qui signera un contrat contraignant, mettant ainsi un solide bilan derrière les obligations d'achat. Cela signifie que les développeurs de projet et les prêteurs ont rarement besoin d'examiner la disposition du gaz une fois que l'acheteur de prise ou paiement l'a acheté, de sorte que la nécessité d'examiner les règles du marché en aval de la fondation d'accord de vente et d'achat est rarement considéré.

Pour les marchés locaux et régionaux en Afrique, la création d'un acheteur solvable présente des défis plus complexes, en raison du manque d'acheteurs de gaz avec une position de crédit préexistante qui sont en mesure de soutenir les besoins de financement. En conséquence, les prêteurs et les promoteurs de projet doivent généralement examiner la chaîne de valeur de gaz ou d'électricité jusqu'à la source du flux de trésorerie, qui se termine à l'utilisateur final du gaz ou de l'énergie produite. Afin de fournir un niveau similaire de soutien de crédit comme un contrat traditionnel de prise ou paiement, la compréhension complète de la façon dont les fonds circulent à travers les différents participants du marché est essentielle pour assurer que le marché est structuré pour soutenir le projet.

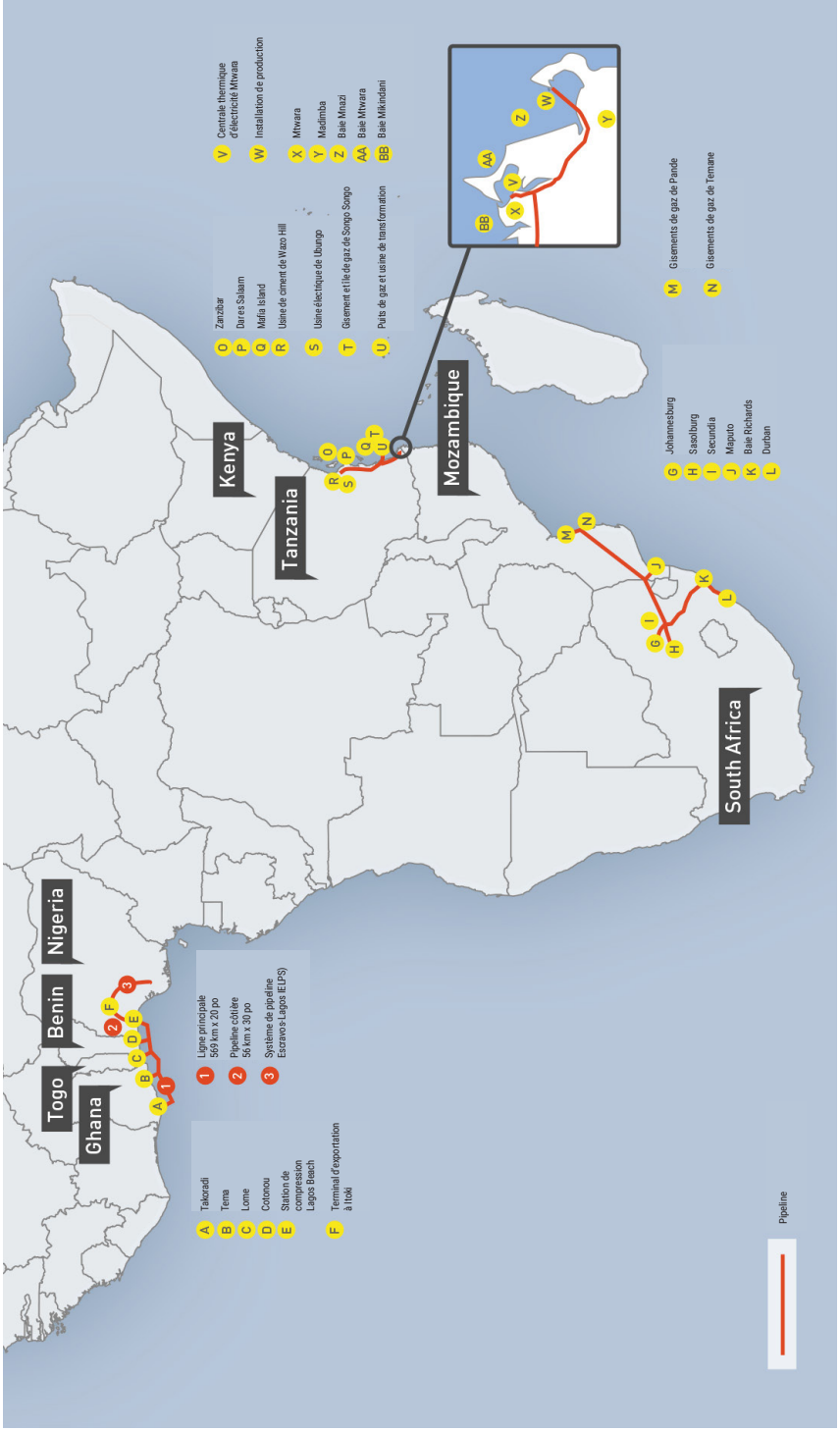
Marchés interconnectés du gaz au sein de l'Afrique subsaharienne

Au sein de l'Afrique subsaharienne, il y a des pays voisins sans ressources gazières à côté des pays à production de gaz ou ayant de grandes ressources gazières potentielles. Par conséquent, certaines réserves de gaz transfrontalières ont commencé à être établies et il y a beaucoup de potentiel pour les échanges futures alors que des développements supplémentaires se produisent.

Il n'y a que quelques exemples de projets de pipelines régionaux et transfrontaliers à travers l'Afrique subsaharienne. Dans cette section, nous allons discuter des points suivants :

- > Pipeline de gaz de l'Afrique de l'ouest (PGA0)
- > Mozambique à la Pipeline d'Afrique du sud
- > Systèmes de pipeline de Tanzanie
- > Découvertes récentes de gaz en Mozambique et Tanzanie

Les systèmes de pipelines est représenté dans les cartes qui suivent.



Togo
Benin
Nigeria
Ghana

- A** Tlekeddi
- B** Tema
- C** Lome
- D** Cotonou
- E** Station de compression Lagos Beach
- F** Terminal d'exportation 3 (Loki)

- 1** Ligne principale 560 km x 20 po
- 2** Pipeline côtière 56 km x 30 po
- 3** Système de pipelines Escravos-Lagos (ELPS)

- O** Zanzibar
- P** Dar es Salaam
- Q** Mafia Island
- R** Usine de ciment de Wao Hill
- S** Usine électrique de Ubungu
- T** Gisement et file de gaz de Songo Songu
- U** Puits de gaz et usine de transformation
- V** Centrale thermique d'électricité Mtwara
- W** Installation de production
- X** Mtwara
- Y** Madimba
- Z** Baie Mtwara
- AA** Baie Mtwara
- BB** Baie Mikindani

Kenya
Tanzania

Mozambique

South Africa

- G** Johannesburg
- H** Sasolburg
- I** Secunda
- J** Maputo
- K** Baie-Richards
- L** Durban
- M** Gisement de gaz de Pande
- N** Gisement de gaz de Temane

Pipeline

Pipeline de gaz de l'Afrique de l'ouest (PGAO)

L'Afrique de l'ouest produit beaucoup plus de gaz naturel que ce qui est nécessaire pour la consommation domestique et exporte le gaz naturel dans la région et à l'étranger. Le gaz naturel est principalement produit en Angola, en Guinée équatoriale, au Cameroun, au Ghana, en Côte d'Ivoire et au Nigéria. Les plus grandes réserves de gaz naturel dans la région sont au Nigéria.

Le pipeline de gaz de l'Afrique de l'ouest (PGAO) a été construit pour transporter le gaz naturel du Nigéria vers les consommateurs de la République du Bénin, du Togo et du Ghana. Le PGAO a pris environ 30 ans à mettre en œuvre après avoir été proposé par la Communauté économique des États de l'Afrique de l'ouest (CEDEAO) en 1982 dans le but de promouvoir la croissance économique régionale. Une série d'accords et de traités intergouvernementaux ont été négociés et signés par les quatre pays.

Le système PGAO comprend un pipeline de 691 km de 20 po (508 mm) et des installations de traitement/transformation associées au Lagos, Itoki, Cotonou, Lomé, Tema et Takoradi. Le PGAO reçoit du gaz du Système de pipeline de Escravos-à-Lagos (SPEL) qui rassemble le gaz des gisements Shell et Chevron dans le delta du Niger. La capacité du SPEL est en processus d'augmenter de 1,1 milliards de pieds cubes par jour (Gpi3/J) à 2,2 Gpi3/J. Les travaux d'agrandissement devaient être achevés en 2016.

La Compagnie de pipeline d'Afrique de l'ouest (West Africa Gas Pipeline Company) (WAPCo) possède et exploite le système PGAO et a son siège à Accra, au Ghana. Le pipeline appartient à un consortium dont la Compagnie nationale de pétrole nigériane (National Petroleum Corporation) (NNPC), Shell, Chevron, l'autorité de la rivière Volta (VRA) - une compagnie d'électricité multinationale, la compagnie électrique du Ghana (ECG), la compagnie gazière du Bénin (BENGAS SA), et la Société togolaise de gaz du Togo. La capacité initiale du contrat de PGAO est de 170 Mpi3/J avec disposition pour augmenter jusqu'à 474 Mpi3/J en augmentant la compression. L'approvisionnement en gaz naturel provient de NNPC, des gisements Shell et Chevron au Nigéria. Les acheteurs de gaz sont VRA au Ghana et la Communauté électrique du Bénin (CEB) au Bénin et au Togo. Le gaz est utilisé comme combustible pour la production d'électricité.

La construction a débuté en 2005 et le premier gaz a été reçu au Ghana en avril 2009. L'accès par des tiers, l'accès ouvert, a été déclaré le 1er juillet 2012. Les ventes de gaz du PGAO ont été limitées en raison des perturbations causées à la production de gaz provenant des gisements pétroliers et gaziers du Nigéria et des disputes de paiement périodique.

Pipeline Temane-Secunda (Mozambique à l'Afrique du Sud)

Dans les années 1960, la compagnie américaine Gulf Oil a découvert du gaz naturel dans les gisements de Pande et Temane, situés à terre au sud du Mozambique. Étant donné que l'objectif principal de l'époque était le pétrole, les réserves de gaz étaient demeurées inchangées jusque dans les années 1990, tandis que Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) a fait l'évaluation des gisements qui ont mené à l'Accord de production pétrolière (APP) en 2000.

Cet accord signé par le gouvernement et ENH avec un consortium composé de Sasol Petroleum Temane, Lta. (SPT) détenant 70%, la Companhia Mocambicana de Hidrocarbonetos, SARL (CMH), une filiale de ENH, détenant 25%. La Compagnie financière internationale (CFI) faisait également partie intégrante de cet accord et a acquis 5% de CMH dans le cadre de son engagement.

Avec des réserves éprouvées de 3 500 MMpi3, le client d'ancrage du projet était les installations de fabrication pétrochimique de Sasol en Afrique du Sud.

Pour transporter le gaz de Temane au Mozambique au client d'ancrage à Secunda, Afrique du Sud, un pipeline de 865 km 26 po avec une capacité de 149 millions gigajoules par an (MGJ/A) a été construit, avec cinq points de prélèvements au Mozambique.

Lorsque la première production commerciale de gaz a débuté en 2004, le marché du gaz au Mozambique était très faible. Le réseau de distribution de gaz se composait de 300 km de pipeline appartenant à ENH, qui a fourni du gaz à la production d'électricité et des consommateurs commerciaux et résidentiels depuis 1992. Le Mozambique a utilisé 0,2 MGJ/A, comparativement à 120 MGJ/A qui a été exporté en Afrique du Sud.

Dès que l'infrastructure de pipeline a été construite, la demande de gaz naturel a augmenté de façon exponentielle, et aujourd'hui l'ensemble de l'obligation d'approvisionnement domestique (OAI) du projet - 27 MGJ/A - est utilisé à l'interne et de nombreux projets industriels exigent du gaz naturel supplémentaire.

ENH a accompli la construction réussie du projet de réseau de distribution de gaz de Maputo en 2014, apportant le gaz naturel des gisements à la ville de Maputo et aux districts Marracuene. Ce projet a été un jalon important dans l'histoire des hydrocarbures au Mozambique parce que, pour la première fois, le gaz naturel a été fourni à une ville du Mozambique. Avant le développement du gaz, tous les carburants du Mozambique ont été importés, de sorte que le gaz naturel joue un rôle important dans le remplacement de ces combustibles importés.

Infrastructure de pipeline en Tanzanie

Comme c'est le cas pour la plupart des autres pays d'Afrique subsaharienne, la Tanzanie a une énorme demande non satisfaite d'électricité. Axée principalement sur la résolution de la pénurie de l'électricité, trois pipelines ont été construits pour relier les gisements de gaz naturel aux centrales électriques :

- > Le pipeline Songo Songo - avec 232 km de pipeline reliant les gisements Songo Songo à Dar es-Salaam, a commencé à fonctionner en juillet 2004 ;
- > Le pipeline MnaZi Bay - avec 27 km de pipeline reliant Mnazi Bay à Mtwara, a commencé à fonctionner en juillet 2006 ;
- > Le pipeline MtwAra à Dar es-Salaam - 551 km de pipeline reliant Mtwara à Dar es-Salaam, a commencé à fonctionner en novembre 2015.

Ces pipelines aident à établir l'infrastructure de base pour le développement du marché domestique du gaz naturel, la réduction de l'importation de carburants et la stimulation des industries locales.

Nouvelles découvertes de gaz au Mozambique et en Tanzanie

Au Mozambique, plus de 200 MMpi3 de gaz naturel ont été découverts au large dans le bassin de Rovuma, tandis qu'en Tanzanie, plus de 57 MMpi3 de gaz naturel ont été découverts au large. Ces réserves de gaz géantes peuvent être un grand changement pour l'Afrique subsaharienne.

Parce que les réserves sont si grandes, il est possible d'avoir un bon équilibre entre l'exportation de GNL, qui générera des devises nécessaires, et l'expansion du marché domestique du gaz naturel pour répondre aux besoins du pays et de la région, ainsi que des possibilités de développement de l'industrie locale.

De nombreux projets en aval ont été présentés au Mozambique conformément au plan directeur du programme gazier du Mozambique, soutenant un potentiel de 26 MMpi3 de consommation de gaz naturel au Mozambique.

La demande d'électricité a augmenté de façon spectaculaire chaque année. Au Mozambique, la demande d'électricité est estimée à plus de 1 000 mégawatts (MW) en 2016 et peut tripler au cours des 15 prochaines années, selon la société d'électricité mozambicaine, Electricidade de Mocambique (EDM).

Outre le gaz nécessaire pour l'électricité, diverses autres industries existantes et proposées qui utilisent le gaz comme matière première dans la production de produits à valeur ajoutée exigent du gaz naturel. Le développement des ressources en gaz peut soutenir la production d'engrais, de combustibles gazeux à liquides et de méthanol, entre autres produits. Ces industries pourraient contribuer de manière significative à l'industrialisation et à la création d'emplois associés s'ils pouvaient être rentabilisés.

Les gouvernements et les communautés s'attendent à ce que les découvertes du gaz naturel, au Mozambique ou en Tanzanie, puissent contribuer de manière significative à la résolution de la crise énergétique dans la région et faciliter les investissements dans les projets en aval.

L'expérience du Mozambique dans le projet de Pande et de Temane - qui a permis l'interconnexion des gisements de gaz de Pande et Temane du Mozambique à Secunda, en Afrique du Sud, et a permis le développement de petits marchés gaziers au Mozambique - peut être très utile dans les projets Rovuma au Mozambique et en Tanzanie.

Éléments d'un Plan directeur de gaz

Un point de départ pour de nombreux pays, en particulier les pays qui souhaitent développer des ressources gazières et/ou des marchés domestiques de gaz naturel, est la création d'un Plan directeur de gaz (PDG). Bien que le contenu d'un PDG soit unique à chaque pays, il existe des lignes directrices et des principes généraux utiles. En général, un PDG est un cadre holistique permettant d'identifier et d'évaluer les options d'utilisation du gaz naturel pour l'approvisionnement domestique et/ou l'exportation. L'objectif principal du PDG est de fournir la base pour orienter l'élaboration des politiques pour le secteur gazier du pays. Le PDG fournit une feuille de route détaillée pour prendre des décisions stratégiques, politiques et institutionnelles, sur la base desquelles les investissements peuvent être planifiés et mis en œuvre de manière coordonnée.

Le rôle du gouvernement dans l'élaboration du PDG est de fournir un régime de politique réglementaire, fiscal et financier stable et transparent pour favoriser le développement du secteur gazier d'une manière qui profite à l'ensemble du pays.

Bien que les éléments du PDG varient selon le pays, il y a des éléments généraux à considérer. Ces éléments comprennent :

- > Objectif du Plan directeur de gaz
- > Évaluation des ressources en gaz
- > Stratégie d'utilisation du gaz et options compatibles avec la politique énergétique du pays
- > Analyse de l'offre et de la demande domestiques (secteur énergétique et non-énergétique)
- > Identification d'autres projets nationaux « prioritaires »
- > Plan de développement de l'infrastructure/formulation
- > Cadre institutionnel, réglementaire et fiscal
- > Élaboration de recommandations sur les volumes et les revenus provenant des découvertes de gaz et de la production future de gaz

- > Identification des projets Mega ou « Ancre » possibles. Par exemple, un pays ayant une grande découverte de gaz naturel pourrait envisager un projet d'exportation de GNL, ou d'autres installations similaires à l'échelle industrielle telles que la production de méthanol, d'ammoniac, les projets de gaz à liquides (GAL) et l'oxyde de diméthyle (DME).
- > La formulation d'une feuille de route pour la mise en œuvre des projets
- > Réforme de la réglementation du secteur gazier
- > Enjeux socio-économiques et environnementaux associés au développement
- > Politique de tarification du gaz

Un projet « d'ancrage » est un gros projet qui fournit les économies d'échelle qui peuvent justifier les investissements dans l'infrastructure gazière à forte intensité de capital, qui est alors disponible aux petits utilisateurs. Le lancement d'une industrie gazière à partir de zéro a traditionnellement exigé qu'un ou plusieurs grands clients « d'ancrage » s'engagent à acheter suffisamment de gaz pour justifier les investissements importants nécessaires à la construction de l'infrastructure de pipeline requise. Parmi les exemples de projets d'ancrage, mentionnons les terminaux d'exportation de GNL qui peuvent justifier l'exploration et la production de gaz extracôtière en premier lieu, les centrales électriques, les usines de gaz à liquides, les usines de méthanol ou d'engrais, qui pourraient, à leur tour, fournir le fondement économique des expansions de pipelines.

Avec la demande mondiale généralement faible de GNL provenant de marchés traditionnels comme l'Europe ou l'Asie, les considérations relatives aux PDG devront peut-être se concentrer plus étroitement sur la demande nationale ou régionale de gaz pour étayer les principaux développements gaziers, ce qui pourrait nécessiter des approches novatrices pour le développement du marché du gaz, les mécanismes contractuels de vente du gaz, et les arrangements financiers.

Exemples de projets gaziers domestiques

Pour remplacer la demande mondiale en baisse du gaz naturel, la gamme des projets méga ou d'ancrage pourraient également inclure une discussion sur les projets gaziers « prioritaires » qui pourraient être entrepris alors que des méga-projets sont en cours d'élaboration. Parmi les exemples de projets possibles, citons :

- > Projets d'électricité
- > Projets de gaz à liquide
- > Usines d'engrais
- > Pétrochimie
- > Projets de méthanol
- > Pipelines de transmission et de distribution de gaz
- > Carburant pour les industries du fer, de l'acier et des projets de ciment

Réserves domestiques - obligation d'approvisionnement domestique de gaz

L'assurance de l'approvisionnement en gaz est essentielle pour atteindre les objectifs stratégiques du PDG. Cela comprend la reconnaissance que les industries à base de gaz, comme le méthanol, les engrais ou les industries de l'électricité, ont besoin d'une certitude de l'approvisionnement en gaz avant que de gros investissements soient faits. En même temps, de nombreux gouvernements sont confrontés à la question de s'assurer que le gaz est disponible pour les projets critiques d'utilisation du gaz domestique qui fera progresser le programme de croissance économique domestique.

Pour équilibrer ces objectifs souvent contradictoires, de nombreuses nations productrices de gaz ont une certaine forme de politique de réservation de gaz ou d'obligation d'approvisionnement interne, visant à garantir que l'industrie locale et les consommateurs locaux ne sont pas désavantagés par les exportations de gaz.

Les exemples internationaux d'obligations d'approvisionnement domestique (OAI) comprennent :

- > Le Nigéria qui demande à tous les exploitants de pétrole et de gaz de mettre de côté un quantité minimale pré-déterminée de gaz à utiliser sur le marché domestique. Il s'agit d'une obligation réglementaire avec le niveau d'obligation initial déterminé en fonction d'un examen du scénario de demande à base de cas pour le gaz dans le marché domestique. L'obligation de gaz domestique fournit une quantité de base de gaz qui doit être traitée par les installations de collecte et de transformation du gaz. Puisque l'obligation de fournir le marché domestique est la responsabilité du fournisseur de gaz, le titre du gaz-transformé reste avec les fournisseurs de gaz.

- > L'Israël, l'Indonésie et l'Égypte ont des lois imposant qu'un pourcentage de gaz extrait doit rester sur leurs marchés domestiques. Israël réserve 60% de son gaz naturel extracôtier. L'Égypte a légiféré pour que 30% de la production du gaz soit destinée aux consommateurs domestiques. La réservation indonésienne est appliquée cas par cas à de nouveaux projets, mais des réserves jusqu'à 40% ont été acceptées au cours des dernières années.
- > Aux États-Unis, l'autorité du Département de l'énergie (DOE), qui réglemente les exportations de gaz naturel des États-Unis, découle de la Loi sur le gaz naturel (Natural Gas Act - NGA) de 1938. Par la Loi, les demandes d'exportation de gaz naturel américain vers des pays avec lesquels les États-Unis ont conclu des Accords de libre-échange (ALE) sont considérées comme compatibles avec l'intérêt public et le Secrétaire à l'énergie doit accorder des autorisations sans modification ni retard. La loi NGA ordonne le DOE d'évaluer les demandes d'exportation de gaz naturel américain vers les pays non-ALE. En vertu de la loi NGA, DOE est tenu d'accorder des demandes d'autorisation d'exporter du gaz naturel américain aux pays non-ALE, à moins que le ministère ne trouve que les exportations proposées ne seront pas conformes à l'intérêt public, ou lorsque le commerce est explicitement interdite par une loi ou par une décision politique. Le Canada a également des lois d'intérêt public similaires concernant l'exportation de son gaz.
- > La Norvège, le Qatar, la Russie, l'Algérie et la Malaisie contrôlent l'approvisionnement domestique de leurs réserves de gaz en ayant des compagnies d'État qui prennent le rôle de producteur dominant.
- > L'Australie occidentale est le seul État en Australie avec une politique de réservation de gaz. En vertu de la loi de l'Australie occidentale, 15% de tous les gaz produits dans cet état doivent rester dans l'état. Le système de réservation de gaz de l'Australie occidentale a été en mesure de garantir l'approvisionnement domestique à des prix accrocheurs, tout en permettant l'investissement dans l'industrie du GNL et un niveau d'exportation sain.

Réformes réglementaires du secteur gazier

Selon le niveau de développement dans le pays, diverses réformes réglementaires peuvent être nécessaires pour promouvoir le développement du secteur gazier. La législation et les règlements pour la concession de licences de construction, l'exploitation et la tarification des pipelines de transport et de distribution du gaz naturel. Il devrait y avoir des termes et conditions normalisés et accessibles au public pour les développeurs de licences d'infrastructure qui définissent les obligations de service, les règles d'exploitation et les tarifs.

L'attribution de licences, les exploitations et les tarifs de transport et de distribution de gaz par pipeline devraient être supervisés par un organisme de réglementation indépendant.

De nombreux gouvernements envisagent de dégroupier les chaînes de valeur à des fins réglementaires. Le dégroupement se réfère à la séparation des segments de la chaîne de valeur du gaz afin de réduire le potentiel de monopole et d'accroître la transparence et la facilité de réglementer les petits projets. Pour assurer la transparence, les consommateurs devraient voir le prix du gaz séparément du coût de transport et de distribution. Le dégroupement peut faciliter l'accès des tierces parties aux pipelines.

Structuration d'un projet GNL

Introduction

Choix d'une structure de projet

Facteurs déterminants sur le choix de la structure
d'exportation Structures de projet d'importation

Introduction

Les projets de liquéfaction de gaz naturel nécessitent un investissement considérable en capital et impliquent plusieurs participants au projet. En conséquence, les projets ont généralement besoin d'avoir des vies longues et productives et des partenariats durables. Le risque doit être réparti et les fonctions pour les participants au projet définies afin de permettre à la dette d'être remboursés et de générer des rendements suffisants pour les investisseurs. Chaque projet devrait produire du GNL sur une période qui pourrait s'étaler sur 20 à 40 ans, il est donc important de structurer le projet correctement à partir de sa création pour anticiper les risques du projet et d'éviter les désalignements entre les intervenants et d'autres risques pour le succès du projet.

En raison de leurs coûts élevés, les projets de GNL sont généralement exécutés par des entités de coentreprise avec plus d'un promoteur et avec de multiples participants de projet. Une structure appropriée permettra aux entités, souvent avec des objectifs différents, tels que les gouvernements ou les entités publiques et les entreprises du secteur privé, de participer confortablement au projet. Les entreprises du secteur privé pourraient être des entreprises énergétiques, des services publics et, comme c'est de plus en plus le cas, des investisseurs de la communauté financière. Un projet bien structuré offrira aux participants une protection suffisante pour leurs efforts. Une structure robuste et bien pensée peut prendre des dispositions pour les changements de propriété et l'ajout futur d'installations. Les projets de liquéfaction sont souvent élargis par l'ajout de nouveaux trains de GNL.

La structure des projets de liquéfaction aura des ramifications pour l'attribution des risques. La structure peut déterminer si les promoteurs sont en mesure de signer avec succès des contrats de vente ou de péage avec des acheteurs ou des contreparties à péage. Il aura également un impact sur la possibilité pour le projet d'attirer d'autres investisseurs boursiers, si nécessaire, et d'augmenter le financement de la dette des bailleurs de fonds. Si la structure d'un projet est faible ou trop compliquée, les promoteurs peuvent lutter pour attirer les acheteurs pour leur produit car les acheteurs évalueront le risque de projet en décidant s'il faut entrer dans un contrat de vente.

La structure peut influencer sur le financement dans la mesure où les promoteurs peuvent être facturés un prix plus élevé pour toute dette qui est soulevée ou il peut même empêcher les promoteurs du projet d'attirer le financement. Ces structures peuvent être appliquées à des projets de liquéfaction utilisant la technologie de liquéfaction flottante.

Les installations d'importation de GNL, tant terrestres que UFSR, coûteront moins cher à mettre en œuvre que les projets de liquéfaction, mais des considérations similaires s'appliquent. Ils fonctionneront souvent sur une longue période et impliqueront de multiples partenaires.

Choix d'une structure de projet

Trois formes de base des structures commerciales ont émergé pour les projets d'exportation de GNL - intégré, marchand, et péage. Il existe des variantes hybrides de ces trois modèles et le potentiel existe pour de nouveaux changements dans l'avenir. Mais ces trois structures sont examinées ici parce qu'elles sont les structures dominantes utilisées dans l'industrie du GNL. Il existe une autre option pour le gouvernement hôte de développer pleinement l'usine de GNL, mais cette option a eu une application limitée puisque les gouvernements n'ont généralement pas l'expérience ou l'accès au capital nécessaire.

La sélection d'une structure commerciale particulière est une question de débats et de négociations parfois animés entre les investisseurs dans le projet et le gouvernement hôte, et le résultat est fortement influencé par les facteurs de conduite examinés ci-dessous. Le choix d'une structure commerciale a un impact significatif sur le succès du projet tant à court terme qu'au cours de la vie du projet. Avec la mauvaise structure en place, les investisseurs locaux peuvent ne pas être en mesure de participer à un projet de GNL et l'expansion du projet GNL peut être empêché ou entravé. Puisque, en fin de compte, le gouvernement doit approuver le développement en vertu de la plupart des MIP/PSC ou des licences, l'investisseur doit prendre en considération les préférences du gouvernement et devrait s'engager étroitement et en collaboration avec le gouvernement lorsqu'il prend des décisions clés sur la structure du projet.

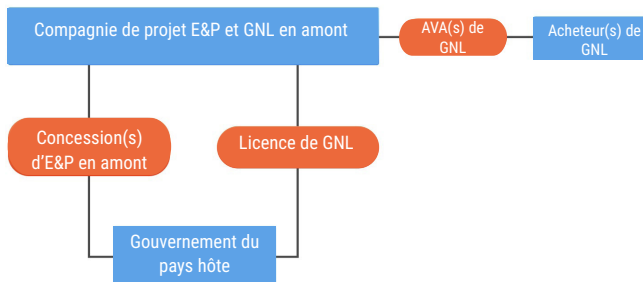
Structure commerciale intégrée

Dans le cadre de la structure commerciale intégrée, le producteur de gaz naturel est le propriétaire des installations d'exportation de GNL, ainsi que l'amont. Le projet d'exploration et de production est entièrement intégré au projet de liquéfaction et d'exportation de GNL. Les revenus du projet pour les deux projets sont tirés de la vente de GNL dans le cadre d'un ou de plusieurs accords de vente et d'achat de GNL (AVA) conclus par les participants individuels en amont ou par la compagnie de projet intégrée, s'il en existe une.

Étant donné que le propriétaire du projet d'exploration et de production en amont est la même entité que le propriétaire du projet de liquéfaction et d'exportation de GNL, il n'y a généralement aucun autre utilisateur du projet de liquéfaction et d'exportation de GNL. Le crédit de l'acheteur ou des acheteurs de GNL fournit les bases financières pour le projet d'exploration et de production en amont et le projet de liquéfaction et d'exportation de GNL.

Parmi les exemples de structures intégrées du projet, mentionnons les projets Qatargas et RasGas du Qatar, l'île Sakhaline de la Russie, la Snohvit norvégienne, le plateau occidentale et Darwin GNL de l'Australie, et le Tangguh de l'Indonésie.

Le diagramme ci-dessous décrit la structure commerciale intégrée pour les projets de liquéfaction et d'exportation de GNL.



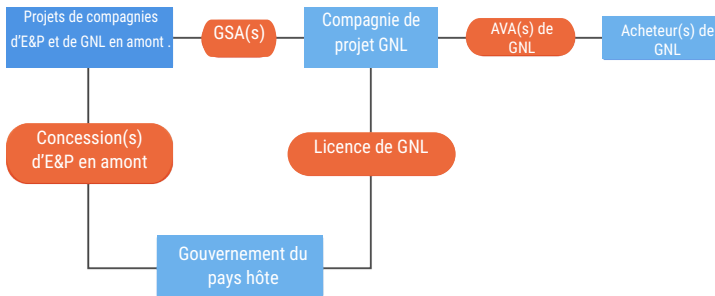
Structure marchande

Sous la structure commerciale marchande, le producteur de gaz naturel est une entité différente de celle du propriétaire des installations d'exportation de GNL, et la compagnie de projet de liquéfaction de GNL achète du gaz naturel de la compagnie de projet d'exploration et de production en amont dans le cadre d'un accord de vente et d'achat de gaz naturel à long terme. Les revenus des projets d'exploration et de production en amont proviennent de la vente de gaz naturel à la compagnie de projet de liquéfaction de GNL. Le projet de liquéfaction du GNL profite, à son tour, du montant par lequel les revenus provenant des ventes de GNL dépassent la somme du coût de la liquéfaction (y compris le service de la dette) et les coûts d'approvisionnement en gaz naturel. Étant donné que le propriétaire du projet d'exploration et de production en amont est une entité différente de celle du propriétaire du projet de liquéfaction et d'exportation de GNL, il peut y avoir plus d'un fournisseur de gaz naturel pour la compagnie de projet de liquéfaction de GNL.

Le crédit de l'acheteur ou des acheteurs de GNL et du producteur ou des producteurs de gaz naturel fournit les bases financières du projet de liquéfaction et d'exportation de GNL.

Les exemples de structures marchandes comprennent les trains Trinidad 1, 2 et 3, l'Angola, le Nigéria, la Guinée équatoriale et la Malaisie.

La structure commerciale marchande pour les projets de liquéfaction et d'exportation de GNL est illustrée dans le diagramme ci-dessous.

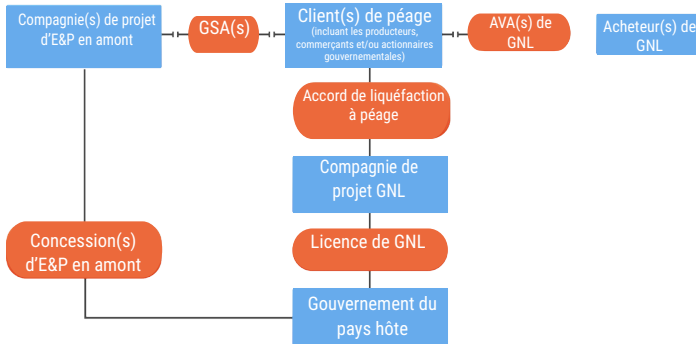


Structure de péage

En vertu de la structure commerciale de péage - le propriétaire du gaz naturel, qu'il s'agisse d'un producteur, d'un agrégateur ou d'un acheteur de gaz naturel - est une entité différente de celle du propriétaire des installations d'exportation de GNL. La compagnie de projet de liquéfaction de GNL fournit des services de liquéfaction (sans prendre le titre du gaz naturel ou du GNL) dans le cadre d'un ou plusieurs accords de péage de liquéfaction à long terme. Les revenus du projet de liquéfaction de GNL proviennent de paiements tarifaires payés par les clients du terminal. Les paiements prennent généralement la forme d'un tarif en deux parties. Les paiements mensuels fixes couvrent les coûts d'exploitation et d'entretien fixes de la compagnie de projet, le service de la dette et le rendement des capitaux propres. Les paiements de fret sont conçus pour couvrir les coûts variables de la compagnie de projet, tels que l'énergie. Parce que les fonctions de la compagnie de projet de liquéfaction de GNL n'incluent pas une fonction marchande de marchandises, la compagnie de projet de liquéfaction de GNL ne porte pas les risques marchands de marchandises tels que l'approvisionnement, la demande, et le coût du gaz naturel et du GNL. Le crédit du client ou des clients de péage fournit les bases financières pour le projet de liquéfaction et d'exportation de GNL.

Les exemples de la structure de péage incluent le train 4 de Trinidad, le Damiette d'Égypte, le Bontang de l'Indonésie, et le GNL de Freeport des É.-U., le GNL de Cameron, et les installations de Cove Point.

La structure commerciale de péage appliquée aux projets de liquéfaction et d'exportation de GNL peut être illustrée comme suit :



Structures hybrides

Les structures hybrides combinant certains des attributs des modèles intégrés, marchands et à péage peuvent être utilisées pour adapter les projets de liquéfaction et d'exportation de GNL aux caractéristiques et aux besoins des gouvernements hôtes et des participants au projet. Par exemple, des structures hybrides à péage de marchands ont été utilisées aux É.-U. par les projets Sabine Pass et Corpus Christi de Cheniere. Ici, les entreprises de projet fournissent un service de marketing pour acquérir du gaz naturel et effectivement prendre le titre du gaz naturel et de vendre le GNL au client, mais aussi recevoir des frais fixes de réservation mensuelle, indépendamment de savoir si leurs clients prennent du GNL.

Le tableau ci-dessous répertorie certains avantages et inconvénients des différentes structures commerciales.

Structure commerciale	Avantages	Désavantages
Intégré	<ul style="list-style-type: none"> • Les parties commerciales sont alignées entre le projet en amont et de liquéfaction du GNL • Pas besoin de déterminer un prix de transfert 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne permet pas que différents projets en amont ayant des propriétaires différents se regroupent dans un projet de GNL • Ne permet pas à d'autres entités, y compris le gouvernement hôte, d'être aussi le propriétaire de l'usine • Complexe à agrandir pour la production non-concession
Marchand	<ul style="list-style-type: none"> • Une structure connue et communément utilisée familiarisée avec les acheteurs et les prêteurs • La souplesse pour permettre aux investisseurs non-concessionnaires dans l'usine de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite d'autres ententes de projet avec le gouvernement • Régime fiscal et fiscal potentiellement différent • Exige la négociation du prix de transfert de gaz
Péage	<ul style="list-style-type: none"> • Structure connue et couramment utilisée avec les acheteurs et les prêteurs • Aucun prix ou risque de marché pour l'investisseur du projet GNL 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite d'autres ententes de projet avec le gouvernement • Régime fiscal et fiscal potentiellement différent
Appartenant au gouvernement	<ul style="list-style-type: none"> • Le propriétaire (gouvernement) a le plein contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> • Le gouvernement peut manquer d'expérience dans le développement, la commercialisation et l'exploitation du GNL

Facteurs déterminants sur le choix de la structure

Il existe un certain nombre de facteurs déterminants qui influent sur le choix d'une structure de projet de GNL pour le gouvernement hôte, les investisseurs, les acheteurs de GNL, les prêteurs de projets et les autres intervenants du projet. Certains de ces facteurs déterminants clés comprennent :

- > **Le régime juridique et fiscal** : Le régime juridique du pays hôte et les impôts locaux ont souvent un impact majeur sur la structure du projet. Un projet de GNL ne peut pas être considéré comme une partie du régime juridique en amont dans le pays hôte et devra donc se conformer à un autre régime juridique, p. ex. le régime général des compagnies, le régime spécial des cours intermédiaires ou le régime en aval. De plus, le taux d'imposition du régime en amont peut être différent (supérieur ou inférieur) au régime juridique du projet GNL. Ces deux facteurs sont pris en compte dans la sélection d'une structure.
- > **Gouvernance** : L'entreprise en amont typique est une coentreprise non incorporée avec la surveillance externe fournie par le régulateur du pays hôte et la « gouvernance » interne fournie par un comité d'exploitation chez l'exploitant, qui est généralement l'une des parties en amont. La gouvernance et la supervision quotidiennes ont tendance à être moins rigides et contrôlées par rapport à une entreprise incorporée. Le gouvernement, les intervenants locaux, les prêteurs et les acheteurs de GNL peuvent souhaiter avoir un mot plus direct dans la gouvernance interne des projets et la prise de décisions. Cela doit être reflété dans la structure sélectionnée. Une structure mal gouvernée peut entraîner des conflits entre les parties et influencer sur l'efficacité et la fiabilité du projet GNL.
- > **Utilisation efficace des installations du projet** : La structure du projet de GNL devrait encourager l'utilisation efficace de toutes les installations du projet, des propriétaires de projets et des tiers. La structure devrait encourager le partage d'installations communes, l'accès libre à des tiers pour la capacité de réserve et la réduction des installations inutiles et leurs coûts connexes, ce qui rend le projet plus rentable pour toutes les intervenants.

- > **Souplesse de propriété** : Le gouvernement, les autres intervenants locales, les acheteurs de GNL ou les prêteurs (par exemple, la compagnie financière internationale) pourraient désirer d'avoir une participation directe dans toutes ou certaines parties du projet de GNL. Alternativement, certains des investisseurs en amont peuvent ne pas être intéressés à posséder la partie de liquéfaction du projet de GNL. Le choix d'une structure particulière peut permettre différents niveaux de propriété dans les différentes composantes du projet GNL.
- > **Flexibilité pour l'expansion** : Une structure choisie peut décourager ou permettre une utilisation maximale des installations communes et des futurs trains d'expansion. Par exemple, une structure de projet intégrée est plus difficile à développer si une nouvelle production provient de ressources gazières tierces que ce qui serait le cas pour un projet marchand ou un projet de péage. Si, à un moment donné, l'amont n'a pas assez de gaz, il peut être plus difficile d'intégrer un autre joueur avec un modèle de production de gaz différent ou un IOC différent dans un projet intégré.
- > **Désir de financement à recours limité** : Si le projet GNL va tenter d'attirer le financement de projets de recours limité, une entité corporative à but spécial doit généralement être établie en tant que partenaire financier. Il est plus difficile d'obtenir ce genre de financement de projet avec une structure de coentreprise non incorporée. Par conséquent, un projet de GNL recherchant un financement aura généralement une structure corporative distincte pour le projet de GNL complet ou du moins pour l'aspect financement du projet GNL.
- > **Efficacité opérationnelle** : La structure intégrée offre une efficacité opérationnelle parce qu'un seul opérateur est impliqué dans les activités de construction. L'inefficacité opérationnelle d'avoir deux opérateurs peut être surmontée par la transparence et la coordination entre les opérateurs. Des projets distincts peuvent conduire à des risques de projet sur projet, c'est-à-dire lorsqu'un projet est prêt avant l'autre.
- > **Arrangements de marketing** : Le vendeur du GNL produit peut être différent du producteur, selon la structure du projet de GNL. La question est de savoir s'il y a un marketing individuel par un investisseur de sa part de la production de GNL ou si le GNL est commercialisé par une entité corporative distincte.
- > **Règlements** : Le choix de la structure du projet aura une incidence sur les règlements requis.

- > **Prix de transfert du gaz** : Le prix de transfert du gaz est le prix du gaz vendu par le producteur de gaz en amont à l'usine de GNL dans une structure marchande. Il s'agit souvent d'une question litigieuse, puisque les principaux promoteurs du projet GNL doivent négocier le partage des avantages avec le producteur de gaz en amont. Dans de nombreux cas, chaque segment de la chaîne de valeur du gaz peut tomber sous un régime fiscal différent. Le bénéfice global du promoteur peut alors être maximisé en déterminant de façon sélective où la valeur économique doit être récoltée. Lorsque le gaz est déplacé de l'amont (production) vers le secteur aval (par exemple, le GNL), il peut être difficile de négocier un prix de « longueur de bras ». Par exemple, la phase de production du gaz naturel du projet peut être assujettie à un régime fiscal en amont qui, dans de nombreux pays, comprend un taux d'imposition élevé (impôt sur le profit pétrolier ou équivalent). Le secteur des transports, comme un pipeline ou la conversion du gaz naturel à d'autres produits comme le méthanol, ne relève généralement pas du régime fiscal élevé.

Structures de projets d'importation

Les projets d'importation de GNL suivent généralement les mêmes grandes structures de projet utilisées avec les projets d'exportation de GNL, à savoir l'intégration, le commerce et le péage. Dans ce contexte, il convient de noter que le terminal d'importation de GNL lui-même, qu'il soit terrestre ou flottant, peut être détenu par le projet d'importation de GNL ou loué, souvent par le biais d'un mécanisme de péage.

- > **Structure intégrée** : la structure d'importation intégrée implique que les propriétaires en amont et en liquéfaction étendent leur portée sur le marché du gaz en incluant un terminal de regazéification. Cela permet aux propriétaires en amont qui produisent le gaz de vendre leur GNL regazéifié comme gaz dans un marché lointain. Citons notamment le terminal de réception du GNL du sud du Royaume-Uni, le terminal de réception de l'Adriatique en Italie et un certain nombre de terminaux de réception japonais et coréens.
- > **Structure de péage** : dans la structure de péage, le terminal d'importation fournit des services, y compris le déchargement, le stockage et la regazéification, et facture des honoraires pour ces services. Citons notamment les terminaux d'importation américains et canadiens, et le terminal d'importation de la Belgique à Zeebrugge.
- > **Structure marchande** : ici, le propriétaire du projet d'importation achète du GNL et vend du gaz naturel, gagnant un profit sur la différence entre le prix du GNL et les coûts du terminal d'importation. Cette structure est illustrée par les différents terminaux japonais desservant les services d'utilité publique japonais.

Ces structures sont examinées plus en détail dans le chapitre sur les projets d'importation de GNL.

Rôle du gouvernement

Introduction

Politique du gaz et cadre réglementaire

Législation et régime fiscal

Cadre institutionnel

Participation des intervenants

Participation du gouvernement

Rôles du régulateur

Introduction

En général, le rôle du gouvernement est de définir des politiques qui définissent les objectifs de développement du secteur gazier, établir des institutions qui établissent des priorités, établir des cadres juridiques et fiscaux régissant le développement du gaz et du GNL, et surveiller les entités gouvernementales et les partenaires du secteur privé pour s'assurer que les règles et les priorités sont suivies par toutes les parties au cours du développement et de l'exploitation des projets d'infrastructure. Dans certains pays, les projets sont développés et gérés par des compagnies pétrolières d'État, mais, en général, les projets de GNL, qu'ils soient développés par des investisseurs nationaux ou étrangers, nécessitent l'accès à des connaissances spécialisées. Dans certains cas, les gouvernements participent également directement à l'élaboration de projets stratégiques.

Des règles, des règlements et des procédures devraient être établis, parfois par la mise en œuvre ou la modification de lois ou d'autres accords qui ont l'approbation de la plupart des autorités gouvernementales et de ses diverses circonscriptions/ intervenants. Les règles, règlements et procédures devraient être cohérents et transparents afin que tous les intervenants sachent à quoi s'attendre les uns des autres. Étant donné qu'il est coûteux et difficile de stocker le gaz en quantités stratégiques, des plans devraient également être mis en place pour utiliser le gaz reçu dans le cadre de l'attribution des approvisionnements domestiques afin de promouvoir le développement de l'électricité et d'autres projets industriels.

Politique du gaz et cadre réglementaire

Le développement du gaz exigerait habituellement 1) une politique nationale du gaz 2) un Acte ou une Loi sur le gaz qui fournit la base juridique globale pour l'industrie du gaz 3) un Plan directeur de gaz qui élabore un plan global pour l'utilisation du gaz dans le pays.

La politique nationale du gaz en tant qu'élément clé pour le développement du gaz

L'un des principaux défis du secteur gazier est l'adoption de cadres efficaces qui définissent les objectifs stratégiques du secteur et qui aident à prévenir les pénuries d'accès et d'approvisionnement pour les marchés domestiques et d'exportation. Le gouvernement devrait fournir un environnement propice à la promotion de l'infrastructure de raccordement à la fois pour répondre à la demande domestique et faciliter l'exportation.

Les résultats importants qui doivent être générés par une politique efficace en matière de gaz comprennent :

- > **La possibilité de livraison du gaz** : Le gouvernement doit veiller à ce que les principales infrastructures gazières à travers la chaîne de valeur soient planifiées et construites de concert avec les consommateurs d'électricité et industriels prévus. Cela peut être réalisé par des réglementations non discriminatoires pour permettre aux investisseurs nationaux et étrangers d'investir dans l'infrastructure gazière.
- > **La labordabilité du gaz** : Assurer une tarification équitable du gaz tant sur le marché local que sur les marchés internationaux (exportation de GNL) si nécessaire pour appuyer les priorités du gouvernement. Le gouvernement devrait également évaluer la nécessité d'établir des prix planchers pour faire croître le marché domestique par les fournisseurs encourageant de gaz.

- > **Commercialisation de l'approvisionnement** : Création d'une stratégie qui :
 - Répond aux exigences commerciales de l'approvisionnement en gaz pour les marchés locaux et d'exportation.
 - Permet aux acheteurs disposés de contracter avec des vendeurs disposés.
 - Permet et protège les structures commerciales qui permettent l'alignement le long de la chaîne de valeur.
 - Facilite la sécurisation des prélèvements avec des contrats bilatéraux à long terme qui transmettent des obligations et des responsabilités aux sous-traitants et aux partenaires et/ou à l'utilisation de modèles d'affaires intégrés dans la chaîne de valeur avec les parties solvables.
- > **Disponibilité du gaz** : Équilibrer les ressources en gaz disponibles en conformité avec la demande sur les marchés domestiques, régionaux et internationaux et en conformité avec les stratégies clés du Plan directeur de gaz.
- > **Accès au marché** : Soutenir le droit, mais non l'obligation, d'accéder directement ou d'investir dans toutes les parties du marché.
- > **Règlements** : Doivent être clairement définis et convenus entre toutes les parties en ce qui concerne les questions telles que l'accès des tiers, la propriété des pipelines et les structures tarifaires.

Les critères susmentionnés permettront d'établir les cadres réglementaires et politiques nécessaires à l'approvisionnement en gaz domestique et à l'exportation par l'entremise du Plan directeur de gaz ainsi que de la politique nationale sur le gaz. Un cadre politique et réglementaire efficace devrait commencer par des objectifs clairs tels qu'ils sont saisis dans le Plan directeur de gaz. Le plan doit fournir des orientations pour l'élaboration des cadres juridiques et réglementaires par l'intermédiaire de la politique nationale du gaz, de sorte que le secteur puisse s'aligner sur les objectifs du Plan directeur de gaz. Le plan doit répartir les utilisations du gaz dans divers secteurs du gaz, comme les produits domestiques ou les exportations, de sorte qu'il peut servir de base aux décisions d'investissement.

Caractéristiques d'un cadre politique et réglementaire efficace

- > **Faciliter le développement et l'exploitation efficaces des projets pour toutes les intervenants** : L'élaboration et l'exploitation des projets pour les intervenants sont permises par des politiques et des règlements gouvernementaux bien définis. Le gouvernement devrait s'efforcer de faciliter la participation des intervenants locaux, tels que les communautés, les administrations locales et d'autres entités.

- > **Assurer la transparence, la clarté des rôles/responsabilités et la facilité de faire des affaires** : Les investissements des entreprises et les investissements étrangers directs (IÉD) pour le développement du gaz et du GNL sont étayés par la législation gouvernementale qui soutient la disposition de transparence, la clarté des rôles et les responsabilités claires. La facilité de faire des affaires continuera d'être un facteur pour les décisions d'investissement privé dans les pays avec de très grandes ressources gazières. Il est prévu que le gouvernement devrait fournir un environnement propice à l'investissement de projets gaziers.
- > **Minimiser la complexité** : Un bon cadre stratégique exige une complexité minimale en termes de définition, d'application et d'utilisation. La complexité minimale est atteinte lorsqu'il existe des politiques de gaz clairement définies qui ne contredisent pas ou ne dupliquent pas les dispositions d'autres documents gaziers comme le Plan directeur de gaz.
- > **Fournir une politique monétaire claire et cohérente (taux de change/rapatriement des profits, etc.)** : Le gouvernement doit fournir l'assurance nécessaire que les mouvements de capitaux investis pour des projets gaziers ou de GNL ne sont pas soumis à des restrictions. Le rapatriement des profits doit être autorisé si les pays veulent attirer des IÉD ou des investisseurs pour leur développement des ressources gazières.
- > **Faciliter les projets locaux d'utilisation du gaz** : La promotion des projets critiques d'utilisation du gaz local est acquis au Plan directeur de gaz et est nécessaire pour assurer une accélération rapide du marché du gaz domestique. Il est donc impératif que le gouvernement facilite les programmes et les politiques d'utilisation des gaz locaux.
- > **Faciliter le développement des infrastructures locales, que ce soit par le gouvernement, le partenariat public/privé ou les investisseurs privés** : Les règlements devraient permettre de multiples options pour le développement de l'infrastructure gazière, soit par le gouvernement, le partenariat public/privé (par exemple, la construction-exploitation-transfert) ou les investisseurs privés.
- > **Définir des règlements clairs pour les résultats de développement économique et social pour les communautés locales** : il s'agit d'une considération importante pour la durabilité du projet. Les règlements doivent soigneusement équilibrer le soutien de la population locale avec l'ajout de coûts et de délais excessifs au projet.
- > **Tenir des consultations avec les intervenants** : Un rôle important du gouvernement est d'engager et de consulter les intervenants afin de tenir compte de leurs attentes et de construire un consensus national.

Éléments d'un Plan directeur de gaz

Un Plan directeur de gaz relève de la politique énergétique nationale qui vise, entre autres objectifs, à assurer la sécurité énergétique du pays. Les éléments d'un Plan directeur de gaz peuvent comprendre :

- > Objectif du Plan directeur de gaz
- > Évaluation des ressources en gaz
- > Stratégie d'utilisation du gaz et options compatibles avec la politique énergétique du pays
- > Analyse de l'offre et de la demande domestiques (secteur énergétique et non-énergétique)
- > Identification d'autres projets nationaux « prioritaires »
- > Plan de développement de l'infrastructure/formulation
- > Cadre institutionnel, réglementaire et fiscal
- > Les recommandations de développement concernant les volumes et les revenus provenant des découvertes de gaz et de la production future de gaz
- > Identification des projets Mega ou « Ancre » possibles. Par exemple, un pays ayant une grande découverte de gaz naturel pourrait envisager un projet d'exportation de GNL, ou d'autres installations industrielles similaires telles que le méthanol, la production d'ammoniac, les projets de gaz à liquides (GÀL) et l'éther diméthylque (DME).
- > La formulation d'une feuille de route pour la mise en œuvre des projets
- > Réforme de la réglementation du secteur gazier
- > Enjeux socio-économiques et environnementaux associés au développement
- > Politique de tarification du gaz

Obligation de gaz domestique et aspiration locale

Un outil pour assurer une répartition appropriée des ressources en gaz à usage domestique et à l'exportation peut être l'établissement d'une obligation de gaz domestique. Les obligations raisonnables et équitables d'approvisionnement domestique visant à promouvoir l'utilisation du gaz doivent être soigneusement spécifiés dans le Plan directeur de gaz et alignées sur le Plan national de développement du pays. Cela devrait reposer sur une analyse complète de la demande nationale et régionale de gaz ainsi que d'un plan de développement de l'infrastructure de transmission. L'obligation d'approvisionnement domestique (OAI) est une disposition importante des pays dotés de ressources gazières pour stimuler le développement du marché domestique du gaz. La politique peut permettre l'approvisionnement domestique pour les besoins du gaz comme matière première d'industrie aussi bien que le carburant pour la production d'électricité pour soutenir l'économie. Le pourcentage d'OAI varie d'un pays à l'autre et devrait avoir la souplesse nécessaire pour permettre tout retard imprévu dans le développement de l'infrastructure. Pour que les producteurs de gaz puissent satisfaire les objectifs de l'OAI :

- > Les mécanismes devraient être mis au point pour permettre aux producteurs de gaz de rencontrer ou d'allouer autrement (sans rencontrer) leurs obligations domestiques lorsque l'infrastructure n'est pas disponible dans leur zone d'exploitation.
- > Les obligations devraient être réexaminées sur une base régulière.

Avantages et inconvénients de l'OAI

Avantages

- > Une AOI offre des possibilités de développement du marché domestique du gaz.
- > Un AOI aide à stimuler l'économie grâce à la fourniture d'électricité. La fourniture d'énergie est directement proportionnel à la croissance du PIB.
- > Une AOI aide à répondre à la demande Industrielle gazière domestique.

Inconvénients

- > Selon les mécanismes adoptés, une OAI peut restreindre le développement d'un marché durable de gaz si l'OAI institutionnalise des subventions élevées ou le développement d'infrastructures qui ne seraient pas autrement économiques.
- > Les approvisionnements d'obligation locale viennent souvent au détriment des revenus du marché d'exportation.

Législation et régime fiscal

Le gouvernement hôte doit d'abord définir des objectifs politiques à long terme pour l'exploitation des ressources de gaz naturel. Ceux-ci devraient inclure notamment le soutien des revenus du gouvernement, accroissant l'accès à la production d'électricité, l'établissement des développements industriels, etc. Pour les investisseurs qui envisagent des investissements potentiels dans le secteur du gaz/GNL d'un pays en développement, un élément essentiel de la décision d'investissement est la législation du pays en matière d'hydrocarbures. Cette législation crée l'environnement juridique dans lequel les investisseurs peuvent explorer, développer et produire les ressources en hydrocarbures du pays.

Dans certains pays, la législation est plus générale et plus large et laisse des précisions sur les modalités d'impôts, de taxation et autres qui sont pertinentes dans les accords conclus entre le gouvernement hôte et les investisseurs par le biais d'instruments tels que les contrats de partage de la production ou d'autres accords. Dans d'autres pays, la législation est plus détaillée, auquel cas les accords peuvent être moins exhaustifs et encore couvrir adéquatement le cadre fiscal et réglementaire requis. Dans les cas où la législation du pays est en phase de développement précoce ou ne couvre pas adéquatement le secteur du gaz/GNL, un projet de loi spécifique est souvent mis en place ou la Loi doit être modifiée en plus des accords susmentionnés afin d'assurer la stabilité et l'applicabilité des conditions fiscales et réglementaires convenues entre le gouvernement et les investisseurs (par exemple, PNG, Qatar et Australie). Pour les projets de GNL, cette loi spécifique au projet autorise l'exportation de gaz comme le GNL, et facilite et incite les investissements dans l'usine de GNL et les installations d'exportation connexes. Quelle que soit l'approche (par le biais d'une combinaison de lois et d'accords), l'objectif est de créer un climat d'investissement stable et viable pour étayer les investissements substantiels et continus, généralement échelonnés sur des décennies, dans le secteur des hydrocarbures du pays.

Un certain nombre d'organismes sans but lucratif ont élaboré des lignes directrices qui peuvent être consultées en ligne pour la formulation des politiques et des cadres réglementaires. Certaines de ces organisations fournissent également une assistance technique.

Un exemple qui peut être utile : « Principes pour les politiques d'investissement en hydrocarbures pour les pays en développement », publié par le Centre international d'impôt et d'investissement (trouvé à <http://www.iticnet.org/news-item/itic-releases-principles-for-developing-country-hydrocarbon-investment-policies>), est reproduit ci-dessous.

Une autre bonne ressource est les lignes directrices de Chatham House pour une bonne gouvernance par les producteurs émergents de pétrole et de gaz (qui se trouve à <https://www.chathamhouse.org/publication/guidelines-good-governance-emerging-oil-and-gas-producers-2016>) et d'autres efforts de la Chatham House ont parrainé le Nouveau groupe de discussion de producteurs pétroliers (trouvé à <https://www.chathamhouse.org/about/structure/eer-department/new-petroleum-producers-discussion-group-project>.)

Principes pour les politiques d'investissement en hydrocarbures des pays en développement

L'ensemble de la structure fiscale et réglementaire devrait commencer par un alignement sur l'évaluation et la récupération des ressources d'une manière compatible avec le cadre du pays en matière de développement économique.

- > **Créer la plus grande valeur globale des ressources du pays en générant :**
 - *Valoriser la récupération économique maximale du cycle de vie des ressources, conformément aux pratiques les plus sûres et respectueuses de l'environnement et efficaces de développement et de désaffectation et de restauration.*
 - *La croissance des économies locales dans le cadre de la création de valeur par le développement des infrastructures locales, des industries, des emplois et de la formation.*
 - *Les revenus du pays (y compris tous les intervenants gouvernementales) pour réinvestir.*

- > **Être équitable à la fois pour le gouvernement et les investisseurs :**
 - *S'assurer que le gouvernement, en tant qu'intendant ultime des ressources, reçoit pour le pays une part équitable de l'avantage de ces ressources.*
 - *Prévoir que les investisseurs reçoivent une part reflétant toutes leurs contributions et proportionnées aux risques globaux qu'ils portent.*
- > **Aligner le gouvernement et les compagnies d'investissement à travers la vie du projet :**
 - *Le régime devrait être réactif de façon à ce que le partage équitable de la valeur soit réalisé à travers toutes les étapes d'un cycle de vie d'un projet et à travers les gammes de résultats et les conditions du marché.*
 - *Reconnaître que les projets et les relations sont à long terme et cherchent donc des moyens de promouvoir le partenariat et la confiance mutuelle.*
- > **Promouvoir un environnement d'affaires stable et durable :**
 - *Les pays et les investisseurs devraient pouvoir planifier à l'avance et s'appuyer sur les modalités convenues.*
 - *Les investisseurs doivent être disposés à gérer et à accepter les risques commerciaux (p. ex., l'exploration, la technique, l'exécution des projets, l'exploitation, le marché, les prix et les coûts) et le pays devraient chercher à fournir la plus grande certitude possible sur les droits et les conditions économiques (par exemple, la primauté du droit, les conditions contractuelles, le cadre juridique, l'accès aux terres ou la propriété et les conditions*
 - *Les pays et les investisseurs devraient agir de bonne foi pour résoudre rapidement et efficacement les différends potentiels et adopter des procédures de règlement des différends mutuellement convenues, telles que les pratiques de médiation et/ou d'arbitrage, qui aboutissent à des résultats résolus et satisfaits en temps opportun.*
- > **Être administrativement simple :**
 - *Fournir un cadre clair, pratique, exécutoire et non discriminatoire pour l'administration des lois, des règlements et des ententes.*
 - *Adopter des programmes favorisant la coopération et la confiance entre les administrateurs fiscaux et les contribuables.*
- > **Être compétitif :**
 - *Devrait être compétitif avec d'autres pays, compte tenu de l'attrait et des risques relatifs au développement des ressources.*
 - *Devrait attirer la plus vaste gamme d'investisseurs potentiels afin de s'assurer qu'un pays maximise la concurrence pour ses ressources.*

Des propositions et des politiques spécifiques, y compris la structure et l'administration de la fiscalité, le pourcentage d'autres mesures gouvernementales et les exigences légales, devraient être testées pour déterminer si elles visent à faire avancer les objectifs généraux ci-dessus.

Enfin, il convient de noter que le cadre juridique global du pays hôte, y compris les traités bilatéraux d'investissement, les traités régionaux et les accords multilatéraux et les conventions de libre-échange, font tous partie du cadre dans lequel réside un accord entre un pays hôte, ses circonscriptions élargies et un investisseur. La qualité juridique d'un contrat par rapport aux lois d'un pays est une considération importante. La stabilité des contrats et des revenus est primordiale pour l'établissement d'un investissement viable dans le gaz/GNL, ce qui est généralement le cas pour les investissements à grande échelle et à long terme.

Éléments clés d'un régime fiscal

L'objectif d'un régime fiscal est de fournir un cadre pour un partage équitable des revenus entre les investisseurs et le gouvernement hôte. Les éléments clés d'un régime fiscal régissant l'exploration, le développement et la production des hydrocarbures d'un pays sont couverts soit par des législations, soit par des accords entre le gouvernement hôte et les investisseurs. Ces éléments peuvent inclure ce qui suit, mais ne sont pas limités à :

- > Bonus de signature
- > Bonus de production
- > Royautés
- > Impôt sur le revenu des compagnies
- > Partage de la production
- > Incitation spéciale sur les taxes pétrolières
- > Droits de douane et d'importation

- > Taxe sur la valeur ajoutée
- > Statut pionnier
- > Vacances fiscales

Bien qu'il existe différents types d'accords fiscaux, tels que les contrats de partage de la production et les accords de concession, l'objectif fondamental est le même, qui est de fournir la certitude sur la façon dont les coûts sont recouverts et les profits sont répartis entre le gouvernement hôte et les investisseurs.

Cadre institutionnel

Une gouvernance efficace de l'industrie gazière et un cadre institutionnel sont nécessaires pour assurer une bonne gouvernance et constitueront une étape cruciale pour promouvoir la confiance des investisseurs dans le développement des ressources gazières, que ce soit pour le GNL ou pour le marché domestique. Par voie législative, le gouvernement a besoin de définir des arrangements institutionnels clairs pour gérer le secteur efficacement. Une attention particulière devrait être accordée à la clarification des rôles entre les différentes institutions. Dans certains pays, il faut des arrangements institutionnels novateurs ou des réformes. Une institution potentielle avantageuse est un guichet unique pour les visas, les permis, les licences et les approbations. Une alternative à un guichet unique est la réforme qui rationalise ces processus. Une attention particulière devrait être accordée à la rationalisation du nombre d'institutions chargées de gérer l'apport de capital/le financement, les permis et autorisations, le contenu local, le développement communautaire, la durabilité, les contrats, les régimes fiscaux et la réglementation. Cela exige que le gouvernement clarifie également les rôles sans simplement créer de nouvelles institutions pour compenser l'inefficacité des anciennes structures.

Les exigences en matière de visas, de permis, de licences et d'approbation doivent être transparentes pour tous les investisseurs.

Participation des intervenants

L'alignement des intérêts des intervenants est une clé du succès de tout projet majeur. Les intervenants d'un projet comprennent le pays hôte représenté par le gouvernement, et où elle existe, la compagnie pétrolière nationale. Les investisseurs privés, les entrepreneurs de projet et la communauté locale sont d'autres intervenants clés. Plus le nombre d'intervenants dans le projet est grand, plus l'effort qui devra être consacré à l'alignement des intérêts et des attentes sera important, ce qui pourrait entraîner des complexités, des retards et des dépassements de coûts. Il est donc souhaitable de gérer le nombre de intervenants du projet de base afin de s'assurer que le projet peut être élaboré en temps opportun. L'orientation politique claire du gouvernement est également nécessaire pour que tous les intervenants comprennent les attentes fondamentales qu'ils devraient avoir des partenaires du projet et des autorités gouvernementales locales et nationales.

La communauté locale participe généralement en profitant de la possibilité de fournir des biens et des services et en bénéficiant de la formation et des possibilités d'emploi dans les phases de construction et d'exploitation. Le gouvernement devrait veiller à ce que les accords et les politiques de responsabilité sociale soient mis en œuvre. La participation de la collectivité locale peut également prendre la forme d'une contribution communautaire généralement fournie dans le cadre du processus d'autorisation réglementaire. À certaines occasions, si le gouvernement et la Communauté le désirent, la Communauté peut participer en tant qu'investisseur. En plus de l'entrée initiale, en général, il existe d'autres possibilités offertes pour les contributions communautaires en cours à divers points, comme dans les forums communautaires réguliers.

Le gouvernement joue également un rôle, en collaboration avec la compagnie de projet, dans la gestion des attentes locales en fournissant des informations sur le calendrier et l'état de la mise en œuvre du projet, des étapes de planification jusqu'à la mise en œuvre finale. Le gouvernement joue un rôle important grâce à la démonstration du soutien au projet et à la création d'un consensus national en faveur du projet et de sa mise en œuvre.

Participation du gouvernement

La participation stratégique du gouvernement au projet est cruciale. Le soutien gouvernemental dans de nombreux pays est essentiel pour obtenir l'accès à la terre et aux approbations appropriées. La participation du gouvernement à un projet gazier, en particulier un projet d'exportation de GNL, peut être d'une grande aide dans toutes les phases du projet, en améliorant la crédibilité du projet en montrant visiblement l'appui du gouvernement, et peut-être aussi en améliorant l'alignement le long de la chaîne de valeur.

Beaucoup de gouvernements peuvent exiger la participation du gouvernement aux projets d'exportation de GNL. La participation du gouvernement est généralement par l'intermédiaire de la compagnie pétrolière nationale qui détient une partie de la compagnie de GNL qui a été établie pour le projet. Certains pays peuvent également investir directement dans des projets sans créer une compagnie pétrolière nationale. Parmi les exemples d'investissement des CPN dans les consortiums, mentionnons la participation de Qatar Petroleum Company (QPC) dans Qatargas et Ras Laffan liquéfaction (RAS Gas) Companies de Qatar et Sonangol dans Angola GNL. Dans ces cas, l'entité gouvernementale fournit sa part de l'investissement et participe au financement et aux profits des opérations une fois le projet terminé. Souvent, la part du gouvernement peut être financée par des partenaires, mais cela peut aussi influencer sur la répartition des profits, puisque cette part acquise doit être remboursée aux autres partenaires au fil du temps par le gouvernement. Si le gouvernement n'est pas en mesure de payer sa part, cela peut entraîner des désalignements avec les partenaires du projet plus tard dans le projet. Les gouvernements peuvent également recevoir des revenus des projets par le biais de pourcentages de ventes, d'impôts et/ou de frais tels qu'ils sont décrits dans les accords, sans que cela ne dépende de la position ou du soutien d'une société d'État, comme c'est le cas dans de nombreux pays, comme les États-Unis

Pour les projets domestiques de gaz et d'électricité, l'investissement gouvernemental peut également être nécessaire pour fournir une plate-forme initiale pour la croissance subséquente. Les investissements d'infrastructure comme les pipelines de transport de gaz et les systèmes de distribution de gaz nécessitent généralement des investissements gouvernementaux initiaux, en particulier dans les pays où l'infrastructure est minimale. Généralement, les systèmes de production d'électricité et de distribution électrique sont initiés par des entités gouvernementales. Cependant, certains projets de production d'électricité, tels que les PIÉ, se font avec

les entreprises privées qui peuvent construire et exploiter des systèmes intégrés entiers, à quel point la participation du gouvernement peut être réduite à la réglementation et à la perception des taxes et des frais.

En tant que projets pour lesquels le gouvernement a fourni l'investissement initial approchant le point de devenir économiquement autonome, il est alors l'occasion pour le gouvernement de céder le projet pour la privatisation. Toutefois, les projets subventionnés par le gouvernement exigeront souvent des réformes législatives et de subventions avant qu'ils puissent être privatisés avec succès. Cela est dû à la difficulté d'attirer des parties privées à un actif qui ne peut pas être financièrement autonome à bas prix subventionnés sans l'aide financière du gouvernement. L'infrastructure pourrait également souffrir de sous-investissement - nécessitant de grandes infusions de capitaux de, et des marges de profit plus élevées pour, l'investisseur privé.

Rôles du régulateur

Le gouvernement devrait idéalement habiliter un organisme de réglementation indépendant à encadrer, superviser, surveiller et conseiller le gouvernement sur l'approbation et la mise en œuvre des projets. L'organisme de réglementation devrait jouer un rôle clé dans la surveillance des acteurs de l'industrie afin de veiller à ce que les objectifs gouvernementaux et les règles et règlements établis soient respectés. L'organisme de réglementation peut également contribuer à formuler des incitations au développement du secteur en coordination avec le législateur et d'autres parties du gouvernement et surveiller leur mise en œuvre. Un autre rôle peut également inclure la fourniture de données et d'informations générales pour faciliter la compréhension du secteur et des règlements.

Le régulateur indépendant devrait avoir un rôle de surveillance du secteur dans l'ensemble de la chaîne de valeur. S'il y a des régulateurs distincts pour l'approvisionnement en amont, en aval, au milieu et/ou d'énergie électrique, ils doivent être étroitement coordonnés et les rôles et responsabilités de chacun devraient être clairs. L'organisme de réglementation a souvent un rôle à jouer dans l'établissement des tarifs à travers la chaîne de valeur. Les formules tarifaires doivent être revues fréquemment par le personnel expert avec une consultation publique suffisante pour tenir compte des changements sur le marché et pour permettre l'alignement maximal des intervenants. L'organisme de réglementation peut également jouer un rôle dans l'établissement et le suivi de la perception des taxes et des droits, mais la nature et l'étendue de ces taxes et droits doivent être clairs et uniformes et ne pas être imposés arbitrairement ou au hasard.

Renforcement des capacités

Introduction

Formation

Transparence et dialogues ouverts pour la coopération

Transfert de technologie

Introduction

Les pays ayant de nouvelles découvertes en matière de ressources en gaz naturel, ou ceux qui cherchent à commencer ou à accroître l'utilisation du gaz naturel, n'ont peut-être pas les capacités techniques et commerciales requises pour développer leurs ressources ou pour capturer et préserver les avantages du développement des ressources.

En outre, ces pays peuvent avoir des lois existantes qui régissent le développement, mais peuvent ne pas avoir la capacité institutionnelle ou les travailleurs qualifiés qui seront nécessaires pour développer avec succès une grande ressource de gaz naturel ou former une industrie nationale viable du gaz naturel. Le renforcement des capacités vise à combler cette lacune et à renforcer les capacités et les connaissances des responsables gouvernementaux pour négocier avec confiance et sur un pied d'égalité avec les promoteurs de projet. Le renforcement des capacités aide également les dirigeants du gouvernement à prendre des décisions éclairées concernant les ressources du pays et à les développer afin qu'elles profitent à leurs citoyens et améliorent la situation économique du pays-non seulement pour le court terme, mais pour les générations à venir. Un autre objectif du renforcement des capacités est de créer une réserve de personnel instruit, formé et informé pour alimenter la main-d'œuvre pour les projets futurs.

Formation

Pour que la participation au contenu local soit efficace et durable, il faut qu'il y ait une politique délibérée qui exige de renforcer les capacités à différents niveaux à l'intérieur du pays, comme les représentants des gouvernements nationaux et locaux, et le secteur privé, y compris les petites et moyennes entreprises (PME). La formation des représentants des gouvernements nationaux et locaux devrait viser à mieux comprendre les projets de gaz naturel afin de faciliter la permission des processus réglementaires et environnementaux. La formation du secteur privé devrait inclure des stratégies pour le développement de projets, y compris des négociations contractuelles efficaces ainsi que la gestion globale des projets afin de fournir les métiers, les services professionnels et les biens nécessaires.

Les compétences spécifiques doivent être identifiées le plus tôt possible dans la planification d'un projet afin de permettre l'organisation et la préparation de la formation afin de respecter les échéanciers des projets. L'effort de renforcement des capacités devrait galvaniser le soutien d'autres intervenants comme le gouvernement, le milieu universitaire et les experts en la matière. Il est important que la qualification des prestataires de services prévus et la qualité des produits fournis soient conformes aux exigences du projet avec les protocoles d'évaluation et de surveillance appropriés en place.

La formation pourrait être assurée par une combinaison d'instructions formelles (à la fois localement et à l'étranger) et supervisées en formation en cours d'emploi (FCE). Elle peut être fournie ou facilitée par divers moyens et peut nécessiter un partenariat entre le milieu universitaire, le gouvernement, les experts des gouvernements étrangers et d'autres experts en la matière. La formation devrait être considérée le long de l'ensemble de la chaîne de valeur en mettant l'accent sur la livraison appropriée pour les biens et services nécessaires. Pour les projets d'exportation et d'importation de GNL, la formation doit être envisagée dans l'évaluation initiale de l'économie et de la viabilité du projet, en passant par les phases d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et de mise en marche du projet.

Le personnel qualifié devrait être progressivement absorbé dans les phases appropriées des projets afin de leur donner la possibilité de ponter la théorie et la pratique. Les possibilités de formation en cours d'emploi devraient être conçues pour perturber au minimum le déroulement d'un projet.

Transparence et ouverture

La réalisation réussie de l'infrastructure de gaz domestique et des installations de GNL est un processus complexe qui exige la communication, la transparence et le dialogue permanent parmi les gouvernements hôtes, les gouvernements locaux, les intervenants et l'industrie. Les conflits vont naturellement se produire à divers moments au cours du développement et des opérations en raison des attentes non énoncés ou non-exécutées ou les échecs à rencontrer les échéanciers ou les objectifs prévus. La création des lignes de communication formelles et informelles est importante pour aborder les problèmes à un stade précoce à mesure qu'ils se présentent. Cela renforce la confiance entre les parties, ce qui leur permettra de persévérer à résoudre les problèmes plus difficiles plus tard. Ces dialogues peuvent empêcher des obstacles qui pourraient entraîner des retards coûteux dans le développement et d'autres recours juridiques potentiels.

Il est important de reconnaître que le gouvernement hôte et les développeurs de projets ne sont pas des adversaires, plutôt qu'ils sont des partenaires qui sont également responsables du développement du gaz naturel. Ni l'un ni l'autre ne peut atteindre le résultat final sans l'aide de l'autre. Le renforcement des capacités crée une compréhension commune qui est le fondement de tout partenariat.

Transfert de technologie

Les pays hôtes voudront peut-être mettre en place des politiques qui assurent le partage des compétences, des connaissances, des données, de l'expertise et des technologies dans le secteur pétrolier et gazier entre les compagnies pétrolières expatriées et étrangères, les représentants du gouvernement et la main-d'œuvre locale, connu sous le nom de transfert de technologie. Ces politiques sont utilisées pour s'assurer que les domaines d'expertise qui sont nouveaux pour la main-d'œuvre du pays sont partagés avec la main-d'œuvre locale. Le transfert de technologie est étroitement lié au transfert de connaissances, mais pas entièrement.

Le transfert de technologie est un moyen de combler l'écart dans les connaissances et l'expertise du personnel expatrié des investisseurs de GNL à la main-d'œuvre locale. Souvent, le transfert de technologie peut prendre la forme de la formation en cours d'emploi ou de l'apprentissage par l'exécution.

Dans une industrie spécialisée comme le GNL, la main-d'œuvre du pays hôte n'a souvent pas les connaissances, le savoir-faire ou les compétences techniques nécessaires pour participer dans un projet. Afin d'atteindre le transfert humain de technologie, le pays hôte peut signer un accord de transfert de technologie avec l'investisseur de GNL. L'accord prévoit que le transfert de technologie se fera dans un délai déterminé pour le développement des connaissances et de l'expertise des employés locaux. Un organisme gouvernemental (ou des organismes) peut être chargé d'assurer la conformité mesurable, claire, cohérente et en temps par l'investisseur de GNL aux engagements de l'accord de transfert de technologie. Le transfert de technologie est développé par des efforts conscients et soutenus tant par les investisseurs de GNL que le gouvernement.

Le transfert de technologie peut être mesuré en répondant aux questions suivantes :

- > Dans quelle mesure les capacités technologiques croissantes de la main-d'œuvre du pays hôte sont-elles reflétées en termes d'expertise dans la technologie des usines de GNL/gaz?
- > Dans quelle mesure l'apprentissage technologique et l'expertise technique ont-ils influencé la performance et le savoir-faire de la main-d'œuvre locale?

Raisons du transfert de technologie dans l'industrie du GNL

- > La motivation pour sensibiliser et développer les capacités nécessaires dans la main-d'œuvre locale par le gouvernement hôte.
- > La nécessité de mettre en place une stratégie délibérée pour la planification successorale des expatriés à la main-d'œuvre locale du pays hôte.
- > La nécessité de développer des capacités humaines pour le pays hôte grâce à un projet de GNL.

Développement du GNL

Introduction

Estimation des réserves de ressources

Phases et objectifs du développement du projet de GNL

CII (Conception d'ingénierie initiale)

IAC Appel d'offre et sélection du contrats

Décision finale d'investissement (DFI)

Étape IAC

Technologie GNL

Estimation de l'échéancier

Principaux facteurs de réussite

Introduction

L'un des objectifs stratégiques importants du développement des ressources gazières en Afrique est de promouvoir l'accès domestique aux ressources énergétiques tout en cultivant les secteurs de l'électricité et de l'industrie. Dans de nombreux cas, parce que l'investissement associé au développement des ressources est très important, l'exportation de GNL apparaît comme l'option raisonnable pour obtenir les ressources financières nécessaires étayées par des contrats de prélèvements de GNL à long terme. Typiquement, une partie du gaz sera attribuée au marché domestique, le reste à l'usine de liquéfaction.

Les chapitres suivants décrivent les étapes de développement d'un projet typique d'exportation de GNL, qui couvre l'estimation des réserves de gaz, l'évaluation préalable du projet, la pré-conception d'ingénierie initiale (pré-CII), la conception d'ingénierie initiale, l'offre et la sélection de l'entrepreneur en ingénierie et en construction (EPC), la phase IAC et, enfin, le démarrage des installations.

Estimation des réserves de ressources

Avant d'entreprendre un projet, il est essentiel de formuler une estimation globale de la réserve. Après que la compagnie (ou Consortium) d'exploration et de développement (E&D) obtient le bail, elle réalisera probablement des relevés sismique 3D, qui permettent une compréhension géologique et géophysique du potentiel des ressources de pétrole et de gaz. La compagnie E&D va procéder à un ou plusieurs puits d'exploration. Si les résultats du ou des puits d'exploration, évalués dans les journaux des puits, sont prometteurs, alors les essais de débit peuvent être effectués. Des puits d'évaluation supplémentaires peuvent ensuite être forés pour délimiter l'étendue et la qualité du réservoir avant qu'une découverte puisse être annoncée.

La ressource peut être évaluée à tout moment, en fonction des informations disponibles à ce moment-là. À mesure que de plus amples renseignements sont disponibles grâce à des tests supplémentaires de puits ou de production, la ressource sera évaluée à l'aide de méthodes d'ingénierie. Les ressources peuvent ensuite être classées comme réserves après qu'il y ait plus de certitude qu'elles peuvent être techniquement récupérées. Les probabilités de production des réserves prouvées, probables et possibles sont estimées. Les estimations des réserves continuent d'être affinées tout au long du développement du ou des champs. Une fois l'estimation initiale de la réserve terminée, les taux d'écoulement sur le terrain seront estimés selon les meilleures pratiques d'ingénierie. Ensuite, l'analyse économique est généralement effectuée pour déterminer la récupérabilité économique des réserves.

Au fur et à mesure que le développement du terrain passe progressivement des phases initiales aux phases finales, les réserves sont de plus en plus définies avec plus de certitude ainsi que les exigences en amont en matière d'investissement pour les produire et atteindre la délivrabilité souhaitée pour l'usine de GNL et toutes exigences de gaz domestique. Au moins 20 ans de production plateau à partir de réserves prouvées dévouées est hautement souhaitable pour procéder à un projet de GNL et commencer le marketing du GNL et les efforts de financement.

Avant que les contrats de vente et d'achat ne soient finalisés, les réserves doivent être certifiées par une compagnie indépendante de génie pétrolier pour la certification de la réserve. Les prêteurs auront également besoin de la certification des réserves dédiées au projet avant de fournir le financement.

Phases de développement du projet GNL

La progression d'un projet de GNL, de la création à la décision finale d'investissement (DFI), nécessite trois flux de travail principaux qui s'exécutent en parallèle : commercial, technique et financier. Le flux de travail commercial consiste à sécuriser les accords de projet nécessaires et les accords de prélèvement de GNL. L'équipe financière s'appuiera sur la faisabilité technique et commerciale du projet afin de structurer et de sécuriser les investissements nécessaires en capital pour financer le projet. Le volet technique du travail garantit que les aspects techniques du projet sont suffisamment définis et qu'un entrepreneur est choisi pour entreprendre des travaux d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (IAC). Les détails du volet technique du travail sont décrits dans cette section ; les filières de travail commercial et financier sont traitées séparément dans ce manuel.

Un projet d'exportation de GNL comprend généralement les phases suivantes de développement :

- > Filtrage et évaluation
- > Pré-conception d'ingénierie initiale (pré-CII)
- > Ingénierie et conception initiale (CII)
- > Proposition d'ingénierie, approvisionnement et construction (IAC), évaluation et sélection de l'appel d'offre de l'entrepreneur
- > Phase EPC - exécution des conceptions et des schémas finaux d'ingénierie, approvisionnement des matériaux et de l'équipement, et construction du projet

Au fur et à mesure que le développement du projet progresse du filtrage et de l'évaluation par le biais de l'IAC, le promoteur du projet dépensera des sommes de plus en plus importantes pour achever les travaux livrables dans chaque phase. Chaque phase précédant la IAC (qui se produit après le DFI) agit comme un point de décision où le développeur de projet peut quitter le projet si l'analyse ne suggère pas la progression à la phase suivante.

Dans chaque phase ci-dessous, le promoteur du projet s'emploiera à définir de plus en plus la description et le coût des installations, ainsi que le calendrier d'exécution dans le but d'atteindre une définition élevée des coûts (+/-10-15%) au moment de l'attribution du contrat d'IAC. L'économie de projet, calculée pour chaque phase en fonction des dernières estimations des coûts, du calendrier et des perspectives des prix du GNL, serait un facteur clé pour déterminer si le projet est économiquement viable pour passer à la phase suivante.

- > **Découverte** : La découverte d'un gisement de gaz a donné lieu à une estimation préliminaire de la réserve qui pourrait être suffisante pour soutenir un projet de GNL.
- > **Filtrage et évaluation** : En se fondant sur l'estimation initiale de la taille et de la capacité de livraison des réserves de gaz identifiées, une description initiale est élaborée d'un projet potentiel de GNL, y compris la taille des trains de GNL et leur nombre initial et ultime. Plusieurs sites potentiels d'installations de GNL sont évalués, en fonction de leur aptitude à l'accostage pour l'expédition toute l'année par les transporteurs de GNL (profondeur de l'eau, conditions météorologiques, etc.). Les voies de pipeline possibles vers les sites potentiels d'usines sont évaluées ainsi que le dimensionnement des pipelines. Les estimations initiales des coûts sont calculées en fonction des données de coût de référence. Les débouchés de GNL sont évalués et les prévisions de prix du GNL sont garanties. Une série de scénarios économiques sont élaborés pour aider à optimiser et à évaluer l'attractivité du projet potentiel et si le projet potentiel mérite d'être amorcé, par exemple, si les réserves pouvaient soutenir économiquement et techniquement un plateau de vente de gaz de 15 à 20 ans à un minimum de 3 à 5 TM/A qui est généralement considéré comme la taille économique minimale d'un seul train de GNL. Les économies d'échelle peuvent parfois améliorer les décisions financières avec un train de plus grande taille et des trains multiples si le marché existe. Les exigences de réserve pour un plateau de vente de 20 ans à 5 TM/A est d'environ 8 MMpi3. La durée de ce travail de filtrage peut varier de 6 mois à plus d'un an, selon l'information déjà disponible dans les études de réserve existantes et les évaluations antérieures des forages et des réservoirs. La dotation est augmentée et un coût approximatif de cette phase pourrait être de 500 000 à 1 million de dollars US.
- > **Pré-conception d'ingénierie initiale (pré-CII)** : Conceptions initiale ou préliminaire pour le projet prévu. Il en résulte une meilleure estimation du projet et des coûts associés et peut prendre environ six mois. Les coûts peuvent être typiquement de l'ordre de 2 à 5 millions de dollars US.

- > **Conception de l'ingénierie initiale** : Produit des informations plus détaillées nécessaires à la préparation des documents d'appel d'offres pour la sélection d'un entrepreneur d'IAC. Cette phase peut prendre de 1 à 1,5 années. Cela peut typiquement coûter entre 40 et 80 millions de dollars US.
- > **Appel d'offre d'ingénierie, approvisionnement et construction (IAC), évaluation et sélection de l'entrepreneur** : Cette phase est généralement de 6 à 8 mois de durée. Il est souvent nécessaire de payer plusieurs millions de dollars à chacun des soumissionnaires infructueux pour leur travail.
- > **Phase IAC** : Après une décision finale d'investissement, l'entrepreneur d'IAC produira des conceptions d'ingénierie et dessins finaux, organisera l'approvisionnement des matériaux et de l'équipement, et supervisera la construction de l'usine de GNL et des installations d'exportation. Les coûts devraient être plus précis à cette étape et l'achèvement du projet pourrait coûter 1 500 à 2 500 USD par tonne de capacité ou peut-être plus selon les conditions locales et du marché.

CII (Conception d'ingénierie initiale)

Après le filtrage interne et l'évaluation le pré-CII de l'entrepreneur, qui couvre l'optimisation de divers équipements d'usine et d'options de configuration, le système de base est sélectionné pour la CII afin d'offrir une meilleure définition de la portée aux soumissionnaires contractuels de l'IAC. Le processus de la CII prend environ 12 à 18 mois à compléter et se traduit par un ensemble de la CII.

Deux des sorties clés de la CII sont l'estimation des coûts et la projection de l'échéancier. Le coût estimatif du CII pour une usine de GNL peut varier de 40 à 80 millions de dollars US, selon la taille et la complexité.

Le personnel requis de la compagnie pour la CII est de l'ordre de 20 à 30 personnes à temps plein.

Plus la définition du projet à l'étape de la CII sera bonne, meilleure sera la définition pour le coût et le calendrier du projet. Les estimations des coûts du projet de GNL après l'étape de pré-CII ont généralement une éventualité (incertitude dans l'estimation) de l'ordre de 30 à 40%. Après la CII, le niveau de contingence est ramené à environ 15 à 25%. Le contrat IAC aura généralement une éventualité d'environ 10-15% pour couvrir les changements qui résultent de la collecte de plus d'informations et de faire progressivement plus de travaux de conception.

Appel d'offre d'entrepreneurs IAC et sélection

Le défaut de mettre en œuvre un processus d'appel d'offres approprié risque de causer des problèmes importants concernant l'achèvement du projet. Des garanties d'achèvement sont requises (les accords légaux exigeant des spécifications convenues). L'appel d'offres de contrats d'IAC pour un projet sur champ vierge est presque toujours faite sur une base concurrentielle. Le nombre d'entrepreneurs expérimentés qui sont qualifiés pour réaliser un projet de GNL est limité à environ 6 à 7 sociétés. Le nombre de soumissionnaires qualifiés est souvent réduit d'avantage par la pratique consistant à former des consortiums pour soumissionner sur les travaux de la IAC, ce qui peut réduire le nombre de compagnies ou de groupes d'appel d'offres distincts à seulement 3 ou 4. Habituellement, une compagnie agit en tant que chef de file pour le consortium. L'appel d'offre concurrentiel est très important pour obtenir une proposition à prix compétitif.

Une méthode employée pour augmenter l'intensité concurrentielle est d'utiliser une approche concurrentielle de la CII, donc deux consortiums d'appel d'offres bien qualifiés sont choisis pour effectuer des CII séparés, avec un engagement de chacun de soumettre des soumissions forfaitaires comme le prix de l'admission à une liste de candidats de soumission à concurrence limitée. L'expérience antérieure avec cette stratégie d'appel d'offres qu'elle peut éventuellement économiser 10 à 20% sur le prix de l'appel d'offre de l'IAC.

Une approche additionnelle employée occasionnellement qui peut être employée par des compagnies sans expérience importante de GNL pour réduire les exigences pour l'expertise interne de la compagnie est la soi-disant approche de CII/IAC. Selon cette approche, un entrepreneur d'IAC choisi fournit un prix à la fin de la CII avec une option pour la compagnie de continuer à avancer dans le cadre d'une approche tarifaire donnée en utilisant la divulgation ouverte des ajustements en fonction des coûts réels de soumission d'équipement. Cette méthode n'a pas été utilisée communément.

La discussion qui suit s'appuie sur des processus de sélection fondés sur des soumissions concurrentes de plusieurs soumissionnaires ou de consortiums d'appel d'offres (c.-à-d. deux ou plus), que ce soit dans le cadre d'un CII, ou dans un processus où plusieurs entrepreneurs de l'ICA disposent d'un seul CII pour leur enchère.

La trousse de CII est fournie aux entrepreneurs-soumissionnaires de l'AC comme base de leur soumission. Dans le cadre de leur soumission, ils sont priés de fournir un certificat d'endossement de la conception (ou l'équivalent) indiquant qu'ils sont en accord avec le CII et qu'ils endossent le CII de la conception. Ceci est essentiel pour éviter les réclamations légales qui pourraient résulter d'un paquet de CII de GNL défectueux, qui peut être très coûteux. Si un soumissionnaire ne peut approuver le CII, il doit proposer les modifications nécessaires pour atteindre la capacité de GNL spécifiée, obtenir l'accord de la compagnie de GNL, puis fonder une offre et des garanties sur un emballage de CII révisé approuvé. De plus, inclus dans les instructions de soumission d'une compagnie, une possibilité est offerte à chaque soumissionnaire d'AC en GNL à fournir dans la soumission, une capacité de GNL supérieure jusqu'à une limite spécifiée (p. ex. 5%).

Les soumissionnaires reçoivent habituellement une période d'environ 4 à 6 mois pour préparer et soumettre leurs soumissions après réception du paquet de CII de la compagnie. Les soumissionnaires d'AC soumettent leurs offres en 2 paquets.

La première soumission de l'AC est la proposition sans prix ou la proposition technique, qui décrit en détail tous les aspects techniques et d'exécution des projets importants de l'offre, y compris les principales spécifications d'équipement et les feuilles de performance (par exemple, pour les turbines à gaz réfrigérant, les compresseurs réfrigérants, les échangeurs de chaleur cryogéniques principaux ou les boîtes froides, les appareils de chauffage, les unités de récupération de la chaleur résiduelle, les réservoirs de stockage de GNL, la jetée de GNL et le poste de mouillage, y compris les installations de récupération de vapeur de GNL au mouillage). L'offre de proposition sans prix comprend également un plan détaillé d'exécution du projet, y compris un calendrier détaillé de l'AC. Le plan d'exécution abordera (1) les travaux précoces du site ; (2) le plan pour les installations temporaires (camp de construction, routes, installation de déchargement des matériaux de construction (IDM) et préparation du site) ; (3) le plan de mobilisation du personnel de construction sur les chantiers et l'arrivée des usines de fabrication de béton en vrac, ainsi que le calendrier de livraison de l'équipement majeur au site et leur installation. L'évaluation de la compagnie de la proposition sans prix exige environ 2 mois. Dans le cadre de la proposition sans prix, chaque soumissionnaire est tenu de fournir une garantie d'échéancier et des garanties d'achèvement pour la capacité de GNL et la consommation de carburant.

Une évaluation adéquate des capacités de l'entrepreneur est très importante pour assurer la réussite d'un projet de GNL. La capacité de l'entrepreneur est généralement évaluée en évaluant les capacités d'ingénierie, de CII et de construction de la proposition de chaque entrepreneur, y compris le personnel clé de son équipe de projet, ainsi que l'évaluation des entrepreneurs dans trois domaines clés - qualité, contrôle de projet, et gestion de projet. L'évaluation du dossier de sécurité et du rendement de l'entrepreneur sur d'autres projets de GNL est également essentielle.

Des ajustements sont faits pour les non-conformités ou les différences dans la garantie de performance de l'usine (capacité de GNL, consommation de carburant, temps d'arrêt évalué) et sont évalués comme des ajustements de la proposition. Chaque soumission est jugée acceptable ou non, et les résultats des évaluations sont examinés avec la direction pour l'approbation des ajustements de prix de non-conformité et de l'approbation finale des listes de la soumission. Les soumissionnaires d'IAC approuvés sont alors priés de soumettre les propositions évaluées. Ces soumissions comprennent un prix forfaitaire et une garantie du calendrier d'achèvement de l'IAC. Les garanties de rendement des usines et la garantie d'achèvement du programme sont chacune soutenues par un barème de dommages-intérêts liquidés (pénalités progressives) en cas de non-exécution.

Les propositions avec prix sont évaluées et les ajustements de prix des évaluations de proposition sans prix sont appliqués. L'évaluation globale est ensuite évaluée et une recommandation préparée pour l'adjudication du contrat d'IAC. Ce processus peut nécessiter de revenir aux entrepreneurs de l'IAC pour certaines clarifications finales, mais en général, cette évaluation des prix peut être accomplie dans un délai de 1 à 2 mois.

L'adjudication de l'IAC à l'adjudicataire n'est pas faite tant que les autres conditions nécessaires à la décision finale d'investissement (DFI) n'ont pas été prises et que la décision DFI a été prise. Ces autres conditions incluent : (1) les approbations du gouvernement, y compris l'adoption de toute Loi habilitante, (2) l'exécution des accords de vente et d'achat (ou alternativement, chefs d'ententes contraignants), (3) les ententes de financement. L'absence d'un quelconque de ces autres accords nécessaires peut contenir la décision finale d'investissement et l'adjudication subséquente de l'IAC .

Décision finale d'investissement (DFI)

La décision finale d'investissement (DFI) est la décision de prendre un engagement définitif au projet, y compris l'engagement financier d'attribuer le contrat d'IAC et la satisfaction des conditions précédentes dans l'AVA de GNL. Cette décision des partenaires du projet exige (1) l'achèvement préalable de toutes les ententes gouvernementales nécessaires, y compris les modalités fiscales complètes et le passage en droit de toutes les lois habilitantes requises et l'attribution et l'accès aux terres ; (2) les engagements de financement fournis au projet par les prêteurs, y compris les Organismes de crédit à l'exportation, les banques multilatérales de développement, les banques commerciales et les autres prêteurs.

Étape IAC

L'entrepreneur de l'IAC est tenu de fournir un plan d'exécution de projet (PEP) qui doit inclure les spécifications techniques détaillées, le plan d'acquisition ; le plan de construction ; le plan de santé, de sécurité et d'environnement (SSE) ; ainsi que l'assurance de la qualité, la gestion de projet, et les aspects de contrôle de projet.

Ingénierie

L'entrepreneur de l'IAC utilise le travail de la CII comme point de départ pour effectuer des travaux d'ingénierie et de conception détaillés nécessaires à la construction, en utilisant les spécifications appropriées de conception, les spécifications matérielles et les spécifications de construction. En outre, l'ingénierie détaillée exige l'application d'un processus de sécurité incluse dans la conception, un processus d'examen de la sécurité (HAZID), et un plan d'opérations dangereuses (HAZOP).

Les entrepreneurs de l'IAC ont généralement des bases de données assez complètes détaillant les coûts et les délais de livraison des principaux équipements qu'ils ont compilés avant de soumettre leurs soumissions. Pendant les périodes d'activité industrielle élevée, il peut y avoir des pénuries, même de l'équipement commun, comme les vannes normales (expérience de Gorgon d'Australie) et les pics de prix pour des matériaux tels que le cuivre ou les matériaux d'alliage cryogéniques spécialisés, tels que l'alliage nickel-chrome utilisé dans les réservoirs de stockage de GNL

Il faudrait envisager de commander des matériaux et du matériel à l'avance, lorsque cela est justifié, de maintenir ou d'améliorer les échéanciers. Certains équipements majeurs, comme les turbines frigorifiques, peuvent généralement être commandés à l'avance avec une liste de frais d'annulation et d'autres frais. Les frais d'annulation sont généralement faibles au cours des 6 à 9 premiers mois du projet puisqu'ils ne représentent que des coûts d'ingénierie et ne causent donc qu'une exposition financière limitée au fournisseur.

Les travaux d'ingénierie et d'approvisionnement devraient être effectués dans le même bureau pour assurer une coordination complète.

Construction

Cette partie de la phase IAC prend généralement de 4 à 6 ans. Il est effectué sur le site de l'usine, à l'exception des usines qui sont modulaires ou flottantes (c.-à-d., ont leur équipement principal placé à l'intérieur des modules qui sont fabriqués dans des chantiers de fabrication hors site comme ceux en Corée ou en Chine).

Au cours des 16 premiers mois, l'entrepreneur de l'IAC se concentre sur l'ingénierie et l'approvisionnement dans le Bureau de l'entrepreneur. Pendant ce temps, la mobilisation initiale sur le site de l'usine se concentre sur le nettoyage du site et la construction routière.

Après 16 à 20 mois, la majorité des activités du projet se déplacent du Bureau chef vers le site. Environ 5 000 à 8 000 travailleurs peuvent être requis. Les activités initiales comprennent :

- > Construction des grands camps de construction.
- > L'arrivée des usines de béton en vrac sur place.
- > Construction des fondations.
- > Construction de supports de tuyauterie (supports).

Avec la disponibilité des camps de construction, la mobilisation d'un grand nombre de travailleurs peut se produire. La livraison de l'équipement sur place se fait entre le 30e et le 45e mois. Puis l'installation de l'équipement et la tuyauterie fonctionnelle sur des supports de tuyaux peuvent commencer.

La mise en service de l'équipement de l'usine peut commencer entre le 12e et le 18e mois avant le démarrage. Le premier équipement majeur à être mise en service et démarré est le système de production d'électricité.

Une fois que l'usine est mécaniquement terminée, et après la mise en service de l'équipement, l'usine est prête pour l'introduction de l'alimentation de gaz naturel. Le démarrage peut aller de deux à six mois ou plus s'il y a des problèmes. Typiquement, il faut environ six mois pour que l'usine rampe jusqu'à sa pleine capacité.

Après que l'usine fonctionne à pleine capacité et les opérations sont stables, les essais de rendement et d'acceptation de l'usine sont menés par la compagnie conjointement avec l'entrepreneur. La capacité de GNL de l'usine est mesurée par un essai de performance de l'usine effectué dans un délai déterminé après le démarrage (généralement de l'ordre de 6 mois).

Toutes les lacunes constatées qui sont couvertes par la garantie fournie par l'entrepreneur, doivent être corrigées par l'entrepreneur avant que la compagnie accepte l'usine et que le paiement complet et final est libéré.

Technologie GNL

Pratiquement toutes les installations de liquéfaction à grande échelle d'exploitation utilisent la technologie de processus de liquéfaction développée par les entreprises américaines. La production de GNL à partir du gaz naturel repose sur trois processus principaux: le traitement du gaz, la déshydratation et la liquéfaction. Le traitement des résultats dans l'enlèvement des impuretés du gaz brut et ceux-ci comprennent des matières particulaires entraînées, du mercure et des gaz acides comme le H₂S et le CO₂. Le processus de réfrigération ou de liquéfaction est la conversion du gaz traité et déshydraté en liquide par réfrigération du gaz à une température d'environ -162 °C (-240 °F). Il existe deux principaux processus commercialement disponibles pour la liquéfaction, le processus de cascade et le processus de Air Products (APCI) C3MR qui emploie une combinaison de propane (C₃) et de réfrigération des composants mixtes (RM). La plupart des trains de GNL en opération emploient la technologie APCI plutôt que le processus Cascade (environ 80/20), en raison du nombre de trains construits pré-1995 employant seulement le processus APCI. Depuis lors, le rapport entre les trains APCI et les trains de processus Cascade a changé à environ 65:35, en fonction de la capacité. Il n'y a pas de grand avantage à l'une ou l'autre technologie majeure.

Le processus de liquéfaction le plus couramment utilisé actuellement pour les installations de GNL terrestres est le APCI-C3MR. Le flux d'approvisionnement de gaz naturel est essentiellement pré-refroidi avec un réfrigérant au propane et la liquéfaction est complétée par un réfrigérant mélangé qui est un mélange d'azote (N₂), d'éthane (C₂), de méthane (C₁) et de propane (C₃). La technologie C3MR est bien connue et a un rendement élevé, une facilité d'utilisation et de fiabilité, avec l'utilisation des flux de réfrigérant facilement disponibles. Cependant, l'utilisation du propane comme réfrigérant clé nécessite une certaine atténuation des risques. Le propane est très explosif, est plus lourd que l'air, et s'accumule dans les zones basses - présentant un risque d'explosion s'il y a une fuite. Les propriétés dangereuses du propane mènent une partie de la conception des plantes en exigeant que les réservoirs de réfrigération soient situés à une certaine distance des principaux processus.

Le procédé Cascade emploie typiquement trois réfrigérants purs, comme le méthane, l'éthylène et le propane. Le flux d'approvisionnement est d'abord refroidi à environ -35 °C dans le cycle de propane, puis il est refroidi à environ -90 °C dans le cycle de l'éthylène, puis enfin il est liquéfié à -155 °C dans le cycle du méthane.

La technologie du GNL a généralement suivi une trajectoire évolutive plutôt qu'une évolution radicale et rapide. Au cours des 30 dernières années, la taille des usines de GNL est passée de 2 MTPA à autant que 7,8 MTPA (taille des grands trains du Qatar), avec des économies

d'échelle de surveillance, bien que des équipements et des matériaux spécialisés et de grandes réserves de gaz nécessaires pour la taille de 7,8 MTPA rendent les installations de cette taille difficile à reproduire. La taille standard actuelle est d'environ 5 MTPA. L'augmentation de la taille a résulté de la disponibilité des turbines à gaz de grande taille pour le service de réfrigération.

L'approche évolutive a bien servi l'industrie. La technologie GNL bien établie a donné aux soumissionnaires d'IAC en GNL la confiance pour soumissionner sur une base forfaitaire clé en main, augmentant la certitude d'exécution des compagnies développant des projets d'usine de GNL.

La technologie innovante continue d'apparaître sur cette voie évolutive ; l'utilisation récente de turbines aériennes-dérivées dans les usines de GNL en est un exemple. L'utilisation de turbines aériennes-dérivées réduit la consommation de carburant de l'usine d'environ 10% et améliore le temps de mise en place d'environ 2% en évitant les cycles d'entretien plus longs associés aux turbines industrielles à ossature. La première utilisation de turbines aériennes-dérivées a été dans l'usine de GNL de Conoco à Darwin, en Australie. La deuxième utilisation a été dans l'usine d'ExxonMobil GNL en Papouasie-Nouvelle-Guinée, qui a débuté en 2015.

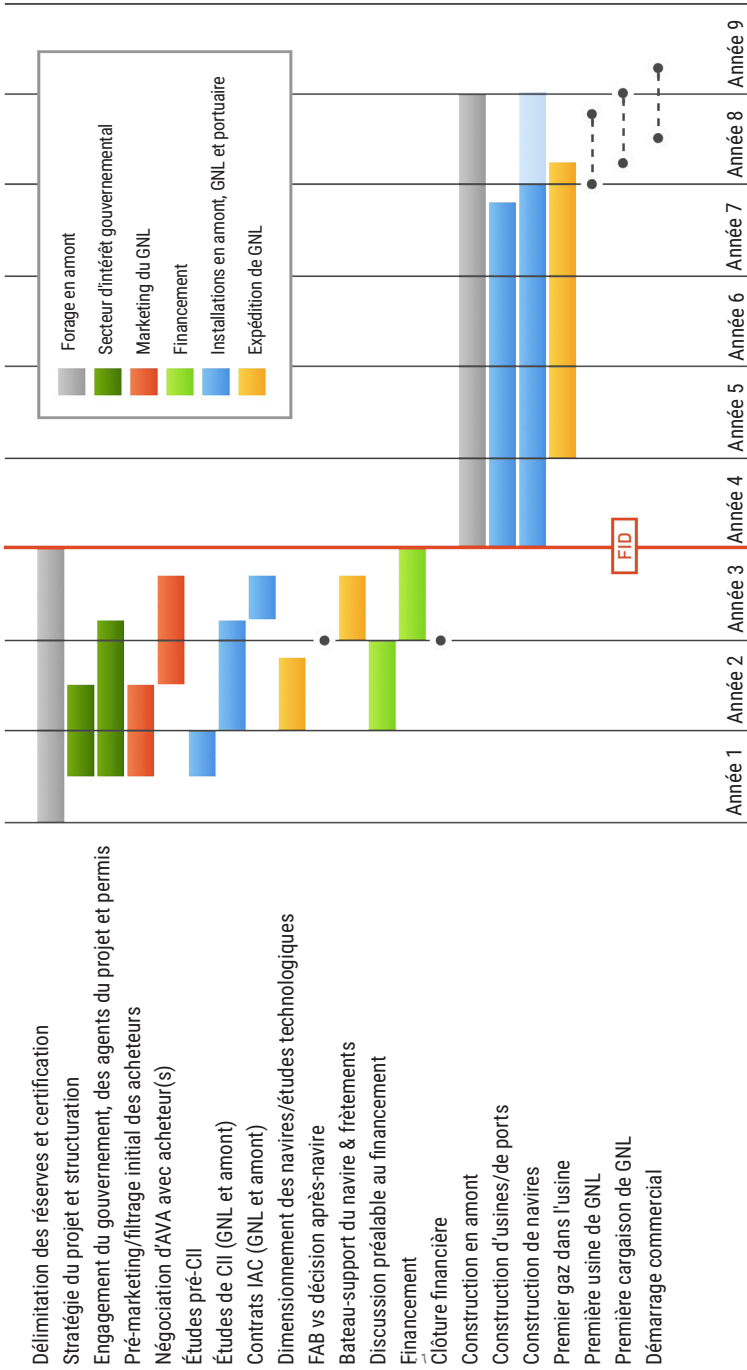
Le gestionnaire de projet d'une compagnie chargée d'exécuter un projet d'usine de GNL respectant le budget et le calendrier préfère généralement qu'il n'y ait qu'une utilisation limitée des nouvelles technologies et que ces nouvelles technologies ont d'abord été utilisées dans d'autres sites ; c.-à-d., seulement limité ou aucune utilisation de la « technologie numéro de série 1 ».

Des usines de GNL modulaires ont été utilisées dans des endroits sélectifs ces dernières années dans des endroits tels que Gorgon GNL et Pluto GNL avec des résultats mitigés. Ils nécessitent une ingénierie plus ancienne et plus complète pendant la phase IAC pour l'utilisation de la cour de fabrication dans le module de fabrication. Tout retard dans le travail d'ingénierie et d'approvisionnement peut être très perturbateur au travail de fabrication de module, ainsi un certain risque d'exécution supplémentaire est introduit. Les grands modules peuvent également être difficiles à décharger et à transporter.

Estimation de l'échéancier

Avec les ressources gazières déjà définies, l'heure prévue pour l'exécution d'un projet d'exportation de GNL pourrait se situer entre 6 et 10 ans, en supposant aucune interruption. Comme prévu, de nombreux développements imprévus peuvent survenir au cours de l'exécution du projet, ce qui peut influencer l'échéancier. Les éventualités sont normalement prises en compte dans la fourchette horaire indiquée. La discipline de l'horaire devrait être maintenue tout au long du projet. Les options de récupération des échéanciers doivent être identifiées pour atténuer les retards. La gestion du changement doit également être employée pour minimiser les changements puisque tout changement aura un impact sur la planification et presque toujours ajouter au coût. Il est important d'optimiser les échéanciers d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction afin de minimiser le nombre d'éléments de chemin critique pour le projet. Les retards dans la planification globale du projet entraînent des dommages-intérêts liquidés pour l'entrepreneur (donnant l'incitatif à l'entrepreneur pour terminer le projet à temps). Il est nécessaire que l'entrepreneur de l'IAC élabore un programme de planification de projet de niveau 4 (Primavera) comme guide tout au long du projet.

Le tableau suivant illustre un exemple de planification de projet :



Source : Conseillers énergétiques de Galway

Principaux facteurs de réussite

Parmi les facteurs importants qui contribuent au succès du projet GNL, mentionnons :

- > Le soutien gouvernemental, la délivrance en temps opportun de permis et d'autorisations, l'accès en temps opportun au site de construction de l'usine.
- > Un ensemble complet de données géotechniques à partir d'un nombre suffisant de trous de forage sur le site de l'usine pour déterminer les conditions du sol et permettre la planification des fondations ou l'assainissement du sol si nécessaire. L'information sismique pour évaluer les problèmes potentiels de séisme est également nécessaire.
- > Un entrepreneur d'IAC en GNL bien qualifié et expérimenté. Le personnel clé de l'IAC affecté au projet doit être capable et expérimenté dans le domaine de GNL.
- > Le contrat d'IAC devrait être la somme forfaitaire clé en main pour augmenter la certitude du projet :
 - S'assure que l'entrepreneur a « d'importants intérêts propres en jeu » et est aligné avec la compagnie en étant fortement motivé pour maintenir les coûts sous contrôle et le projet suivant l'échéancier.
 - Doit être clé en main pour fournir à l'entrepreneur la latitude dont il a besoin pour assumer l'obligation d'un contrat à somme forfaitaire.
- > La relation entre la compagnie et l'entrepreneur d'IAC doit être collaborative.
- > L'entrepreneur d'IAC doit évaluer et approuver formellement la CII de la conception de la compagnie (Certificat d'endossement de conception). S'il trouve un problème avec le CII, il doit proposer et convenir avec la compagnie sur un remède proposé à la CII, puis fournir l'endossement formel. Ceci est important afin d'éviter les futures commandes de changement coûteuses en raison de modifications de conception ultérieures.
- > Minimiser les commandes de changement dans l'IAC, peu importe comment leur niveau d'attraction.
- > Maintenir l'accent sur la sécurité dans tous les aspects du projet de GNL. Maintenir un programme de sécurité solide, proactif et impliqué en collaboration avec l'entrepreneur.

- > Dans le contrat IAC - obtenir des garanties fortes sur :
 - capacité de production des usines de GNL.
 - consommation de carburant.
 - qualité du produit GNL qui rencontre toutes les spécifications.
 - échéancier d'achèvement des installations.
 - tous les autres produits ou spécifications des réunions d'émissions.
 - Achèvement
- > Assurer que les partenaires de GNL sont pleinement alignés tout au long de la phase de développement du projet.
- > Prendre des mesures, le cas échéant, pour augmenter la certitude d'exécution du projet.
- > Embrasser la nouvelle technologie, mais sur une base mesurée. Éviter les applications non éprouvées « numéro de série 1 » qui entraînent presque toujours des retards et des coûts accrus.
- > Mettre en œuvre un programme de formation efficace pour faciliter l'utilisation du travail local dans la construction et l'exploitation de l'usine de GNL.
- > La Persistance et la patience sont critiques - les usines de GNL sont intimidantes et complexes et prennent un certain temps à mettre en œuvre.
- > Maintenez la simplicité du projet.
- > Reconnaître d'autres possibilités d'investissement associées qui peuvent être disponibles avec le projet GNL, tels que l'extraction de liquides de gaz naturel, la récupération d'hélium si elle existe dans la source de gaz (le processus de GNL augmente la concentration de l'hélium 10-fois, et peut rendre sa récupération économique, comme ce fut le cas au Qatar), le potentiel de livraisons de gaz domestiques pour la production d'électricité, et ainsi de suite.

Environnement, impact social et sécurité

Introduction

Environnement

Sûreté et sécurité

Impact social et économique

Introduction

Les projets de développement du gaz naturel et du GNL peuvent avoir un impact environnemental et social important dans les communautés où ils se trouvent, à la fois positifs et négatifs. Ces impacts peuvent être gérés par des lois, des règlements et une conformité appropriés, équilibrés par la responsabilité sociale des compagnies, qui devient partie intégrante du Pacte social appelé « Licence sociale d'exploitation ». Ces dernières années, les développeurs de projets de GNL, en partenariat avec les gouvernements centraux et locaux, ont inclus un plus large éventail d'intervenants à un stade antérieur de la planification et, par conséquent, ce pacte social est devenu un facteur de succès critique de tout projet majeur de GNL.

Impacts environnementaux des installations de GNL

La construction d'installations de GNL, qu'il s'agisse de terminaux de liquéfaction ou de regazéification/importation, donne lieu à de nombreux impacts environnementaux potentiels. Les impacts potentiels et les réglementations nécessaires sont variables selon le projet et le pays. Ces lignes directrices générales devraient être adaptées aux dangers et aux risques établis pour chaque projet sur la base des résultats d'une évaluation des incidences sur l'environnement dans laquelle les variables spécifiques au site sont prises en compte. En général, les types d'impacts suivants devraient être considérés :

Menaces pour les milieux aquatiques et riverains : La construction et la maintenance du dragage, de l'élimination des sols dragués, la construction de quais, de quai, de brise-lames et d'autres structures et l'érosion peuvent avoir des répercussions à court et à long terme sur les habitats aquatiques et riverains. De plus, l'écoulement des eaux de ballast et des sédiments des navires pendant les opérations de chargement des terminaux de GNL peut entraîner l'introduction d'espèces aquatiques envahissantes.

Impacts environnementaux marins : La zone côtière/littorale est composée de plusieurs habitats côtiers marins, tels que les rivages sablonneux et rocheux, les mangroves, estuaires et deltas et les prairies d'herbier de mer. Une énorme diversité de faune et de flore associées se rassemble dans ces habitats, fournissant des biens et des services importants à la population humaine locale. Voici quelques-unes des incidences environnementales possibles sur les habitats marins des exploitations :

- > Colonisation des structures sous-marines - les structures sous-marines peuvent être reconnues comme des moteurs pour l'agrégation de la vie océanique et elles fourniront des surfaces pour la colonisation en encroûtant la faune et la flore. Selon la source des colonisateurs, l'impact pourrait être positif (l'augmentation de la biodiversité compatible avec la zone géographique) ou négative (les espèces exotiques envahissantes menacent les espèces locales).

- > Impact sur la faune sous-marine et benthique (habitat du fond océanique) lors de l'installation
- > Impact sur l'habitat marin en raison de la décharge de l'eau de refroidissement
- > Impact sur la biodiversité provenant de l'eau de ballast
- > Impact sur la qualité de l'eau et la faune marine des effluents liquides
- > Perturbation de l'environnement marin, de la flore et de la faune par l'exploitation extracôtière

Gestion des matières dangereuses : Le stockage, le transfert et le transport du GNL peuvent entraîner des fuites ou des rejets accidentels des réservoirs, des tuyaux, des boyaux et des pompes sur les installations terrestres et sur les navires de transport de GNL. Le stockage et le transfert de GNL posent également un risque d'incendie et, si sous pression, une explosion due aux caractéristiques inflammables de l'ébullition de son gaz .

Parmi les mesures recommandées pour gérer ces types de risques, mentionnons :

- > Les réservoirs et composants de stockage de GNL (p. ex. - tuyaux, valves et pompes) devraient satisfaire aux normes internationales relatives à l'intégrité des structures et aux performances opérationnelles afin d'éviter les défaillances catastrophiques et de prévenir les incendies et les explosions pendant les opérations normales et pendant l'exposition aux dangers naturels. Les normes internationales applicables peuvent comporter des dispositions relatives à la protection contre les surcharges et les surpressions (soupapes de surpression, fusées éclairantes, etc.), le confinement secondaire, le mesurage et le contrôle du débit, la protection contre l'incendie (y compris les dispositifs d'arrêt des flammes) et la mise à la terre (pour prévenir une charge électrostatique).
- > Les réservoirs et composants de stockage (p. ex. les toitures et les joints) doivent être inspectés périodiquement pour la corrosion et l'intégrité structurale et être soumis à la maintenance et au remplacement réguliers de l'équipement (p. ex. tuyaux, joints, connecteurs et soupapes). Un système de protection cathodique doit être installé pour prévenir ou minimiser la corrosion, si nécessaire.
- > Les activités de chargement/déchargement (p. ex. transfert de cargaison entre les transporteurs de GNL et les terminaux) devraient être effectuées par du personnel dûment formé selon des procédures formelles préétablies pour prévenir les rejets accidentels et les risques d'incendie et d'explosion. Les procédures doivent inclure tous les aspects de l'opération de livraison ou de chargement de l'arrivée au départ, la connexion sécurisée des systèmes de mise à la terre, la vérification du branchement et du débranchement adéquats du tuyau, l'adhérence à l'interdiction de fumer et aucune politique de lumière nue pour le personnel et les visiteurs.

Émissions atmosphériques : Les émissions atmosphériques des installations de GNL comprennent des sources de combustion pour la production d'électricité et de chaleur, en plus de l'utilisation de compresseurs, de pompes et de moteurs alternatifs. Les émissions résultant de l'évasement et de l'évacuation peuvent résulter d'activités aux terminaux de liquéfaction et de regazéification du GNL. Les gaz principaux provenant de ces sources comprennent les oxydes d'azote (NOx), le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde de carbone (CO2) et, dans le cas des gaz aigres, le dioxyde de soufre (SO2).

Gestion des déchets : Les déchets doivent être séparés en déchets non dangereux et dangereux et un plan de gestion des déchets doit être mis au point, qui contient un mécanisme de suivi des déchets de l'emplacement d'origine jusqu'à l'emplacement final de la réception des déchets.

Bruit : Les principales sources d'émission de bruit dans les installations de GNL sont les pompes, compresseurs, génératrices et moteurs, aspiration/décharge du compresseur, tuyauteries de recyclage, séchoirs à air, appareils de chauffage, refroidisseurs d'air aux installations de liquéfaction, vaporisateurs utilisés lors de la regazéification et opérations générales de chargement/déchargement des transporteurs/navires de GNL.

Transport de GNL : Les questions environnementales communes relatives aux navires et à l'expédition sont pertinentes pour les installations d'importation et d'exportation de GNL. Par exemple, les émissions des remorqueurs et des navires de GNL, en particulier lorsque la jetée est à proximité de la côte, peuvent également représenter une source importante affectant la qualité de l'air.

Énoncés d'impact environnemental

Les promoteurs de projet doivent respecter toutes les lois et réglementations environnementales du pays hôte. Cela exigera souvent la préparation d'un énoncé détaillé des incidences environnementales (ÉIE).

Les principaux objectifs de la préparation d'un ÉIE sont :

- > Identifier et évaluer les impacts potentiels sur l'environnement humain qui résulteraient de la mise en œuvre de l'action proposée.

- > Identifier et évaluer des alternatives raisonnables à l'action proposée qui permettrait d'éviter ou de minimiser les effets néfastes sur l'environnement humain.
- > Faciliter la participation du public à l'identification des impacts environnementaux importants.
- > Identifier et recommander des mesures d'atténuation spécifiques pour éviter ou minimiser les impacts environnementaux.

Les sujets abordés dans une ÉIE comprennent : la géologie, les sols, l'utilisation de l'eau et la qualité, les terres humides, la végétation, la faune ; les pêcheries et l'habitat du poisson essentiel (APE), les espèces menacées, en voie de disparition et à statut spécial, l'utilisation du sol, la récréation et les ressources visuelles ; la socioéconomique, le transport, les ressources culturelles, la qualité de l'air, le bruit, la fiabilité et la sécurité, les impacts cumulatifs et les alternatives.

L'ÉIE décrit l'environnement affecté tel qu'il existe actuellement et les conséquences potentielles du projet sur l'environnement et compare les impacts potentiels du projet à ceux des alternatives. L'ÉIE présente également les conclusions et les mesures d'atténuation recommandées de l'organisme de réglementation chargé de préparer l'ÉIE et de procéder à l'examen environnemental et réglementaire du projet.

Autres considérations environnementales

Le gaz naturel et le GNL sont considérés comme faisant partie d'une approche équilibrée pour répondre aux préoccupations environnementales qui soutiennent l'innovation, abaisse les émissions de gaz à effet de serre, accroît nos économies et renforce la sécurité énergétique. Le gaz naturel a contribué à réduire les émissions dans de nombreux pays, en particulier il a permis aux États-Unis d'être un chef de file en matière de réduction des émissions. Le gaz naturel peut être utilisé pour la cuisson, la production d'électricité, ou le chauffage et le refroidissement. Au fur et à mesure que les économies se développeront, le besoin d'énergie continuera de croître non seulement pour le gaz naturel pour l'exportation et la production d'électricité, mais aussi comme intrant dans les produits dérivés du gaz naturel, tels que les engrais et la pétrochimie.

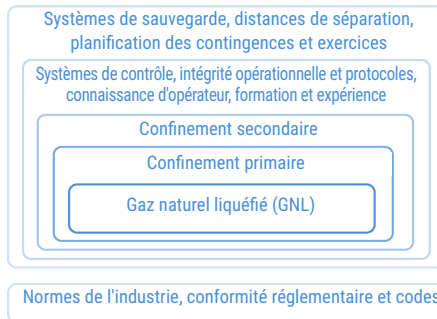
Tout au long de la chaîne de valeur, le développement du gaz naturel et du GNL devrait viser à minimiser et à réduire les émissions. Dans une installation de GNL, des fusées gazeuses de petite taille sont nécessaires pour la sécurité opérationnelle, mais les torchages doivent être minimisés. Les émissions de méthane doivent être mesurées et atténuées dans toute la chaîne de valeur, y compris l'équipement de traitement, les pipelines, les réservoirs de stockage, les valves, les compresseurs et d'autres sources fugitives.

L'élévation des niveaux de la mer exige une considération générale tout en concevant des ports et des mouillages et une considération spéciale pour la modification de temps à la fois à-terre et extracôtière.

Sûreté

La sûreté est essentielle dans tout projet industriel, mais les projets d'exportation ou d'importation de GNL peuvent introduire des considérations de sûreté spécifiques, principalement en raison de la taille des installations de stockage d'énergie impliquées. Le secteur du GNL a fonctionné depuis plus de 50 ans, avec un bon dossier de sûreté, principalement en raison de la diligence et de la planification pour s'assurer que des normes très élevées sont maintenues dans la planification de projet, la conception, l'approvisionnement, la construction, et les phases d'exploitation du projet. Bien que le gaz liquéfié soit intrinsèquement une substance sûre qui ne brûle pas directement, la vapeur qu'il génère, le gaz naturel effectivement, est inflammable, et il faut prendre soin de manipuler la vapeur pour éviter une libération. Dans de nombreux pays, le GNL est considéré comme un matériau dangereux (malgré l'excellent dossier de sécurité de l'industrie et la stabilité du GNL jusqu'à ce qu'il commence à se vaporiser), et les normes rigoureuses s'appliquent souvent à son stockage et à son transport. Divers organismes internationaux ou commerciaux publient également des normes de sécurité, dont certaines sont utilisées à l'échelle internationale.

Comment le confinement du GNL est considéré par l'industrie est résumé dans cette illustration du corps de l'industrie Groupe International d'importateurs de gaz naturel (GIIGNL) :



Source: GIIGNL

L'ensemble de la base de conception d'une installation de GNL est construit autour de minimiser les chances d'une défaillance de confinement. Toutefois, dans le cas improbable où cela pourrait se produire, une libération non contrôlée de GNL pourrait conduire à des incendies de jet ou de piscine si une source d'inflammation est présente, ou un nuage de vapeur de méthane potentiellement inflammable (feu instantané) dans des conditions non confinées ou confinées si une source d'inflammation est présente. Le GNL renversé directement sur une surface chaude (comme l'eau) pourrait entraîner un changement brusque de phase connu sous le nom d'une Transition de phase rapide (TPR), qui peut également causer des dommages aux structures voisines.

Les caractéristiques suivantes sont généralement parmi les mesures recommandées pour prévenir et répondre les déversements de GNL :

- > Une évaluation des risques de déversement devrait être effectuée pour les installations et les activités connexes de transport/expédition.
- > Mettre au point un plan formel de prévention et de contrôle des déversements qui adresse des scénarios importants et l'ampleur des déversements. Le plan devrait être appuyé par les ressources et la formation nécessaires. L'équipement d'intervention en cas de déversement devrait être commodément disponible pour traiter tous les types de déversements, y compris les petits déversements.
- > Les plans d'intervention en matière de lutte contre les déversements devraient être élaborés en coordination avec les organismes de réglementation locaux concernés.
- > Les installations devraient être équipées d'un système pour la détection précoce des dégagements de gaz, conçu pour identifier l'existence d'un dégagement de gaz et pour aider à localiser sa source de sorte que les SADU initiés par l'opérateur puisse être rapidement activés, minimisant ainsi l'inventaire des dégagements de gaz.
- > Un système d'arrêt et de détection d'urgence (SADU) devrait être disponible pour lancer des actions de fermeture automatique de transfert en cas de fuite importante de GNL.
- > Les procédures claires et bien répétées régissant le chargement et le déchargement des navires devraient avoir pour objectif d'assurer une coordination appropriée entre le capitaine ou le navire et toute opération à terre.
- > Assurer que les réservoirs de stockage de GNL sur terre respectent le principe de confinement double implique une couche complètement redondante de confinement de GNL, utilisé uniquement dans le cas improbable de défaillance primaire de confinement.

- > Les installations devraient fournir le nivellement, le drainage, ou la mise en fourrière pour le processus de vaporisation, ou les zones de transfert capables de contenir la plus grande quantité totale de GNL ou d'autres liquides inflammables qui pourraient être libérés d'une ligne de transfert unique en 10 minutes.
- > La sélection matérielle pour les tuyauteries et les équipements pouvant être exposés à des températures cryogéniques doit suivre les normes internationales de conception.
- > Dans le cas d'un dégagement de gaz, la dispersion sûre du gaz libéré devrait être permise, maximisant la ventilation des zones et minimisant la possibilité que le gaz puisse s'accumuler dans les espaces fermés ou partiellement fermés. Le GNL renversé doit être laissé à l'évaporation et le taux d'évaporation devrait être réduit, si possible, par exemple en le couvrant de mousse en expansion.
- > Le système de drainage des installations devrait être conçu de manière à ce que les dégagements accidentels de substances dangereuses soient collectés afin de réduire le risque d'incendie et d'explosion et la décharge environnementale.
- > Des dispositifs de détection de fuites d'hydrocarbures doivent être situés dans l'ensemble de l'installation. Une autre caractéristique de conception qui s'est montrée d'une importance cruciale est la séparation appropriée des bureaux/ logements de l'usine potentiellement dangereuse.

Enfin, l'émergence de nouvelles catégories de technologies de GNL, telles que les installations de UFSR ou de UFL, peut nécessiter des caractéristiques supplémentaires globalement comparables aux lignes directrices ci-dessus, adaptées à un environnement marin.

Les exigences de SSE pour les projets d'UFL devraient couvrir le forage et l'achèvement, la construction, l'installation, la mise en service, le démarrage, la production, la maintenance et les opérations de mise hors service. La philosophie de conception devrait être basée principalement sur le concept de sécurité du personnel d'abord, en raison du fait qu'il y a une limitation d'espace dans la plate-forme.

L'élaboration du projet est soutenue par une conception SSE basée sur un processus formel d'évaluation fondé sur le risque, à travers les études pertinentes suivantes :

- > L'identification des dangers par analyse (HAZID, HAZOP) est effectuée pour connaître les préoccupations SSE pertinentes associées au projet.
- > Des études SSE spécifiques pour valider la mise en page et définir toutes les mesures et protections nécessaires pour mettre en place (p. ex. analyse des risques d'incendie et d'explosion, études de dispersion des émissions et des gaz, comme les radiations thermiques, etc.).

- > Analyse quantitative des risques.
- > Vérification des mesures pour prévenir, maîtriser ou atténuer les conséquences de ces dangers.
- > L'identification des changements ou des ajouts à la conception afin d'améliorer la prévention, le contrôle ou l'atténuation des conséquences des dangers identifiés.
- > Démonstration que les risques du personnel sont, au pire, ALARP (aussi bas que raisonnablement faisable).

Considérations de sécurité

La concentration d'une usine et d'un équipement de très grande valeur avec un grand magasin d'énergie potentiellement dangereux crée des préoccupations de sécurité uniques pour les gouvernements nationaux. Le gouvernement hôte sera préoccupé par la nature stratégique des actifs et des revenus pétroliers connexes, les investisseurs/prêteurs se concentreront sur la sécurité de leur capital investi dans l'actif, tandis que les clients du gaz naturel peuvent avoir des inquiétudes en matière d'approvisionnement, en particulier lorsqu'une installation particulière fournit une partie importante de l'approvisionnement électrique d'un pays tiers.

En raison de ces facteurs, la sûreté et la sécurité des installations de GNL sont rarement discutées dans un forum public, mais attirent néanmoins une attention considérable à l'échelle internationale. Les organismes de sécurité de nombreux pays où existent des installations d'importation ou d'exportation de GNL, ou qui reçoivent des fournitures stratégiques de GNL d'ailleurs, ont tous des arrangements, des procédures et des plans d'urgence très bien développés, et cette expertise est mieux accessible grâce au dialogue gouvernement-à-gouvernement.

La sécurité maritime des pétroliers de GNL entrant ou sortant d'une installation peut être fournie par le gouvernement national par l'entremise de sa garde côtière ou de sa marine. Des équipements et du personnel adéquats sont nécessaires pour assurer la sécurité. En règle générale, tous les membres de l'équipage doivent être autorisés par des représentants du gouvernement national, non seulement par les compagnies qui les emploient.

Dans certaines régions, le piratage peut être une préoccupation pour les transporteurs de GNL en mer, et diverses mesures spéciales peuvent être nécessaires pour remédier à cette menace.

Impact social et économique

L'impact social et économique des principaux développements gaziers a pris une importance accrue au cours de la dernière décennie, car l'industrie mondiale du gaz a atteint une échelle et un impact tels que les communautés locales exigent plus de transparence et d'utilisation des médias pour tenir les opérateurs responsables. Les évaluations des incidences sociales et économiques sont importantes pour fournir une base de référence de la communauté locale avant l'élaboration du projet et pour faciliter le suivi des changements potentiels sur les communautés locales au cours du projet. Ces études assurent des opérations responsables ainsi que la sécurité environnementale.

Certaines des communautés où les projets gaziers sont considérés sont économiquement désavantagés et l'impact du projet sera conçu pour améliorer les conditions économiques des communautés hôte et de l'État. En vertu de la condition de durabilité, la communauté peut demeurer dans son lieu et son mode de vie actuels, mais le développement de projets peut entraîner une délocalisation ou une éventuelle perturbation des normes communautaires qui seront abordées par un plan de développement social.

L'objectif ultime de l'évaluation de l'impact social est :

- > Fournir un plan de développement social qui, entre autres, fournira des mesures d'atténuation pour faire face à tout impact potentiel économique sur la communauté.
- > Réduire le risque de perturbation opérationnelle de la compagnie en recueillant des données de base et en effectuant une surveillance continue.

Principaux impacts sociaux

Le plan de développement social orchestre l'impact économique positif et vise à éliminer les impacts sociaux et économiques négatifs potentiels qui pourraient découler de l'élaboration de projets gaziers. Certains de ces impacts sont :

- > Création d'emplois : augmentation des possibilités de production de la création d'emplois directs et indirects aux niveaux local, régional et national.
- > Réduction des possibilités de production de revenus liées à la pêche : Pour ces communautés, l'océan est une ressource naturelle importante pour la vie communautaire, utilisée pour la pêche et le transport de marchandises entre les secteurs économiques.
- > La réinstallation des communautés locales, y compris le déplacement physique potentiel le long des corridors de pipeline.
- > Perte de cultures de subsistance dans le droit de passage..
- > Impact sur les mécanismes et structures de gouvernance traditionnelle.
- > La perte du « sens d'emplacement » local et la cohésion sociale et culturelle diminuée.
- > Augmentation potentielle des comportements antisociaux.
- > Une augmentation des maladies transmissibles par vecteurs.
- > Augmentation des blessures et la mortalité par accidents de la circulation.
- > Réduction de l'accès, de la pression et de la surcharge sur l'infrastructure physique et sociale.
- > Améliorations liées aux initiatives de développement communautaire.
- > Impact sur le paysage et l'environnement visuel pendant la construction.
- > L'exposition de la main-d'œuvre de construction à des normes de santé et de sécurité insuffisantes.

Plan de développement social et économique - « Licence sociale d'exploitation »

Il existe de nombreux processus de réglementation et de délivrance de concession de licences nécessaires pour permettre le projet, toutefois, l'obtention et le maintien d'une « Licence sociale d'exploitation » pour le projet nécessitent un effort focalisé et ciblé, en s'engageant avec les communautés hôte et l'État à créer un plan de développement social et économique robuste pour couvrir la durée de vie prévue du projet qui est clair et cohérent dès le début du projet pour fournir la certitude aux pays d'accueil et aux promoteurs. Cela a mis en cause le développement de l'industrie de l'extraction pendant une longue période et a eu un impact négatif sur de nombreux projets. Un exemple de la façon dont cela peut se dérouler si les avantages inadéquats son dirigés vers les communautés locales sont des troubles chroniques dans le delta du Niger au Nigéria, où les attaques de pipelines fréquentes paralysent de grandes portions de l'infrastructure pétrolière et gazière du Nigéria.

Les coûts associés au plan de développement social et économique pour atténuer les risques sociaux et les perturbations peuvent se chiffrer entre un et cinq pour cent du total des dépenses en capital. Les promoteurs de projet, dans le cadre de leur responsabilité sociale ou « licence sociale d'exploitation », peuvent prendre des tâches supplémentaires qui ne sont pas spécifiquement nécessaires pour assurer l'achèvement du projet, mais qui sont importantes pour la communauté dans laquelle ils opèrent. Un plan de développement robuste peut relier l'intérêt économique de l'usine et les communautés créant ainsi un alignement d'intérêt pour les avantages mutuels. Il s'agit d'un cadre économique et éthique pragmatique dans lequel la compagnie de projet a l'obligation d'agir au profit de la société dans son ensemble, au profit de la communauté hôte, et du bien-être de l'investissement.

Le plan de développement social et économique peut être influencé par quatre facteurs principaux : la législation, le processus de concession de licences, les acquisitions foncières et les intervenants :

- > **Une législation rigoureuse, complexe et dynamique** : le règlement devrait être clair et devrait bénéficier des changements, des augmentations et des améliorations apportés dans d'autres pays afin d'assurer la conformité des entreprises et le

respect des meilleures pratiques acceptées au niveau international.

- > **Processus de concession de licences complexe/de licences strictes** : le processus de délivrance de licences peut être important et fragmenté, ce qui accroît le nombre d'entités décisionnelles impliquées et la fréquence des interactions requises. Des efforts devraient être faits pour rendre ces processus et procédures aussi uniformes et transparents que possible dans les institutions gouvernementales.
- > **Besoin d'acquisitions foncières et de gestion** : La concession de licences comprend souvent des expropriations et, par conséquent, des processus complexes de gestion foncière et d'acquisition qui créent des défis internes en termes de coordination des actions qui devront être pris en compte.
- > **Intervenants multiples et divers** : un grand nombre d'institutions (publiques ou privées), d'autorités, de communautés, etc., sont touchées par les processus d'octroi de licences et leurs intérêts ne sont pas toujours alignés sur ceux de la compagnie exploitante. Les consultations des intervenants sont essentielles et doivent être gérées de façon appropriée.

La licence sociale d'exploitation demeure très importante pour les pays qui maintiennent la stabilité interne, réduisent les conflits armés et renforcent la coopération régionale.

Établissement du prix

Introduction

Prix de référence du marché de GNL

Indexation des prix

Formule d'indexation du prix de l'huile

Marchés Spot et à court terme

Prix net

Agent de réouverture des prix

Problèmes récents d'établissement du prix

Introduction

Par opposition au pétrole brut, le GNL ne bénéficie pas de prix global harmonisé. Dans les contrats, le prix du GNL est segmenté sur les marchés régionaux, les principaux étant :

- > Le marché asiatique (Japon, Corée et Chine) avec l'indice des prix bruts dédouanés du Japon
- > Le marché européen avec l'indice de prix des Points d'équilibrage nationaux
- > Le marché nord-américain avec l'indice de prix Henry Hub.

Le prix du GNL a historiquement été lié au pétrole brut, comme combustible de remplacement du gaz naturel. La tarification au Japon et une grande partie de l'Asie était basée sur un pourcentage du prix du brut dédouané du Japon (JCC), qui est le prix moyen des importations de pétrole brut dédouané sur mesure au Japon, tel que rapporté dans les statistiques douanières - surnommé le Cocktail brut japonais. À titre d'exemple, une formule de tarification peut être le prix du GNL = $JCC \times 0,135$, où le JCC est également défini comme les trois moyennes mensuelles précédentes du JCC évaluées en yens et converties en dollars US. En Europe, Brent a été favorisé dans les formules de tarification du GNL liées à l'huile.

Les prix du GNL dans certaines parties de l'Europe et en Amérique du Nord ont été relativement récemment liés à des indices de gaz naturel facilement disponibles. En Europe, un index principal est NBP ou National Balancing Point (Point national d'équilibre), un lieu d'échange virtuel pour la vente et l'achat et l'échange de gaz naturel du Royaume-Uni. En Amérique du Nord, un indice principal est Henry Hub, une échange de distribution en Louisiane du Sud qui prête son nom au point de tarification pour les contrats à terme de gaz naturel échangés.

Prix de référence du marché de GNL

Comme indiqué dans la section précédente, la tarification du GNL suit la tendance mondiale qui est en cours depuis de nombreuses décennies, auquel cas au lieu d'être évalué par rapport au pétrole, il commence à être évalué sur la base d'une variété de prix établis et de référence globaux émergents. On parle généralement de tarification « gaz-sur-gaz », puisqu'il s'agit d'une mesure de l'offre et de la demande relatives dans les marchés de gaz naturel, indépendamment du fait que le marché pétrolier soit équilibré ou non. D'un point de vue d'économiste, ce serait la façon établie de fixer le prix de compensation de marché approprié pour une marchandise négociée globalement.

Le marché américain

La justification historique de la tarification des gaz de référence a émergé du développement d'un marché de gros des liquides aux États-Unis, avec des contrats à terme négociés en bourse pour soutenir un mécanisme de tarification qui n'était pas vulnérable à l'influence induite d'un seul acheteur ou vendeur, et a été dérivé d'un mécanisme transparent, basé sur le marché. Historiquement, les prix du gaz naturel ont été fixés par le gouvernement, mais en 1992, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a publié son ordonnance 636. Les prix étaient décontrôlés et les compagnies de pipeline de gaz naturel inter-états étaient tenues de fractionner les fonctions de marchand non réglementées (ventes) de leurs fonctions de transport réglementées. Ce dégroupement des prix des contrats de gaz et des tarifs des contrats de transport signifiait que les contrats de gaz échangés, basés sur Henry Hub et d'autres carrefours secondaires, ont été établis, et l'industrie a changé à des indices basés sur le marché à des fins de tarification.

Le marché européen

En Europe, cette même tendance a été établie pour la première fois au Royaume-Uni, après la déréglementation du marché du gaz au milieu des années 90, et l'émergence de la tarification du National

Balancing Point (NBP), qui, bien que semblable à Henry Hub, n'est pas un lieu physique. En Europe continentale, la soi-disant facilité de transfert de titres (Title Transfer Facility -TTF) est maintenant devenue un mécanisme tout aussi fiable pour les prix à long terme, bien que le sud de l'Europe soit encore en transition vers un mécanisme de tarification gaz-gaz, car de nouveaux carrefours commencent à émerger.

Le marché Asie-Pacifique

Les premiers signes d'une nouvelle base de tarification pour la région Asie-Pacifique se sont produits au début des années 2010 avec la signature des contrats de péage de GNL de Henry Hub. À l'époque, l'achat de gaz aux États-Unis et le paiement d'un frais de péage pour le mettre à travers l'une des installations émergentes de liquéfaction de GNL, a représenté un prix inférieur débarqué au Japon et d'autres pays asiatiques SE, comparé au gaz traditionnellement au prix du pétrole.

Un certain nombre de tentatives sont faites pour établir un indice des prix pour le marché Asie-Pacifique, y compris l'indice soi-disant JKM (Japan-Korea-Marker) et aussi l'indice de prix Spot de l'échange de gaz de Singapour (SGX) connu sous le nom de SLiNG, qui est destiné à représenter un marché de contrats à terme négociés en bourse pour le GNL basé sur le gaz étant échangés dans ou autour des installations de GNL. Au moment de l'écriture, aucun indice n'existe qui est considéré comme suffisamment fiable pour être utilisé sur les prix contractuels à long terme en Asie.

Développements actuels

Le secteur du GNL a été relativement lent à s'éloigner des prix à base de pétrole. Il y a beaucoup de raisons pour cela, mais le frein principal sur le changement de prix pour le GNL a été le manque de disponibilité d'une référence fiable et transparente des prix pour le gaz, semblable à Henry Hub ou NBP, dans la région Asie-Pacifique, qui représente environ les deux tiers de la consommation de GNL.

L'autre caractéristique du GNL, par rapport au gaz de pipeline, est qu'il est acheté et vendu une cargaison de navire à la fois, au lieu d'être mélangée dans un système de pipeline, ce qui a aussi eu tendance à ralentir le développement de mécanismes de gaz sur gaz.

En Europe, au cours de la dernière décennie, la majorité du gaz échangé a maintenant migré à une tarification de gaz à base d'huile à gaz sur gaz, et certains commentateurs estiment que la tarification à base d'huile sera graduellement remplacée par le gaz à base de gaz, en particulier à mesure que de nouveaux projets de GNL apportent du GNL supplémentaire sur les marchés mondiaux.

Un nombre croissant de pays africains envisagent de se migrer vers les importations de GNL, ou d'établir des projets d'envergure relativement plus modeste. Parce qu'elles sont en cours d'élaboration et/ou de négociation, aucune tarification n'a encore été établie.

Indexation des prix

Le gaz naturel peut être vendu indexé au prix de certains carburants alternatifs tels que le pétrole brut, le charbon et le mazout. Les prix des matières premières du gaz naturel dans les usines de GNL sont parfois indexés sur le flux de revenus complet de l'usine de GNL, y compris le GPL et le propane plus (autres liquides gazeux), comme dans le cas de l'amendement 2009 du contrat NGNL au Nigéria. Un tel mécanisme de tarification est sensiblement différent de celui trouvé dans les marchés du gaz commercialisé, où le prix est déterminé uniquement par la demande et l'offre du gaz dans les zones de marché ou « carrefours ».

Au Royaume-Uni, environ 60% du gaz est vendu au prix du point d'équilibrage national (PÉN) et le reste à un prix d'indice pétrolier basé sur de vieux contrats à long terme. Les contrats indexés sur le pétrole et les prix Hub coexistent.

Sur le continent européen, l'affaire est différente. Les contrats indexés sur le pétrole dominant, avec pratiquement aucun contrat à long terme à prix de carrefour. Les marchés continentaux sont principalement fournis sur une base à long terme de prise ou paiement. Toutefois, il existe un certain nombre de contrats de durée courte à moyenne qui sont soit entièrement ou partiellement à prix de carrefour.

Prix du pétrole brut

Différents prix du pétrole brut sont utilisés pour l'indice pétrolier dans les contrats à long terme de GNL, tels que :

Pétrole brut dédouané japonais sur mesure (JCC)

Le JCC est le prix moyen du pétrole brut importé au Japon et publié chaque mois par le ministère des finances japonais. Le JCC a été adopté comme indice des prix du pétrole dans les contrats à long terme du GNL avec le Japon, la Corée et Taïwan. Le prix du GNL pour la Chine et l'Inde est également lié aux prix du pétrole brut

mais à un rabais pour la Corée et le Japon. La réduction reflète le fait que la Chine et l'Inde, bien que à court de fournitures de gaz naturel, ont d'autres sources de gaz naturel complétées par le GNL. En conséquence, la Chine et l'Inde ont un certain levier de marché supplémentaire dans la négociation des conditions contractuelles.

Prix moyen du pétrole brut indonésien (ICP)

PERTAMINA utilise le prix moyen du pétrole brut indonésien (ICP) pour l'approvisionnement en GNL des usines de Bontang et d'Arun.

Brent brut daté

Brent est une évaluation comparative du prix du pétrole brut physique, léger de la mer du nord. Le terme « Brent daté » désigne les cargaisons physiques de pétrole brut dans la mer du Nord qui ont reçu des dates de livraison précises, selon Platts. Le Koweït, le Pakistan, et de nombreux prix européens de GNL sont indexés sur Brent.

Indexation du charbon

Dans les marchés où le gaz est utilisé pour alimenter la production d'électricité, certains acheteurs de GNL ont poussé l'indexation de GNL contre des carburants de substitution comme le charbon. L'indexation du charbon a été utilisée pendant de nombreuses années dans un contrat de vente de gaz norvégien aux Pays-Bas et est également un paramètre d'indexation dans le contrat NGNL du Nigéria à l'Italie. Ce paramètre peut devenir plus courant si les technologies du charbon propre sont utilisées pour satisfaire la demande de base incrémentale d'électricité, ou si les générateurs d'électricité sont soumis à une pression accrue pour réduire les émissions de carbone.

Formule d'indexation du prix de l'huile

Environ 70% du commerce mondial de GNL est évalué à l'aide d'un indice de carburant concurrent, généralement basé sur le pétrole brut ou le mazout, et dénommé « indexation des prix du pétrole » ou « prix lié à l'huile ».

Dans la région Asie-Pacifique, les contrats de GNL sont généralement basés sur le lien historique avec le JCC. Cela est dû au fait qu'au moment où le commerce de GNL a commencé, la production d'électricité japonaise dépendait fortement du pétrole, de sorte que les premiers contrats de GNL étaient liés au JCC afin de nier le risque de concurrence des prix avec le pétrole. La formule utilisée dans la plupart des contrats de GNL en Asie qui ont été développés à la fin des années 1970 et au début des années 1980 peut être exprimée par :

$$PLNG = \alpha X P_{\text{crude}} + \beta$$

Où :

P_{GNL} = Prix du GNL en USD/mmBtu (USD/GJ x 1.055)

α = pente brute de liaison

P_{brut} = prix du pétrole brut en USD/baril

β constante en USD/MMBtu (USD/GJ x 1,055)

Historiquement, il y avait peu de négociations entre les parties sur la pente des contrats de GNL, avec la plupart des désaccords centrés sur la valeur de la constante β . À la suite de la baisse des prix pétroliers des années 1980, la plupart des nouveaux contrats de GNL comprenaient un prix plancher et plafond qui déterminait la fourchette sur laquelle la formule contractuelle pouvait être appliquée.

Comme les fournisseurs ont dû faire des investissements substantiels dans les trains de liquéfaction de GNL, un modèle de tarification s'est développé qui a fourni un prix plancher. Pour les fournisseurs, ce plancher limite la chute du prix de GNL à un certain niveau, même si le prix du pétrole devait continuer à baisser. Inversement, les acheteurs sont protégés par un plafonnement des prix, qui limite les hausses de prix du GNL lorsque les prix du pétrole s'élèvent au-dessus d'un certain point.

Plus récemment, les liens entre les prix historiques et le pétrole ont été remis en question, car de nouveaux exportateurs de GNL, comme les États-Unis, ont mis sur le marché des approvisionnements en GNL qui ont développé un mécanisme de tarification lié à le Henry Hub américain. En même temps, les acheteurs traditionnels de GNL, comme le Japon, ont refusé de nouveaux contrats liés au pétrole, affirmant qu'ils n'ont plus de sens. Comme le marché du GNL continue d'évoluer, il est probable qu'il y aura des solutions de plus en plus créatives à la tarification du GNL.

Marchés Spot et à court terme

Ces dernières années, les marchés de GNL ont vu l'émergence d'un marché Spot et à court terme du GNL en croissance, qui comprend généralement des contrats Spot (pour livraison immédiate) et des contrats de moins de quatre ans. Le commerce à court terme et Spot permet au GNL divertible ou non engagé de se rendre sur le marché ayant la plus haute valeur en réponse à l'évolution des conditions du marché. Le marché à court terme et Spot a commencé à émerger à la fin des années 1990 - début des années 2000. Le marché Spot et à court terme de GNL a augmenté de presque zéro avant 1990, à 1% en 1992, et 8% en 2002. En 2006, neuf pays étaient des exportateurs Spot actifs de GNL et 13 pays étaient des importateurs de GNL.

En raison de la divergence des prix entre les marchés ces dernières années, le marché du GNL à court terme a augmenté rapidement. En 2010, le commerce à court terme et Spot avait bondi pour représenter 18,9% du commerce mondial de GNL. En 2011, le Spot et le court terme ont de nouveau enregistré une forte croissance, atteignant 61,2 TM/A (994 cargaisons) et plus de 25% du commerce total de GNL. L'Asie a attiré près de 70% du Spot mondial et des volumes à court terme principalement en raison de l'augmentation du besoin de GNL au Japon après la catastrophe de mars 2011 à Fukushima, qui a mis les réacteurs nucléaires du Japon hors ligne. Une grande partie de la capacité de production d'électricité perdue a été remplacée par des génératrices alimentées par le gaz importé comme le GNL. Les importations ponctuelles et à court terme de GNL en Corée ont presque doublé (10,7 TM/A) et ont presque triplé pour la Chine et l'Inde, les deux pays ayant importé un total combiné de 6,5 TM/A de GNL.

À la fin du 2011, 21 pays étaient des exportateurs Spot actifs de GNL et 25 pays étaient des importateurs de GNL. Le nombre croissant de pays désireux de participer au marché Spot témoigne de l'augmentation du désir de flexibilité pour faire face aux changements du marché, aux événements imprévus tels que Fukushima, ainsi qu'au nombre croissant de pays qui participent désormais aux marchés du GNL.

En 2016, le commerce mondial de GNL représentait 258 TM/A, une augmentation de 5% par rapport à 2015. Il y a maintenant 34 pays importateurs de GNL et 19 pays qui exportent du GNL. Environ 28% des volumes globaux de GNL (72,3 TM/A) ont été commercialisés sur une base Spot ou à court terme.

Prix net

Le concept de tarification « prix net » est particulièrement important pour les pays producteurs, car les prix nets permettent aux pays de comprendre la valeur variable du GNL dans les différents marchés de destination. On calcule les revenus nets provenant des ventes en aval du GNL/gaz naturel sur le marché de destination, moins tous les coûts associés à l'acheminement du produit sur le marché, y compris le transport de pipelines à destination, la regazéification, le transport maritime et, éventuellement, la liquéfaction et la production, selon le point de départ du prix net.

Il n'y a pas de formule unique pour déterminer le prix net car il dépend des spécificités de l'accord et est déterminé au cas par cas, selon le début et le point de livraison du contrat de vente de GNL et le marché de destination particulier concerné. Le point de départ pour le calcul d'un prix net peut être au puits, à l'entrée de l'usine de liquéfaction, ou à la sortie de l'usine de liquéfaction. Le point de livraison du contrat de vente de GNL peut être à l'installation de liquéfaction (une vente gratuite à bord (FAB), ou une vente basée sur le coût, l'assurance et le fret (vente CAF)), ou sur le marché de destination (une vente livrée au terminal (LAT), ou une vente livrée à la place (LAP)). Les termes LAT et LAP ont remplacé le terme livré-ex-navire (LEN), bien que certaines parties continuent à utiliser le terme de référence LEN.

Pour déterminer les coûts dans la tarification prix net, les termes suivants sont pertinents :

Tarification gratuit à bord (FAB) : envisage que l'acheteur prend le titre et le risque du GNL à l'installation de liquéfaction et l'acheteur paie pour le transport de GNL de l'installation de liquéfaction au marché de destination.

Tarification livré au terminal (LAT), livré à la place (LAP) et livré ex navire (LEN) : contemplez que le vendeur conserve le titre et le risque du GNL jusqu'à ce que le terminal de réception au marché de destination et le vendeur paie pour le transport de GNL de l'installation de liquéfaction vers le marché de destination.

Tarification basée sur les coûts, l'assurance et le fret (CAF) : est un hybride qui envisage que l'acheteur prend le titre et le risque du GNL à l'installation de liquéfaction, mais le vendeur paie pour le transport de l'installation de liquéfaction vers le marché de destination. L'importance du point de livraison est que les coûts sont décalés entre le vendeur et l'acheteur.

Le calcul des coûts de transport maritime et de regazéification est spécifique au terminal de réception et d'expédition à utiliser.

La tarification au marché de destination est spécifique au marché de destination. Par exemple, les prix nets USD proviennent d'une moyenne du prix de clôture de la bourse de New York Mercantile Exchange (NYMEX) sur les 3 jours de négoce avant et incluant la date signalée pour la livraison à Henry Hub. Un rajustement local peut être nécessaire pour les frais de transport des pipelines en fonction de l'emplacement du terminal de réception du GNL. Le calcul des prix nets du Royaume-Uni provient d'une moyenne du prix de clôture du contrat à terme sur le marché Intercontinental Exchange (ICE) pour la livraison au point d'équilibrage national (NBP). Les prix nets japonais sont dérivés des prix officiels moyens ex-navire pour le mois le plus récent. Une table des prix à la frontière européenne du renseignement mondial sur le gaz (World Gas Intelligence European Border Price) est utilisée pour estimer les prix ex-navire les plus récents pour le marché espagnol.

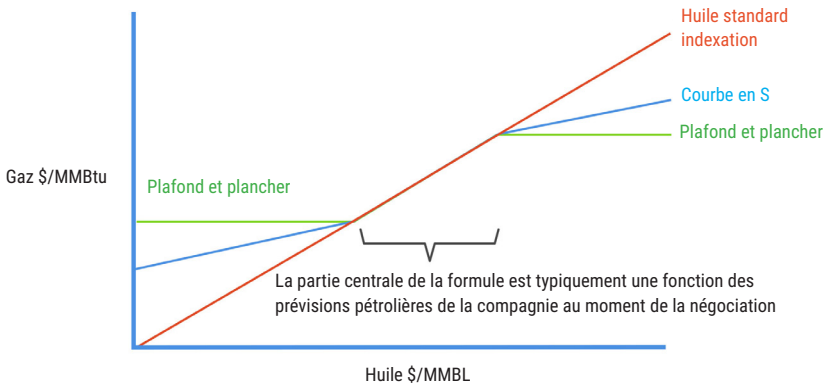
Révision des prix ou réouverture des prix

Comme on l'a déjà dit, contrairement au pétrole brut, le GNL n'est pas encore évalué sur le marché international et la plupart des GNL sont à un prix sur une base à long terme de 20 ans ou plus. Le caractère contractuel et confidentiel du prix du GNL, couplé à un manque de transparence des prix individuels du fret, signifie qu'un large éventail de prix pourrait exister même dans le même pays ou la même région. Par exemple, un contrat de GNL conclu il y a plusieurs années peut encore être en vigueur dans des structures de tarification bien différentes de celles qui existaient au moment où il a été convenu pour la première fois.

Historiquement, certains acheteurs asiatiques ont été en mesure d'introduire des prix plafonds ou « Courbe-S » dans leurs mécanismes de tarification, qui les protègent contre les prix très élevés du pétrole et en retour, protéger les vendeurs contre les prix très bas du pétrole.

On l'appelle Courbe-S parce que la relation entre le prix du pétrole et le prix du gaz est modifiée pour donner le soulagement du vendeur dans un marché à bas prix du pétrole (un prix plus élevé que s'appliquerait à appliquer strictement l'indice de l'huile -14% du JCC par exemple), et de donner un soulagement à l'acheteur dans un marché à prix élevés du pétrole (un prix inférieur que l'indice de l'huile saurait générer). Ainsi, dans le prix d'une parcelle du gaz contre le prix du pétrole, le début et la fin de la ligne a une pente plus plate que le milieu et la ligne résultante a une forme en S qui donne naissance au nom. Parfois, l'approche Courbe-S peut être utilisée pour calculer un prix plancher lors de bas prix du pétrole, et un prix plafond lors de prix élevés du pétrole. Le graphique ci-dessous illustre une courbe en S généralisée.

Courbe en S ajuste la répartition des risques de prix entre l'acheteur et le vendeur



De plus, un examen des prix ou une clause de réouverture des prix se trouve dans de nombreux contrats à long terme. Un exemple de la langue généralement utilisée est comme suit :

« Si ... les circonstances économiques dans le [marché de l'acheteur] ... ont sensiblement changé par rapport à celui prévu lors de l'entrée dans le contrat pour des raisons indépendantes du contrôle des parties ... et le prix contractuel ... ne reflète pas la valeur du gaz naturel dans le [marché de l'acheteur] ... [les parties peuvent alors se rencontrer pour discuter de la structure des prix]. » (Susan Sakmar « Énergie pour le XXI^e siècle »).

Les clauses d'examen des prix ont été une caractéristique des contrats de vente de gaz de pipeline à long terme en Europe continentale depuis longtemps. Les avocats d'autres régions et les traditions juridiques sont souvent mal à l'aise avec ces clauses parce que lorsqu'elles sont invoquées, les parties trouvent généralement que leurs intérêts sont plus divergents que prévu.

Néanmoins, les clauses d'examen des prix ou de réouverture demeurent une clause clé de la plupart des AVA de GNL à long terme et de nombreux, si ce n'est pas le cas, les fournisseurs et les acheteurs de GNL entament des négociations sans comprendre à quel point il est difficile de négocier de telles clauses, surtout si elles doivent être exécutoires si elles sont invoquées. Ainsi, les éléments suivants doivent être abordés avec la négociation d'une clause de réouverture des prix :

- > l'événement ou les conditions déclencheurs autorisant une partie à invoquer la clause doivent être définis. Habituellement, il s'agit d'un changement de circonstances indépendant du contrôle des parties.
- > les éléments du mécanisme de prix qui sont sujets à révision doivent être définis et comprennent généralement :
 - Prix de base
 - Indexation
 - Prix plancher
 - Prix plafond
 - Les points d'inflexion de la formule de la courbe en S

Si une partie requérante a satisfait à l'événement ou au critère de déclenchement, il y a alors le défi de déterminer quel référence devrait être appliquée pour déterminer le mécanisme de prix révisé et, souvent, les opinions de l'acheteur et du vendeur sur le marché pertinent diffèrent sensiblement. En outre, étant donné que le marché du GNL est encore pour la plupart des contrats négociés à long terme qui ne sont pas publics et transparents, les parties ne pourront pas toujours avoir accès aux informations et aux données nécessaires par rapport au marché plus large pour les négociations de prix-réouverture.

Si les parties ne peuvent s'entendre sur un mécanisme révisé de prix, les parties devraient envisager de renvoyer la question à un tiers ou en arbitrage. Toutefois, de nombreux contrats de GNL contiennent des clauses de révision des prix contenant « se réunir et discuter » qui ne permettent pas une telle référence, laissant les parties sans recours, sauf si un recours spécifique est spécifié. Par exemple, les parties pourraient prévoir que, si les parties ne sont pas en mesure de s'entendre sur le mécanisme de prix révisé, le vendeur a le droit, sur avis écrit, de mettre fin au AVA de GNL à long terme.

Problèmes récents d'établissement du prix

Compte tenu de la volatilité et des variations importantes de la tarification régionale du gaz au cours des dernières années, les vendeurs de GNL et les acheteurs de GNL se concentrent de plus en plus sur la façon de mettre au point des mécanismes de tarification du gaz qui donnent aux vendeurs un revenu reflétant la valeur globale de leur produit, d'une manière qui appui le développement du projet. Ces mécanismes de tarification fournissent également aux acheteurs un prix de compensation du marché, ce qui leur permettra de fournir du gaz à leurs clients à un taux compétitif.

Avec la puissance croissante des acheteurs dans le marché actuellement suralimenté, de nouveaux mécanismes de tarification sont émergents qui donnent à l'acheteur un choix ou un mélange des indices de prix. Cette nouvelle flexibilité est parfois couplée avec la flexibilité de volume et de destination à court terme, avec la capacité de retourner les cargaisons qui sont évaluées à ce que l'acheteur peut considérer un niveau non concurrentiel.

Ces dispositions de plus en plus complexes en matière de prix et de volume mènent les vendeurs à des stratégies plus complexes de couverture et de gestion des risques. Les nouvelles dispositions de tarification soutiennent également le modèle d'entreprise de l'agrégateur de GNL, où un intermédiaire, soit un CIO, soit une entité commerciale de GNL, assume le rôle d'arranger les préoccupations des acheteurs et des vendeurs et gère un portefeuille de sources et de destinations de gaz afin de gérer adéquatement les risques.

Les formules de tarification du GNL évoluent à l'heure actuelle partant de la tarification pure liée au pétrole à une tarification purement liée au gaz, bien que le processus évolutif soit toujours en cours. En conséquence, il existe diverses formules de tarification mixte en cours d'utilisation, y compris les techniques de tarification qui modulent les fluctuations de la tarification pétrolière, comme une courbe en « S » qui plie le pourcentage d'un prix brut qui se trouve à des sommets et des bas extrêmes.

Une autre considération dans la tarification est l'émergence des clauses d'« examen des prix » dans les AVA de GNL, où le prix du GNL peut être examiné et modifié à intervalles réguliers si les conditions spécifiées du marché sont déclenchées. Bien que l'intention de ces clauses est de préserver un lien entre un contrat à long terme et la tarification actuelle du marché, ces clauses peuvent être très controversées et conduire à des différends entre les vendeurs et les acheteurs.

Contrats de GNL et de gaz

Introduction

Structures contractuelles en amont

Accords préliminaires

Accord de vente de gaz domestique

Accord de vente et d'achat de GNL

Accords divers

Introduction

Les projets gaziers nécessitent différents types de contrats à différentes étapes du développement du projet, de l'amont jusqu'au niveau intermédiaire jusqu'en aval. Bien qu'un nombre important de ces contrats soient négociés entre des parties privées, certains des plus importants concernent les gouvernements hôtes. La capacité des gouvernements des pays riches en ressources à gérer efficacement l'exploitation de la richesse des ressources naturelles repose sur un certain nombre de facteurs. L'un d'eux est la capacité de représenter les intérêts des générations actuelles et futures dans les négociations avec des investisseurs privés et des partenaires régionaux impliqués dans des projets transfrontaliers de ressources naturelles.

Dans ce contexte, il est important de comprendre les différents types de contrats, leur place dans la chaîne de valeur et le développement du projet. Une attention particulière devrait être accordée à la technicité et à la complexité de ces contrats. L'objectif est que les gouvernements puissent se préparer efficacement à ces négociations, construire les connaissances nécessaires pour prendre des décisions éclairées et créer des équipes de négociation dédiées. En outre, la mise en œuvre des contrats est tout aussi importante et les gouvernements hôtes devraient également renforcer leurs capacités et dédier des ressources.

Cette section vise à donner un aperçu des différents types et catégories de contrats afin de permettre aux gouvernements de se préparer en conséquence.

CPP c. Licences

La façon dont les arrangements contractuels en amont sont configurés est une question complexe, dont les bases sont résumées comme suit.

Les quatre structures contractuelles qui ont été adoptées comprennent :

- > Contrats de partage de production (CPP)
- > Licences/concessions
- > Co-entreprises
- > Contrats de service

En règle générale, le CPP impliquerait un risque plus faible pour l'investisseur, car les coûts sont parfois recouverts de façon plus opportune et plus efficace. Cependant, les mécanismes peuvent être complexes et entraîner des risques à plus long terme et un recouvrement des coûts en économie. Dans les environnements en amont qui sont plus stables et durables, les concessions peuvent offrir un meilleur équilibre à long terme.

Dans le contexte des projets de GNL, les arrangements contractuels en amont ne constituent pas un facteur déterminant principal et ont été développés dans le monde entier à l'aide des deux principaux types d'arrangements. Des exemples de projets de GNL sous licences se trouvent au Qatar, en Australie, et les projets de GNL américains dans le cadre d'un CPP/AVA se trouvent en Indonésie, en Malaisie et en Angola. Les projets de GNL nigériens sont basés sur des accords de coentreprise en amont.

Quelle que soit la structure en amont choisie, d'autres lois, règlements et/ou contrats seront probablement nécessaires pour la liquéfaction et le nouveau développement du gaz naturel à grande échelle puisque de nombreux contrats du gouvernement hôte préexistants ne traitent pas des spécificités du développement du gaz naturel. Certains de ces autres contrats sont décrits ci-dessous dans la section des accords divers.

Accords préliminaires

Le processus de négociation de l'Accord de vente et d'achat de GNL (AVA) peut souvent être assez long et détaillé. Étant donné le calendrier pluriannuel, il est souvent nécessaire de faire la preuve de progrès dans le processus de négociation. Une sorte de document préliminaire entre les parties est donc souvent désiré pour renforcer la confiance dans le projet et, peut-être, pour documenter l'acceptation de termes spécifiques pour le gouvernement ou la direction des investisseurs.

Les documents préliminaires peuvent comprendre :

- > Feuille de terme
- > Lettre d'intention (Ldl)
- > Protocole d'entente (PE)
- > Convention principale (CP)

Ces documents sont énumérés dans leur progression de détail et de complétude, avec une CP représentant typiquement une étape au-dessous d'un accord définitif complet, tel qu'un AVA.

La question clé dans tous les documents préliminaires est de savoir si les parties impliquées sont légalement liées par les dispositions du document préliminaire ou si les parties sont toujours libres de négocier d'autres termes ou des conditions différentes, ce qui peut souvent être une question complexe sur laquelle le conseiller juridique conseillerait. Par exemple, la législation locale peut traiter une partie ou la totalité d'un document préliminaire comme juridiquement contraignant même lorsque le document préliminaire en fait état autrement.

Même si un document préliminaire n'est manifestement pas juridiquement contraignant, il peut conduire à des litiges si une partie s'écarte ultérieurement des dispositions du document préliminaire.

Par conséquent, les soins doivent être exercés à l'introduction de documents préliminaires et leur utilisation devrait être limitée aux seules situations où c'est jugé commercialement essentiel.

Accord de vente de gaz domestique

L'Accord de vente de gaz (AVG) domestique suit la formule type d'accord de vente de gaz de pipeline, avec les points clés suivants :

Engagement

La question est de savoir si l'acheteur national aura un engagement ferme « prendre ou payer » en vertu de laquelle ils sont tenus de payer pour la fourniture, même si elles sont incapables d'accepter la livraison, ou un engagement plus doux d'efforts raisonnables. S'il ne s'agit que d'une obligation raisonnable, la question se pose de savoir si l'acheteur domestique renonce au droit aux volumes engagés si la livraison n'est pas prise selon l'échéancier. En revanche, le promoteur de l'usine de GNL voudra sécuriser l'approvisionnement en gaz pour l'usine de liquéfaction. Cela comprend un engagement de prendre ou payer et la certification des réserves.

Les engagements du vendeur et de l'acheteur doivent être équilibrés.

Prix

La tarification du gaz naturel qui va à l'usine de liquéfaction peut dépendre de la structure de la chaîne de GNL, qu'elle soit intégrée, marchande ou à péage. Le prix peut être indexé ou peut être fixé, avec ou sans escalade. Si la structure du projet d'exportation de GNL est intégrée, il n'y a généralement pas un prix de transfert entre l'usine en amont et l'usine de GNL pour le gaz alimentant l'usine de GNL. De même, le prix du gaz domestique peut être fixé et/ou réglementé, ou négocié entre les acheteurs et les vendeurs.

Paiement

Les contrats de gaz domestique peuvent être établis dans la monnaie locale et cela peut donner lieu à des risques de change pour les investisseurs concernés. L'analyse du risque de change devrait être un processus continu. Les ventes de gaz pour le GNL exporté sont typiquement établis en dollars, cependant, la tendance dans les ventes de gaz domestique dans le monde entier a été que le paiement est typiquement fait dans la monnaie locale.

Les autres éléments d'un AVG standard comprennent les définitions et l'interprétation, le terme, l'obligation de livraison, le point de livraison et la pression, la qualité du gaz, les installations et la mesure, l'indemnité générale, le règlement des différends, la force majeure, la suspension et la résiliation, la fourniture générale, la garantie et les indemnités.

Accord de vente et d'achat de GNL

L'accord de vente et d'achat de GNL (AVA) est la clé de voûte du projet GNL qui relie l'usine de liquéfaction au terminal de regazéification de réception.

Il n'y a aucun contrat modèle accepté dans le monde entier pour un AVA, avec la plupart des grands vendeurs de GNL et des acheteurs de GNL ayant leur(s) propre(s) forme(s) préférée(s) de contrat. Certains groupes internationaux, dont le Groupe international des importateurs de GNL (GIIGNL) (www.giignl.org) et l'Association des négociateurs internationaux de pétrole (ANIP) (www.AIPN.org), ont préparé des modèles de contrats à court terme, par exemple AIPN a un modèle de Contrat de vente principal de GNL.

La plupart des AVA de GNL sont devenus des documents longs et très détaillés. Cependant, les points principaux d'un AVA de GNL peuvent être résumés ci-dessous :

Engagement

L'engagement pris dans un AVA, dans son sens le plus large, est incarné par la déclaration suivante : Le vendeur s'engage à vendre et l'acheteur s'engage à acheter.

Les éléments de l'engagement sont le terme, le transport, le volume, le niveau d'engagement et la capacité de détourner les cargaisons de GNL.

Terme

Historiquement, les AVA de GNL ont été des contrats à long terme avec des termes de 20 à 25 ans. Ces contrats à long terme étaient nécessaires tant par le vendeur que par l'acheteur pour justifier les investissements importants requis par le projet de liquéfaction et par le terminal récepteur et les utilisateurs finaux du gaz naturel. La majorité du débit de l'usine de liquéfaction doit être liée à ces contrats à long terme pour permettre au développeur (voir le chapitre financement d'un projet d'exportation de GNL) pour sécuriser le financement du projet. Comme l'industrie du GNL a grandi et les approvisionnements en GNL sont devenus plus facilement disponibles, il y a maintenant quelques contrats à court terme (5 à 10 ans) pour un pourcentage minoritaire de débit, mais les AVA à long terme sont nécessaires pour étayer le financement. En outre, un marché Spot croissant pour le GNL s'est développé à la suite de plusieurs facteurs imprévus :

- > Le développement de nombreux projets globaux d'exportation de GNL pour répondre à la demande américaine attendue (à la fin des années 1990 et au début de 2000), où les cargaisons étaient ensuite disponibles sur d'autres marchés mondiaux.
- > La disponibilité des cargaisons de GNL ré-exportées des États-Unis et d'autres pays en raison de la demande réduite.
- > Le développement d'énormes quantités de gaz de schiste en Amérique du Nord et le renversement résultant d'une grande destination d'importation à un exportateur émergent.
- > L'accident nucléaire de Fukushima après le tsunami et le tremblement de terre de 2011, la demande accrue de GNL au Japon et l'incertitude de la date de redémarrage de leurs centrales nucléaires.
- > L'effondrement des prix du pétrole en 2014/2015.

Transport et déchargement

Les ventes de GNL peuvent être faites sur une base FAB (franco à bord), avec l'acheteur prenant le titre et le risque à l'installation de liquéfaction et étant responsable du transport du GNL ; CAF (coût, assurance et fret), le vendeur étant responsable de la livraison du GNL au navire pétrolier à l'usine de liquéfaction. L'acheteur assume le titre et le risque, mais le vendeur est responsable des frais de transport vers la destination ou LAT (livré au terminal) ou LAP (livré à la place), et le vendeur conserve le titre et le risque jusqu'à ce que le GNL soit livré et le vendeur étant responsable du transport. Les termes LAT et LAP remplacent la terminologie livrée ex-navire (LEN) qui peut encore être rencontrée dans certains forums.

Volume

L'AVA spécifiera le volume de GNL que le vendeur est obligé de livrer, et le volume que l'acheteur est obligé de prendre, chaque année de contrat (généralement une année civile), et de fournir un processus pour la planification et la livraison de ce volume dans des lots de fret complets à bord convenu lors de l'expédition. Le AVA fournira certaines réductions permises au volume engagé. Par exemple, cela inclurait les volumes non livrés en raison de la force majeure, les volumes non livrés en raison du défaut du vendeur de les rendre disponibles, et les volumes qui sont rejetés en raison d'être hors spécification.

Niveau d'engagement

Il est important de comprendre le niveau d'engagement pris par le vendeur et l'acheteur. Si l'engagement est « ferme », un manquement du vendeur à livrer ou par l'acheteur de prendre le GNL entraînerait l'exposition à des dommages. Si l'engagement est « efforts raisonnables », les dommages ne résulteraient probablement pas.

Les AVA de GNL sont presque toujours fondés sur un engagement de « prendre ou payer », où l'acheteur accepte de payer le volume engagé de GNL, même s'il n'est pas pris, sous réserve du droit de l'acheteur de prendre un volume de reprise équivalent à un moment ultérieur. Prendre ou payer a été la pierre angulaire d'un AVA de GNL depuis le début de l'industrie et va probablement continuer dans l'avenir. Cependant, certains AVA de GNL utilisent maintenant un mécanisme d'atténuation,

par lequel le vendeur vend des cargaisons non prises et charge à l'acheteur toute réduction de prix, plus les frais de vente.

De même, le vendeur cherche à limiter son exposition dans une situation déficitaire - où le vendeur ne livre pas l'engagement complet - à quelque chose de moins que les dommages complets. Souvent, le vendeur sera responsable d'un montant de déficit calculé comme un pourcentage négocié (15% à 50%) de la valeur du GNL non livré, avec ce montant payé soit en espèces, soit à titre de rabais sur les prochains volumes de GNL livrés.

Ces caractéristiques, bien que de nature détaillée, peuvent généralement impliquer des engagements financiers de centaines de millions de dollars, et doivent donc être négociées avec soin, avec le bénéfice de conseillers experts.

Déviations de cargaison

Les AVA récents de GNL contiennent le droit de détourner une cargaison vers un autre marché. Lorsque le vendeur ou l'acheteur détourne une cargaison, c'est généralement fait pour obtenir un prix plus élevé. Deux points clés à traiter dans les situations de détournements de cargaison sont l'attribution de coûts non évitables entre les parties (par exemple, les coûts de terminaux, les tarifs des pipelines et les dommages-intérêts pour les ventes de gaz naturel manquées) et la question de savoir si les parties devraient partager le profit obtenu grâce à la vente suite la déviation. Ce point ultérieur peut entraîner une exposition anti-concurrentielle dans certains pays.

Prix

Au moment de rédiger ce manuel, les formules de tarification du GNL évoluent maintenant de la tarification en grande partie liée au pétrole, à la tarification en grande partie liée au gaz, bien que le processus évolutif complet soit toujours en cours. En conséquence, il existe diverses formules de tarification mixtes en cours d'utilisation, y compris les techniques de tarification qui modulent les fluctuations des prix du pétrole, comme une courbe en « S ».

L'une des tendances importantes de la tarification est l'émergence de clauses de « révision des prix » dans les AVA de GNL, où le prix du GNL peut être examiné et modifié à intervalles réguliers si les conditions spécifiées du marché sont déclenchées. Bien que l'intention de ces clauses soit de préserver un lien entre un contrat à long terme

et la tarification réelle du marché, ces clauses peuvent être très controversées et conduire à des litiges entre les vendeurs et les acheteurs.

Technique

Les dispositions techniques à inclure dans un AVA de GNL comprennent des dispositions sur les spécifications minimales et maximales pour le GNL (y compris la valeur calorifique et les composants autres que le méthane), la mesure et les essais de qualité du GNL, les spécifications et les exigences relatives aux navires de GNL, les spécifications et les exigences en matière de terminaux de réception et les dispositions pour la nomination et la planification des cargaisons.

Divers

Outre les éléments clés ci-dessus, un AVA de GNL inclurait généralement :

- > Des dispositions pour la facturation et le paiement
- > Le mécanisme de livraison des matières premières de gaz dans l'installation de liquéfaction
- > La devise de paiement
- > La sûreté de paiement, y compris le pré-paiement, les lettres d'attente de crédit et de la compagnie mère ou des garanties d'entreprise
- > La loi régissant l'AVA de GNL, qui sera typiquement l'Angleterre ou New York
- > Le règlement des différends par l'arbitrage international
- > Les conditions suspensives
- > Les définitions et l'interprétation
- > La qualité du GNL
- > Les essais et mesures
- > Le transfert de titre et de risque
- > Les taxes et charges ; responsabilités
- > Force majeure
- > Confidentialité

Accords divers

Il y a un certain nombre d'autres accords clés qui pourraient être nécessaires pour un projet de GNL, selon la structure choisie. Voici une liste représentative :

Accord d'habilitation de projet

À moins d'autorisation particulière par législation (Loi) ou des règlements habilitants, un projet de liquéfaction nécessitera une sorte d'accord de projet entre le gouvernement hôte et les promoteurs du projet. Cet accord habilitant le projet décrira en détail :

- > La portée du projet de liquéfaction à entreprendre.
- > Le régime juridique et le régime fiscal auxquels le projet de liquéfaction sera soumis, y compris les incitatifs fiscaux ou les exonérations bénéficiant du projet de liquéfaction.
- > La propriété du projet de liquéfaction, y compris toute composante réservée de propriété locale.
- > La gouvernance et la gestion du projet de liquéfaction.
- > Les exigences fiscales applicables au projet de liquéfaction.
- > Les exigences de contenu local et les procédures d'approvisionnement applicables au projet de liquéfaction.
- > L'aide gouvernementale, y compris dans le cadre de l'acquisition de terres et d'autres licences et autorisations.
- > Les termes et dispositions locales spéciales.

Accord(s) des actionnaires

Si un véhicule à usage spécial (VUS) incorporé doit être utilisé, l'accord des actionnaires concernant la gouvernance et la gestion devra être documenté dans une convention d'actionnaires. L'accord entre les actionnaires complète et élargit les statuts constitutifs ou autres documents constitutionnels du VUS.

Accord de liquéfaction

Si une structure de péage est sélectionnée, l'entité de péage de liquéfaction devra avoir un contrat décrivant les services à exécuter, la structure des frais de péage pour ces services et d'autres dispositions concernant les risques, etc. avec le client du gaz naturel. Cet accord peut porter plusieurs noms, y compris Accord de liquéfaction et Accord de péage.

Accord sur les matières premières du gaz

Si une structure marchande est sélectionnée, l'entité de liquéfaction marchande devra acheter le gaz naturel à liquéfier dans l'installation de liquéfaction. Les questions les plus controversées de l'accord sur les matières premières du gaz sont : (1) le prix de transfert du gaz naturel, où le vendeur de gaz veut généralement un prix net et l'entité de liquéfaction veut un prix fixe, et (2) la responsabilité du fournisseur de gaz naturel pour toute insuffisance dans les livraisons, avec le fournisseur de gaz désireux de limiter la responsabilité et l'entité de liquéfaction voulant les transferts de ses responsabilités liées à l'AVA de GNL.

Contrats IAC

Les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (IAC) pour les installations en amont et les installations de liquéfaction devront être négociés et conclus par l'entité appropriée, selon la structure du projet.

Accords de financement

Si un financement de projet est utilisé, un grand nombre d'accords de financement et de sécurité devront être conclus.

Contrats de transport

Soit le vendeur, soit l'acheteur, devra contracter des navires de GNL pour transporter le GNL vers le marché. Les options sont les suivantes : (1) posséder les navires de GNL, ou (2) affréter les navires de GNL.

Dans un modèle de propriété de navire, un accord de construction navale de GNL sera exigé.

Un modèle de location de navire sera généralement soit un affréter à coque nue (l'affréteur fournit l'équipage et le carburant), affréter par voyage (le propriétaire fournit l'équipage et le carburant pour un seul voyage), ou affréter pour une période de temps (le propriétaire fournit l'équipage et le carburant pour une période de temps fixe).

Accords de partage d'installations (API)

Un API s'applique aux complexes de GNL avec plusieurs trains de GNL et des propriétaires différents entre les trains. Lorsqu'un nouveau train est construit, en plus du coût du train lui-même, les nouveaux venus sont tenus de conclure des accords de partage d'installations. Ceux-ci prévoient le paiement de leur part d'installations communes, telles que le stockage de GNL, la production d'électricité et les postes de mouillage GNL, etc.

Accord d'utilisation des terminaux

Dans un projet d'importation de GNL, selon la structure du projet, l'utilisateur du terminal entrera dans un contrat d'utilisation du terminal avec le propriétaire du terminal. Il y a une grande variété de titres pour cet accord, bien qu'ils accomplissent le même but - l'utilisation du terminal pour des honoraires.

Financement d'un projet d'exportation de GNL

Introduction

Structure de financement de projet

Processus de financement

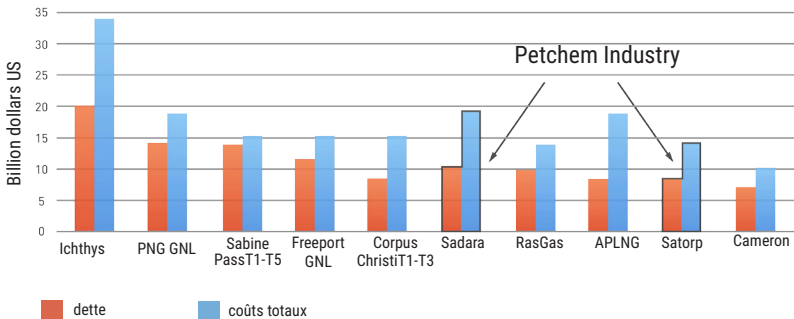
Sources de financement disponibles

Impact des changements de marché sur le financement des
projets

Introduction

Ce chapitre présente les concepts de base impliqués dans le financement des projets d'exportation de GNL et de l'infrastructure connexe. Bien que certains projets, tels que le GNL du Nigéria (1 et 2), et Gorgon de l'Australie, ont été financés directement par leurs promoteurs, la méthode la plus courante d'amasser des capitaux a été par le biais d'une structure de financement de projet exécuté en plusieurs étapes. Ce chapitre se concentre donc sur les structures financières suivies d'une discussion sur le processus financier, les diverses sources de financement et l'impact de l'état actuel des marchés mondiaux de GNL par rapport à l'Afrique.

La première transaction de financement de projet dans le secteur du GNL a été pour le plateau du Nord-Ouest de l'Australie en 1980. Depuis lors, son utilisation est devenue de routine et le financement de projet a été utilisé en Afrique dans de nombreux types de grands projets, y compris par le GNL du Nigéria (NLNG 3-6). Classés par dette, les projets de GNL occupent huit des dix plus grands créneaux pour tous les financements de projets réalisés globalement entre 2005 et 2015, comme indiqué dans le tableau ci-dessous :



Source : GNL finance sur les marchés mondiaux, GNL sur les marchés mondiaux, de Poten & Partners et les rapports publiés de l'entreprise.

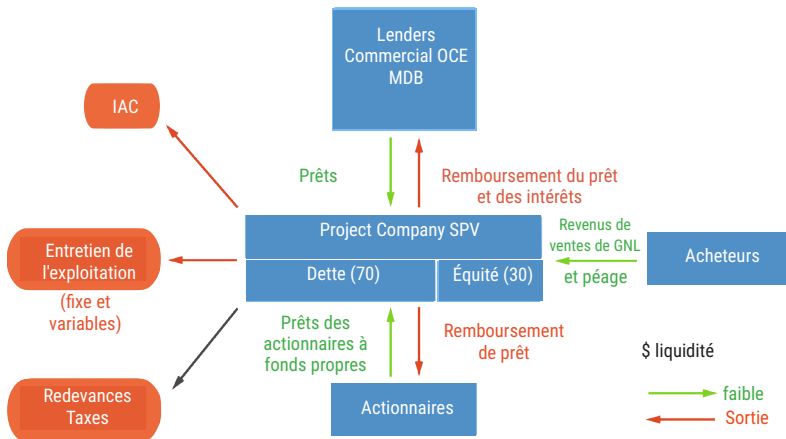
Dans le financement de projets, tous les coûts de développement, les actifs, les permis et les droits contractuels de la compagnie de projet sont utilisés pour soutenir la structure financière. Le crédit des contreparties de la compagnie de projet est utilisé plutôt que le crédit des promoteurs du projet qui créent et possèdent la compagnie de projet. Les prêteurs du projet s'appuient sur la liquidité générée par le projet (p. ex., la durée du contrat de vente de GNL et les prévisions de revenus) pour rembourser la dette et non sur les bilans des promoteurs du projet. Pour cette raison, il est également appelé « financement hors bilan » et financement à recours limité.

Compte tenu de l'ampleur du capital requis pour les projets de GNL, la plupart sont mis en œuvre par plus d'un promoteur de projet et nécessitent de multiples sources de financement. Les promoteurs gouvernementaux et corporatifs sont souvent incapables ou ne veulent pas fournir un crédit souverain ou corporatif suffisant pour financer des projets de GNL. Les structures de financement de projets offrent une protection raisonnable à toutes les parties et protègent contractuellement contre les responsabilités éventuelles du partenariat.

Pour mettre en œuvre une transaction de financement de projet, les commanditaires du projet établissent un véhicule à usage spécial (VUS) qui permet aux banques, aux Organismes de crédit à l'exportation (OCE) et aux autres bailleurs de fonds de prêter de l'argent directement à la compagnie de projet ou à des actifs particuliers (par exemple, le train de GNL n° 3) plutôt qu'aux promoteurs de projet individuels. À l'heure actuelle, tous les projets de liquéfaction nécessitent des contrats de vente ou de péage de GNL à long terme pour leur permettre d'amasser des fonds grâce à des structures de financement de projets et d'équipement. Étant donné que les actifs, les permis et les droits contractuels de la compagnie de projet sont les seules sources de service de la dette, le financement de projets internationaux implique une analyse attentive des différents risques associés au projet. Les nouveaux produits d'assurance tels que les politiques de première perte ou l'assurance protection de l'environnement apportent de nouvelles sources de financement comme les caisses de retraite. Les accords auxquels la compagnie de projet fait partie doivent être rédigés avec précision afin de s'assurer que ces risques sont correctement identifiés et répartis entre les contreparties de la compagnie de projet.

Structure de financement du projet

Le diagramme suivant décrit les relations entre les commanditaires du projet et les bailleurs de fonds et les flux de trésorerie :



- > **Ratio de la dette à l'équité** : En raison du coût élevé des projets de GNL, ils sont généralement fortement endettés. Une ratio cible de 70:30 de dette/capitaux propres est la norme. Les partenaires du projet fourniront les capitaux propres et amènent parfois d'autres bailleurs de fonds à fournir des capitaux propres. La dette est généralement fournie par les banques et d'autres prêteurs. Par conséquent, une grande partie des promoteurs de projet examinent la possibilité de générer de grandes quantités de dette, mais dans le financement de projet, ceci est situé hors bilan. Ainsi, l'utilisation du financement de Project permettra aux commanditaires de maintenir leur ratio dette/capitaux propres.
- > **Recours limité aux commanditaires du projet** : Le financement de projet de GNL est essentiellement basé sur le financement à « recours limité », ce qui signifie que le prêt est donné à un véhicule à usage spécial (VUS) au lieu des commanditaires du projet. Par conséquent, les prêteurs plutôt que les promoteurs assument la plus grande part de risque associé au projet. Cependant, pendant la

phase de développement du projet, les promoteurs (ou actionnaires) fournissent habituellement une couverture financière aux prêteurs jusqu'à ce que les tests de démarrage et d'achèvement soient remplis. Ceci est fourni par une garantie d'achèvement. De même, les actionnaires essaieraient de répercuter certains des risques aux entrepreneurs en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC). Les entrepreneurs d'IAC fournissent la sécurité aux actionnaires par l'intermédiaire d'un contrat clé en main de somme forfaitaire, ce qui signifie que les entrepreneurs doivent assumer le risque s'il y a des problèmes avec la performance de l'usine pendant le démarrage entraînant des retards. Lorsque la production démarre et que les cibles sont remplies avec des essais d'achèvement appropriés, le recours financier aux promoteurs est annulé. Cela diffère grandement des prêts traditionnels à base de bilan.

- > **Partenariats public-privé dans les pays à risque élevé** : Les projets de GNL nécessitent toujours l'appui du gouvernement ; c'est pour des raisons politiques, l'atténuation des risques, les questions de cadre réglementaire, les interactions avec les communautés, et la stabilité des contrats et l'exécution. Souvent, le gouvernement (national ou régional) est actionnaire du projet. Le gouvernement n'est peut-être pas en mesure d'avoir accès au financement pour contribuer à l'équité ou à d'autres coûts de développement et, de même, les investisseurs ne sont peut-être pas disposés à couvrir les coûts de développement du gouvernement. Le rôle du financement du projet est de clôturer le projet et de permettre à la compagnie de projet d'emprunter de l'argent sous son propre nom, en accédant à des conditions plus favorables que celles que le gouvernement obtiendrait, réduisant ainsi l'impact de la faible cote de solvabilité du pays hôte.
- > **Véhicule à usage spécial** : Afin de mettre en œuvre avec succès une transaction de financement de projet, les promoteurs de projet établissent généralement un véhicule à usage spécial (VUS) qui permet aux banques, aux Organismes de crédit à l'exportation (OCE) et à d'autres entités de prêter de l'argent directement à la compagnie de projet plutôt qu'aux promoteurs individuels du projet. Par comparaison, si le financement des entreprises a été utilisé, chaque promoteur serait tenu de financer sa partie du projet, en utilisant une combinaison de capital en main et de prêts individuels, ce qui limiterait le montant de la dette qui peut être soulevée par les entités ayant des cotes de crédit inférieures.
- > **Initiatives extracôticières** : Dans certains cas, les développeurs de projets créent également un compte à l'étranger qui recevra des entrées de trésorerie des prêteurs, des capitaux propres des actionnaires et des revenus de ventes de GNL. La dette sera desservie à partir de ce compte à l'étranger. Bien que cela ne signifie pas que le VUS est exempté de l'impôt dans le pays d'accueil-qui est généralement réglementé par la Loi et négocié contractuellement - cela sert à atténuer l'exposition des pays

à la fois politique et économique, ainsi que de faciliter les flux de trésorerie qui pourraient être compromis par les performances du système bancaire du pays hôte. Les entreprises extra-côtières sont réglementées et négociées contractuellement pour faire respecter le droit international et les Accords et équivalents de la Loi sur les pratiques de corruption étrangères (Foreign Corrupt Practices act agreements and equivalent) des États-Unis.

- > **Teneur de prêt / période de remboursement** : La dette est assurée par un consortium de prêteurs (comme les banques commerciales, les fonds de pension, les investisseurs sur le marché obligataire public, les agences de crédit à l'exportation et les établissements de prêt souscrites par le gouvernement, qui diffèrent par rapport aux montants qu'ils prêtent, aux conditions de prêt ainsi qu'au classement dans l'ordre de remboursement. Un teneur de prêt typique (ce qui signifie le temps restant pour le remboursement de prêt) que les banques commerciales accepteraient pour les projets de GNL serait 10 ans pour les pays à haut risque. Les termes du teneur sont basés sur un ratio de couverture du service de la dette qui peut être déterminé à l'aide de modèles financiers. Le prix des prêts sont établis à une marge appliquée au-dessus du taux de base, qui est souvent le London Interbank Offered Rate. Le prix du prêt ou la marge dépendra d'une évaluation du risque d'un projet et du coût du financement. Les banques multilatérales de développement (BMD), telles que la Société de financement international (SFI), la Banque africaine de développement (BAfD) et la Banque européenne d'investissement (BEI), ont des produits de prêt spécifiques qui peuvent offrir des termes plus favorables au teneur, mais qui constituent généralement une faible proportion du montant total de la dette. En raison du temps nécessaire pour récupérer les coûts d'investissement en capital - typiquement autour de 7 ans et plus, les termes de teneur sont favorisés par les promoteurs de projet.
- > **Contrats de vente et d'achat à long terme** : Les ententes fermes à long terme entre les exportateurs et les importateurs de GNL sont généralement nécessaires jusqu'à 80% de la capacité du projet. Elles couvrent généralement les périodes contractuelles d'environ 15 à 25 ans, dépassant ainsi la période de remboursement prévue du prêt - normalement dans la fourchette de 7 à 15 ans. Toutefois, les contrats à court terme deviennent plus fréquents (voir la section ci-dessous).
- > **Les apports des OCE et des BMD** : Le processus de diligence raisonnable long et approfondi impliqué dans une opération de financement de projet, ainsi que les implications de développement économique et l'importance de l'environnement politique, est bien adapté à l'OCE et la participation des BMD. Depuis le milieu des

années 1990, les BMD et les OCE ont joué un rôle croissant dans la structuration des projets de GNL. Ils peuvent les financer par des prêts directs, une couverture de risque politique ou des garanties de prêts (voir la section sur les sources de financement disponibles ci-dessous).

- > **Atténuation des risques** : L'un des principaux avantages du financement de projets est qu'il permet aux développeurs d'atténuer les risques associés à des environnements politiquement ou économiquement instables. Ces projets sont confrontés à un risque d'expropriation, de troubles politiques, de grèves du travail, de questions relatives aux droits fonciers et d'autres perturbations imprévues.
- > **Recouvrement des dettes et taux par défaut** : L'expérience a prouvé que l'utilisation du financement de projet pour les projets de liquéfaction a donné lieu à des niveaux de défaut remarquablement faibles.

Le financement de projets peut avoir ses inconvénients. Puisque les banques prêtent à une compagnie de projet, avec le recours limité aux promoteurs réels de projet, les conditions de diligence raisonnable prennent du temps et de l'argent. Bien que ces inconvénients sont importants, les promoteurs de projet de liquéfaction ont historiquement trouvé que les avantages du financement de projet l'emportent sur ses inconvénients. Mais ils ont tendance à l'utiliser seulement quand il leur permet de financer des projets avec des partenaires de crédit plus faibles ou à l'instigation des compagnies pétrolières nationales.

Processus de financement

Le temps nécessaire pour organiser le financement du projet dépendra des processus de développement, du coût du projet, des risques associés au projet et du pays hôte, ainsi que du nombre et du type de bailleurs de fonds nécessaires. En outre, les conditions du marché extérieur telles que les prix des produits de base et la quantité de liquidité dans les marchés financiers et les fluctuations des devises étrangères auront un impact sur le calendrier. La taille, la complexité et la portée des grands projets de GNL nécessitent un large éventail de conseillers, tant du côté des investisseurs que du gouvernement hôte, ainsi que l'engagement de ressources substantielles tout au long du processus de financement par le gouvernement du pays hôte et les promoteurs du projet.

Ce processus, des discussions initiales à la finalisation du financement (clôture financière), peut prendre jusqu'à deux ans. Dans les pays ayant peu d'expérience dans le secteur, ou sans cadres politiques et réglementaires appropriés, le processus de financement peut prendre beaucoup plus de temps. Les entreprises nomment généralement un conseiller financier pour aider à structurer l'accord. Le conseiller financier sera nommé en même temps, habituellement, en tant que conseillers juridiques et techniques. Le conseiller financier est souvent choisi parmi un groupe de conseillers connus par la communauté des banques commerciales. En outre, les banques de développement, telles que la SFI et la Banque africaine de développement, peuvent également être nommées à un stade précoce pour donner des conseils sur la structuration financière.

Les réserves seront délimitées, la compagnie de projet sera formée et obtiendra ses permis et licences, et les accords de projet seront structurés, négociés et exécutés par les intervenants, y compris le gouvernement. Chacune de ces tâches aura besoin de ressources commerciales, techniques et juridiques. Les discussions de financement commenceront concurremment avec les études et les offres de CII pour les entrepreneurs de l'IAC. Souvent, les entreprises et leurs conseillers tiendront des pourparlers initiaux avec les banques - connues sous le nom de « sondages » - afin de mesurer leur intérêt à participer au financement du projet et de repérer les obstacles à la collecte de fonds.

Au début du processus, le conseiller financier considérera l'équité comme une source de financement. L'évaluation du montant des capitaux propres disponibles pour le projet déterminera le ratio « engrenage » et le montant de la dette que le projet doit soulever. Le projet atteindra les actionnaires potentiels intéressés, généralement les parties ayant un intérêt spécifique dans le projet, tels que les preneurs à vue, les contreparties à péage, ou les entrepreneurs ou les entités IAC qui ont une grande quantité de liquidité disponible et recherchant des rendements stables à long terme avec des risques limités. Ces entités pourraient inclure des fonds de pension.

Du côté de la dette, le conseiller financier, avec l'apport des promoteurs du projet et de leurs conseillers, produira un mémorandum d'information et une demande de proposition de financement (DP) qui sera envoyée aux banques. Cela contiendra tous les détails pertinents qui sont nécessaires par les bailleurs de fonds potentiels pour évaluer le projet. Il comprendra des détails sur les prélèvements de GNL ou les contrats de péage, tels qu'ils sont englobés dans les accords de vente et d'achat ou les accords de péage. Le mémorandum d'information inclura des détails sur la construction de projet, le contrat d'IAC, et le calendrier, les plans pour l'expédition, et les détails d'exploitation et d'entretien. Les technologies utilisées seront également détaillées. Les banques n'ont pas un fort appétit pour l'exposition à de nouveaux risques technologiques, de sorte que des protections adéquates, fournies par les promoteurs, doivent être en place si quelque chose de non mis à l'épreuve est introduit. C'est le cas pour les unités de liquéfaction flottantes précoces, mais les préoccupations des prêteurs peuvent être traitées par l'utilisation d'une garantie d'achèvement du promoteur qui n'est libérée que lorsque l'appareil fonctionne selon les paramètres spécifiés dans la documentation.

Le mémorandum d'information comprendra également la protection de l'environnement et la restauration. Lors de l'évaluation de l'impact environnemental et social des projets, de nombreuses institutions financières utiliseront un cadre de gestion des risques appelé Principes de l'équateur. À la fin de 2016, 85 institutions financières dans 35 pays les avaient adoptées. Ils comprennent certaines des grandes banques commerciales qui peuvent se trouver une cible des ONG si elles ne respectent pas les normes sociales et environnementales lors du financement de projets.

Les bailleurs de fonds seront dotés de modèles commerciaux et financiers en tandem avec le mémorandum d'information. Ils utiliseront divers ratios pour évaluer le risque du projet, l'un des plus importants étant le Ratio de couverture du service de la dette (RCSD). La compagnie et ses conseillers peuvent fournir des prix indicatifs dans le modèle de la dette, bien que ce sera décidé en fonction des considérations du marché.

Les banques évalueront le risque de prêter à un projet et, si elles décident d'aller de

l'avant, elles s'approcheront de leurs comités de crédit pour obtenir l'approbation. Les banques ont leurs propres systèmes de notation interne pour les pays et cela sera appliqué, mais une décision de prêter au projet est basée sur une considération de toutes les caractéristiques du projet. Ils détermineront si la structure du projet et le financement du projet sont suffisamment solides. Ils prendront en vue la capacité des entrepreneurs et des promoteurs de l'IAC à mettre en œuvre le projet.

D'importance particulière pour les prêteurs sont les prélèvements ou les accords de péage. Ceux-ci doivent être de durée suffisante pour permettre la prestation de la dette à travers les longs horizons de remboursement longs. Ils doivent également être avec des contreparties solvables. Les banques ne veulent pas être exposées au risque du marché. Les décisions sont prises par les banques pour financer des projets au cas par cas, car il n'y a pas deux projets semblables.

Un élément essentiel de l'évaluation du projet par le prêteur comprendra une diligence juridique approfondie afin de déterminer s'il y a un problème fatal avec le projet qui pourrait compromettre la capacité de la compagnie de projet de faire des paiements de service de la dette. La portée de la diligence légale devrait être adaptée aux caractéristiques de chaque projet, mais elle inclura généralement :

- > Une analyse des lois du pays hôte.
- > Un examen d'alignement contractuel pour s'assurer que les principaux accords de projet ont des dispositions cohérentes et ne contiennent pas de déconnexions contractuelles non intentionnelles.
- > Un examen des permis et des licences de la compagnie de projet pour s'assurer qu'ils sont adéquats pour construire, posséder et exploiter le projet de liquéfaction et ont été obtenus en conformité avec toutes les lois applicables.
- > Une analyse des droits de propriété réels et personnels de la compagnie de projet.

Les documents financiers, y compris les documents hypothécaires et de sécurité, seront également examinés attentivement et commentés par les prêteurs du projet et leurs avocats respectifs.

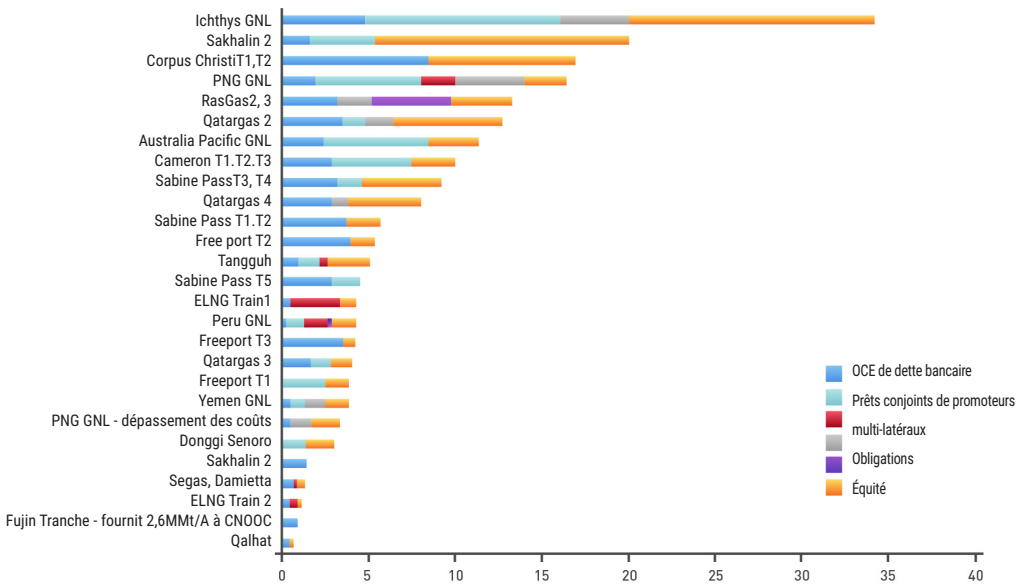
Les banques atteindront un prix consensuel pour le projet, exprimé en points de base sur le taux London Interbank Offered Rate. Les banques reçoivent également d'autres honoraires pour la participation, tels que des honoraires d'avance et des honoraires d'engagement.

Quand un nombre suffisant de banques ont reçu l'approbation de crédit, l'accord de financement ou la feuille de terme peut être signé et le projet peut passer à la fermeture financière et le prélèvement des fonds peut commencer.

Les banques peuvent fournir du financement dans le cadre d'un accord de club, ou il peut y avoir un processus de syndication où quelques banques acceptent de fournir un financement au projet. Ils syndiquent ensuite cela à un plus grand groupe de banques. La dette est remboursée aux prêteurs à partir des gains du projet. Les prêts peuvent être refinancés ou retarifés pour tenir compte de l'évolution des conditions du marché si convenu par la compagnie de projet et les prêteurs.

Sources de financement disponibles

Les projets de GNL amassent des fonds provenant de diverses sources de financement privé et public, comme le montre le diagramme suivant :



Source : GNL finance sur les marchés mondiaux, GNL sur les marchés mondiaux, de Poten & Partners et les rapports publiés de l'entreprise.

Banques commerciales internationales

Les banques commerciales ont historiquement été les principaux fournisseurs de financement des projets de liquéfaction. Au fur et à mesure que les projets s'agrandissent en raison de la nécessité d'économies d'échelle et qu'ils sont donc devenus plus coûteux à construire, les banques n'ont pas été en mesure de fournir toute la dette nécessaire. Par conséquent, d'autres sources de financement ont été exploitées. La nécessité d'accéder à d'autres types de financement est également devenue plus urgente à la suite de la crise financière mondiale de 2008-09, les banques devenant plus contraintes en raison de leur augmentation des coûts de financement interne. Au départ, le problème était l'érosion de la confiance dans les contreparties bancaires - les banques ont cessé de prêter les unes aux autres. Par la suite, des contraintes se sont posées à la suite d'un durcissement de la législation promulguée pour empêcher une répétition des événements qui ont déclenché la crise.

La mise en œuvre de directives plus strictes s'est poursuivie. Par exemple, dans le cadre des lignes directrices de Bâle III, qui doivent entrer en vigueur à la fin du premier trimestre de 2019, les banques sont invitées à appliquer davantage de capitaux aux prêts à long terme. Les prêts de financement de projets tombent dans cette catégorie parce que leur teneur s'étend généralement au-delà du seuil de Bâle III. C'est beaucoup plus long que les prêts d'entreprise. Et il semble que les révisions successives des lignes directrices, qui sont publiées par la Banque des règlements internationaux, pourraient exiger l'application de plus de capitaux contre les prêts à long terme et les prêts qui sont évalués comme étant de risque plus élevé. Un large éventail de banques commerciales internationales investira dans les opérations de financement de projets de GNL, bien que les joueurs dominants à l'échelle mondiale tendent à venir d'Europe et d'Asie. Mais dans le financement du projet GNL, il n'est pas rare d'avoir plus de 20 banques de plusieurs pays prêtant à un projet. De plus en plus, les banques sont sélectives et décideront si elles doivent fournir des prêts en fonction du fait qu'elles considèrent l'emprunteur comme un client clé qui pourrait éventuellement leur fournir d'autres affaires dans l'avenir ou des activités accessoires liées à la transaction, comme la couverture des devises et des taux d'intérêt.

Les banques commerciales internationales accordent généralement des prêts aux projets de liquéfaction en dollars parce que les cargaisons de GNL sont évaluées en dollars. Cela minimise l'exposition des prêteurs et de l'entité de projet au risque de change.

Une banque déterminera le risque d'un projet en fonction de ses propres classifications de pays, mais elle tiendra également compte de nombreuses autres caractéristiques de ce projet. Le projet aura probablement un risque plus faible que le pays dans lequel il se trouve s'il est mis en œuvre par des promoteurs solvables, a apporté une équipe d'ingénierie expérimentée, un entrepreneur d'approvisionnement et de construction, et, crucialement, s'il a des entrepreneurs de prélèvement à long terme ou de péage avec des contreparties solvables.

Banques domestiques

Les banques domestiques peuvent être beaucoup plus petites que les banques commerciales internationales qui apparaissent fréquemment sur les transactions mondiales de financement de projets de GNL. Ils peuvent aussi avoir un accès limité aux dollars. Toutefois, dans certaines transactions de financement de projets, une tranche distincte des prêts peut être fournie dans la monnaie locale pour permettre aux prêteurs locaux de fournir du financement au projet.

Banques islamiques

Ces banques sont régies par la Loi de la Charria et peuvent également fournir des fonds aux projets de GNL. Mais ce serait aussi dans une tranche séparée qui aurait sa propre structure conforme à la Charria. Toutefois, elle resterait dans la partie de la dette de la structure de financement du projet. Les banques islamiques sont principalement, mais pas exclusivement, exploitées pour le financement dans les pays où la loi commune est basée sur la Charria.

Agences de crédit à l'exportation

Les Organismes de crédit à l'exportation (OCE) sont devenus des fournisseurs importants de financement étant donné que les projets de liquéfaction ont augmenté en taille et en coût et qu'il fallait davantage de sources de financement. Mais après la crise financière mondiale (voir les banques commerciales internationales ci-dessus), ils ont pris un rôle encore plus important. Les OCE sont des prêteurs bilatéraux et leur rôle premier est de soutenir les exportations de leurs pays hôte. La plupart des projets d'appui de l'OCE proviennent de pays de l'OCDE. Ils seront en mesure de participer à un financement de projet si le projet inclut le contenu de leurs pays hôte. Le contenu local peut inclure l'équipement, les services, l'expertise et la participation au capital. Ils suivent de façon générale des règles similaires pour déterminer s'il faut fournir un financement et à quel niveau de tarification. Le niveau minimal de tarification pour tous les OCE est déterminé en examinant les taux de référence d'intérêt commercial et les classifications des risques de pays, qui sont publiés par l'OCDE. Toutefois, les OCE appliqueront également leur discrétion lorsqu'ils examineront des projets. Chaque projet sera évalué au cas par cas. Donc, si la classification du risque du pays est d'un certain niveau, mais le projet comporte de solides promoteurs, entrepreneurs d'ingénierie, approvisionnement et construction, et surtout, des prélèvements long terme ou des péages par des entreprises solvables, le projet aura une cote plus élevée que le pays dans lequel il siège.

Les OCE peuvent soutenir un projet de plusieurs façons. Ils peuvent fournir des prêts directs, mais ils peuvent également fournir une couverture de risque commercial et politique (parfois jusqu'à 100%) pour les prêts auxquels les banques fournissent le financement sous-jacent. Pour les prêts qui sont couverts par les OCE, le risque pour les banques devient alors celui du pays hôte des OCE plutôt que le risque du pays dans lequel le projet est situé. Cela a des ramifications importantes pour la tarification du prêt, car il serait évalué en fonction du risque de crédit du pays propre de l'OCE. Il convient de noter que la plupart des OCE qui participent à des projets de GNL proviennent de pays de l'OCDE ayant des cotes de solvabilité élevées. Les banques devront appliquer moins de capital, en vertu des lignes directrices bancaires, à des prêts cotés plus élevés et ainsi la couverture de l'OCE peut aider à attirer plus de banques à l'accord.

Les OCE ont fourni une somme considérable de financement aux projets de GNL. La Banque d'exportation-importation des États-Unis, par exemple, a fourni près de 10 milliards de dollars US en prêts directs à sept projets de liquéfaction entre 2003 et 2015. Ces derniers comprennent le GNL de Nigeria, le Qatargas II et le Qatargas III, le GNL de Pérou, le GNL de Papouasie-Nouvelle-Guinée, et le GNL de Australie Pacifique et le GNL de Queensland Curtis. La plupart ont été fournis aux projets qui utilisaient des structures de financement de projets, à l'exception du GNL de QC.

La Banque japonaise pour la coopération internationale a été un grand partisan des projets de GNL. Le Japon est pauvre en ressources naturelles et, comme il a cherché à accéder au GNL, ses services publics nationaux ont participé en tant qu'acheteurs (clients) ou en tant que contreparties à péage ou en tant qu'entrepreneurs IAC sur des projets. Par exemple, JBIC a fourni un prêt direct de 2,5 milliards de dollars au projet GNL du Cameroun et l'Agence sœur, Nippon Export et Investissement Insurance a également fourni 1,57 milliard de dollars de couverture pour le projet. L'OCE de Chine, la Banque d'import-export de Chine (China Exim) fournit de plus en plus des fonds et couvre des projets de GNL. La China Exim et la Banque de développement de la Chine ont convenu de fournir des prêts directs de 9,3 milliards € (10,54 milliards de dollars) et de 9,8 milliards RMB (1,51 milliard de dollars) en avril 2016 au projet GNK Yamal Arctique de Russie 16,5 MMT/A. À la suite de sanctions mises en œuvre contre la Russie par l'UE et les États-Unis, c'est l'un des rares transactions de projets de financement de GNL qui a reçu des prêts dans des devises autres que des dollars.

Étant donné les grandes quantités de couverture et de financement qui peuvent être fournies par les OCE, le désir de débloquer ce soutien peut motiver la sélection des entrepreneurs de l'IAC.

Banques de développement

Quelques banques de développement viennent tôt pour structurer des projets-tels que la SFI, la Banque africaine de développement ou la BEI. Leurs rôles peuvent inclure la participation au capital, la diligence raisonnable, l'étalement par rapport aux pratiques exemplaires internationales (en utilisant des garanties sociales et environnementales approfondies), le prêt et la syndication, ainsi que des garanties de couverture des risques. En outre, parce que les banques de développement ont généralement des relations de longue date avec les gouvernements hôte en Afrique, qui peuvent inclure l'accès aux législateurs et aux fonctionnaires, leur participation au projet peut apporter une confiance accrue aux prêteurs comme facteur d'atténuation des risques.

La clause d'engagement négatif du groupe de la Banque mondiale

En fournissant des prêts pour des projets de développement d'infrastructure, au lieu de prendre un privilège sur les actifs de l'État, la Banque mondiale protège ses intérêts par le biais d'une clause de promesse négative largement formulée. Cette clause garantit que tout privilège créé sur les biens publics comme garantie de la dette extérieure qui aboutit à une priorité pour un créancier tiers garantira également tous les montants payables par l'État emprunteur. En bref, si un tel privilège est accordé, la Banque mondiale partage les montants versés au créancier tiers, empêchant ainsi le créancier de jouir du statut de créancier principal et de saper la valeur d'un privilège accordé ultérieurement. En conséquence, la clause sape la capacité de l'État à s'engager avec d'autres créanciers et peut finir par empêcher l'État d'attirer des investissements commerciaux pour le financement de projets. Cela doit être soigneusement examiné lorsque l'on envisage d'augmenter la dette du groupe de la Banque mondiale, étant donné que les inconvénients pourraient l'emporter sur les avantages dans l'assemblage du paquet de la dette globale pour le projet.

Co-prêts de commanditaires

Ceux-ci peuvent être exploités pour de grands projets où les besoins de financement sont considérables. Les promoteurs, dans ce cas-ci, agissent en tant que fournisseurs de dette et reçoivent un paiement de marge pour leurs prêts de la même manière que des banques. Ils sont typiquement classés *paripassu*, sur un pied d'égalité, avec les autres fournisseurs de dettes.

Autres fournisseurs, dettes et capitaux propres

Les projets peuvent également augmenter le financement par d'autres moyens, bien que ceux-ci soient moins communs. Ils peuvent émettre des obligations, qui peuvent se trouver du côté de la dette de la structure de financement du projet et le rang sur un pied d'égalité avec les autres prêteurs en termes de remboursement. Cependant, les investisseurs obligataires n'aiment pas l'exposition au risque de construction, de sorte que les obligations sont souvent offertes après la construction et sont principalement utilisées pour refinancer la dette bancaire. Pour émettre des obligations de projet, les promoteurs de projet emploieront une banque ou un groupe de banques en tant que responsable des registres. Ils vont promouvoir le projet par le biais d'une « tournée de présentation » vers les pays où ils attendent que l'appétit des investisseurs pour le projet soit fort.

Les compagnies de capital privé et les caisses de retraite intensifient également la participation aux projets de GNL. Les promoteurs du projet peuvent également attirer de l'équité pour le projet par le biais d'offres d'actions, bien que jusqu'à présent cette activité dans le GNL prévaut principalement aux États-Unis.

Impact des changements de marché sur le financement des projets

L'industrie mondiale du GNL est en cours de transformation à mesure que les progrès technologiques découvrent de nouvelles réserves massives de gaz. L'infrastructure de GNL évolue rapidement avec l'avènement de nouvelles technologies, les prix du gaz naturel sont de plus en plus découplés par rapport aux prix du pétrole, et les exportations américaines de GNL introduisent une nouvelle flexibilité dans le marketing et le commerce mondiaux de GNL. Le nombre et le type de participants au marché du GNL ont augmenté de façon spectaculaire à mesure que les prix inférieurs ont rendu les importations plus abordables, les unités flottantes de stockage et de regazéification facilitant également l'ouverture de nouveaux marchés. Les transactions de GNL à court terme et Spot constituent une plus grande partie du commerce mondial de GNL. Le déséquilibre actuel d'approvisionnement en GNL et l'environnement à bas prix du pétrole ont également mis la pression à la baisse sur les prix mondiaux du GNL.

Ces changements ont une incidence sur le financement du projet GNL. Les projets de liquéfaction sont moins susceptibles d'être structurés en tant que projets intégrés point-à-point avec expédition dédiée où le crédit d'un acheteur d'utilité de qualité d'investissement fournit le financier sous-jacent pour l'ensemble de la chaîne de valeur de GNL par un AVA de GNL à long terme de prise-ou-payé indexé aux prix du pétrole. Le financement du projet GNL à la suite de ce changement de marché nécessitera des accords de structuration et de projet novateurs. Les structures de péage avec les clients de péage solvables continueront probablement à être employées pour attribuer des risques de marché de GNL loin des emprunteurs de compagnies de projet de GNL. En ce qui concerne les structures intégrées et marchandes, bien que les AVA de GNL à long terme continueront probablement à être exigés malgré la croissance des dispositions de commerce et de réouverture de prix de GNL de court-terme et de Spot, les compagnies pétrolières internationales et les agrégateurs et les compagnies de commerce de GNL développent des capacités d'expédition et de portefeuille qui peuvent fournir des solutions.

De nouveaux pays et entreprises cherchent à : développer de nouveaux projets de fourniture en GNL ; construire un grand nombre de navires de GNL ; et développer de nouveaux terminaux de regazéification de GNL. Les schémas de propriété et les structures de projet changent et les limites de l'allocation des risques entre les acheteurs et les vendeurs changent. Cela a un impact direct sur la capacité de financer des projets de GNL, à un moment où la disponibilité de financements de tiers pourrait être compressée avec la mise en œuvre des lignes directrices de Bâle III qui déterminent la quantité de capitaux que les banques peuvent mettre de côté pour les prêts à long terme. De plus, ces développements se déroulent dans un environnement de réduction des prix du gaz combiné à des scénarios de projection incertaines des prix.

Les limitations de la disponibilité de la dette d'un tiers pourraient conduire à une plus grande utilisation des fonds des actionnaires, ce qui limiterait en soi le nombre d'entreprises qui peuvent investir dans le secteur du GNL. Les projets nécessitent des prêts compétitifs comme moyen d'atténuer les coûts de la dette et d'améliorer l'économie globale. La réduction de la disponibilité de la dette de financement de projet peut miner certains développements de projets de GNL. Elle encouragera également l'utilisation de structures alternatives de financement et élargira le rôle des Organismes de crédit à l'exportation (OCE), qui sont déjà utilisés par les gouvernements consommateurs d'énergie comme moyen de rechercher un avantage compétitif dans l'approvisionnement en GNL.

D'autre part, il y a des signes positifs pour le développement des marchés du GNL et du gaz naturel. Premièrement, il y a un nombre croissant de pays importateurs de GNL qui offrent davantage de possibilités pour les contrats de prélèvements ainsi qu'une diversification du portefeuille de contrats pour répondre à un ensemble de risques économiques et politiques. Deuxièmement, le prix réduit du GNL a permis à plus de clients d'accéder à la marchandise, ce qui présage une augmentation de la taille globale du marché et de la clientèle. Troisièmement, les nouvelles technologies telles que les unités flottantes de regazéification de stockage et les mécanismes de transport de GNL à plus petite échelle permettent un marché plus souple qui peut servir un plus large éventail de clients. Le GNL à plus petite échelle fournit également une plate-forme pour développer le marché du gaz naturel dans les économies émergentes.

Le gaz naturel a été reconnu comme une partie importante du mélange d'énergie propre, avec un succès démontré dans l'abaissement des émissions. Les tendances indiquent que le marché du GNL est en pleine maturation et offrira des options plus diversifiées pour la production et l'approvisionnement de GNL qui pourrait servir une variété de clients institutionnels et privés.

Gestion des risques

Introduction

Gestion des risques et l'entreprise du GNL

Types de risques dans le GNL

Introduction

La compréhension de la gestion des risques est importante pour chaque organisation impliquée dans un projet de GNL. Le gouvernement hôte, la communauté locale, le développeur de projets, l'entrepreneur IAC, le développeur en amont, l'acheteur de GNL et les bailleurs de fonds ont tous des risques dont ils ont besoin de comprendre, gérer et atténuer. Les risques ne sont généralement pas éliminés par les décisions qui sont prises, mais plutôt partagés entre ces institutions.

Chaque entité a des rôles et des responsabilités et ceux-ci sont accompagnés de risques pour cette partie et les autres parties. Si l'allocation des risques est claire et que chaque entité est responsable de l'atténuation de ses propres risques, toutes les parties peuvent en toute confiance procéder à l'élaboration du projet. Par exemple, le choix du modèle commercial peut déterminer si le développeur de projet de GNL porte le risque de coût en amont ou si cela est supporté par les entités en amont et si l'attribution des risques de marché est au développeur de projet ou à une entité différente qui possède le GNL et prend ce risque de marché.

Pour une installation d'importation de GNL, il y a le risque que la demande locale et l'achèvement de l'infrastructure (distribution locale, production d'électricité, etc.) ne soient pas prêts à absorber le GNL importé.

Gestion des risques et l'entreprise du GNL

Investissement et risque du GNL

Les principaux modèles de risque reconnaissent les subtilités de l'investissement en GNL et envisageront également les risques en Afrique. Afin d'encourager l'investissement de GNL en Afrique, une approche de profilage des risques robuste et efficace est une condition préalable. La dynamique des prix (risque de prix) continuera à modifier les principes fondamentaux des décisions clés en matière d'investissement dans le GNL, en particulier dans les pays africains. Dans l'environnement changeant actuel des prix, la couverture et la gestion du risque de prix à long terme sont devenues une partie plus complexe et intimidante de l'exécution du projet.

Dans les pays en amont les imprévus de forage et d'achèvement, d'installation, de pipelines et l'augmentation des coûts de transport ou les retards de planification peuvent influencer sur les volumes initiaux de gaz naturel disponibles à l'installation de GNL. Cela peut également être couplé à la dynamique des prix si le prix de transfert est un facteur (pour un modèle commercial non intégré) qui pourrait déterminer si une installation de GNL porte un risque d'investissement en capital en amont. Les coûts et les risques d'achèvement de l'installation de GNL elle-même peuvent être partagés entre le promoteur du projet et l'entrepreneur de l'IAC.

Pour la commercialisation du GNL à partir d'une installation d'exportation, la demande des clients « traditionnels » de GNL est fondée sur les prévisions de l'offre et de la demande qui sont par leur nature incertaine, comme en témoigne la surabondance de l'approvisionnement en GNL d'aujourd'hui sur le marché. Les quatre principaux importateurs de GNL, la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud, représentent près des deux tiers de la demande mondiale, mais le Japon et la Corée du Sud ne verront vraisemblablement pas une croissance importante de la demande à l'avenir. La demande devrait croître en Chine et en Inde, mais le calendrier de cette croissance est incertain. Une alternative pour les exportateurs potentiels de GNL africains afin d'atténuer les risques du marché pourrait être de poursuivre une stratégie basée sur des projets plus petits d'exportation de GNL. Il convient de noter que les petits acteurs du marché des importations (< 3 TM/A, Égypte, Pakistan, Europe de l'est, etc.) ont augmenté leur part de marché de plus de 50% au cours des deux dernières années et représentent désormais plus de 10% de la part du marché mondiale.

Un nombre égal de petits marchés essaient activement d'établir des installations d'importation de GNL comme les pays de la CEDEAO, l'Afrique du Sud, le Myanmar, etc.

Structure de risque du GNL

En ce qui concerne l'investissement de GNL, il est important de considérer les conducteurs pour une décision d'investissement réussie par des méthodes spécifiques de gestion des risques. Les principaux objectifs pour les compagnies investissant dans le GNL sont d'établir efficacement les coûts de construire, ou d'élargir, les trains de GNL, d'améliorer la capacité d'exportation ou d'importation, de causer le moins de coûts écologiques que possible et des installations de GNL techniquement saines qui génèrent un flux de produits économiquement viable (GNL, GPL, condensat) pour maximiser le retour à l'investisseur.

Méthodologies de gestion des risques du GNL

Les méthodes et les outils de gestion du portefeuille et des risques sont définis localement pour accroître l'efficacité du capital et produire une plus grande résistance aux risques stratégiques, opérationnels et commerciaux. Cette étape évite les litiges au moyen d'un cadre proactif et complet de gestion des risques et des réclamations. L'examen des risques appuie le besoin des intervenants du projet de comprendre leur tolérance aux risques en termes de sécurité, d'environnement, de finances, de réputation et de risque de rendement afin que les limites de risque puissent être définies de façon appropriée et que les processus décisionnels soient informés.

Types de risques dans le GNL

Voici un exemple de registre des risques de GNL :

Type de risque	Description du risque	Atténuation du risque
Risque du marché	Équilibre et concurrence du marché du GNL	Analyse économique
Risque politique et réglementaire	Changement de politique, stabilité du gouvernement, cadre réglementaire de l'énergie	Engager le gouvernement en tant que partenaire des négociations financières et de développement
Risques du développement	Propriété des droits fonciers, achèvement des études fourragères, accès au site et aux terres	Suivre des processus connus et rigides de développement de baux, de contrats et d'étapes de documentation
Risque financier	Garanties souveraines, garanties de la Banque mondiale, solvabilité de l'acheteur du GNL, engagement financier de l'acheteur du GNL, engagement envers le l'installation GNL en amont et autres investissements auxiliaires (centrale électrique)	Gérer les actions financières à travers des véhicules monétaires internationaux connus et transparents. Engager les investisseurs désireux de soutenir des programmes durables à long terme
Risque environnemental	Potentiel de catastrophe naturelle, espèces en péril, qualité des émissions d'air et d'eau dans les zones peuplées	Suivre les normes environnementales internationales de la Banque mondiale, de l'ISO et des principaux traités pour atténuer les problèmes environnementaux ou réglementaires à venir

Type de risque	Description du risque	Atténuation du risque
Risques d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction	Garanties de l'ICA, capacité de l'ICA de tirer parti du contenu local avec une prestation de service adéquate, la formation et l'assurance de calendrier	Engager des ICA éprouvés avec des antécédents pour inclure une « signature » complète des termes de l'ICA et du contenu local et des mandats de responsabilité sociale
Risque d'impact communautaire	Concurrence pour l'accès aux routes, l'air, l'éclairage, la poussière et le bruit, les impacts sociaux et culturels, l'élimination des déchets, l'augmentation des prix de l'alimentation, la santé et l'assainissement sur la communauté	Engager les gouvernements locaux, les entreprises commerciales et l'industrie au début du développement afin d'inclure une planification complète des communications. Investissez tôt dans les programmes axés sur la communauté
Sécurité du personnel	Sécurité des travailleurs, contrôle de l'activité criminelle, contrôle de la traite	Investissez tôt dans les sécurité communautaire et en programmes de formation en sécurité
Impact sur la santé	Limiter l'exposition de la communauté et des travailleurs à la maladie, en minimisant la congestion des établissements de santé. Sécurité routière	Investir suffisamment tôt dans les programmes de santé communautaire et d'éducation/d'information
Pénalités de conformité	La création d'une culture de conformité, de paiement en temps opportun des pénalités, l'application des traités internationaux concernant la conformité (par exemple travail des enfants), rapports et suivi	Développer le Bureau de gestion de projet pour les communications complètes, le contrôle des changements et les exigences du programme de conformité
Réputation de la compagnie	Sensibilisation et réputation à la collectivité grâce aux communications par faible à haute technologie, à la formation sur le contenu local, à la formation communautaire, à la formation au niveau primaire et secondaire, aux dispositions en matière de soins de santé, à l'investissement en revenus à la communauté touchée	Investissement dans des programmes de pays, de communauté et de communication pour les communications locales et mondiales des succès conjoints du gouvernement, des entreprise et du projet
Risque de réputation du pays	Réputation politique fédérale, étatique et locale, impacts positifs sur la communauté, transparence et investissement local visible dans l'alimentation, l'eau, l'énergie et la sécurité humaine de la société	Appuyer les politiques publiques gouvernementales, le marketing, les communications et mettre en valeur les investissements internationaux pour promouvoir le succès au niveau des pays

Voici un échantillon d'une matrice de risque :

	Conséquences les plus graves				
	Très basses	Faibles	Modérées	Élevées	
Très probable	Niveau 4	Niveau 5	Niveau 6	Niveau 7	HL
Probable	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5	Niveau 6	P
Peu probable	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5	U
Très peu probable	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	VU
	VL	L	M	H	

Contenu local

Introduction

Définition du contenu local

Élaboration d'une politique de contenu local efficace

Mise en œuvre du contenu local

Engagement des intervenants

Développement d'infrastructures auxiliaires

Gestion des attentes

Comparaison des stratégies de contenu local

Introduction

De plus en plus, les pays cherchent des moyens de réaliser la valeur de la richesse des ressources naturelles le plus près que possible du début du cycle de vie du projet que possible. À l'avant-garde de ce disque est la poussée pour les politiques de contenu local (PCL) visant à relier les projets de ressources naturelles à l'utilisation délibérée des ressources humaines et matérielles locales et des services afin de stimuler le développement des capacités autochtones et d'encourager les investissements locaux et la participation.

Cela peut entraîner une augmentation de l'emploi, la croissance du secteur privé pour les petites et moyennes entreprises (PME), l'accroissement des activités manufacturières dues à la demande de biens et de services, l'augmentation du commerce d'exportation et le transfert de technologie. Un aspect important de la PCL est la mesure dans laquelle la production du secteur des ressources naturelles génère d'autres avantages pour l'économie au-delà de la contribution directe de sa valeur ajoutée, par le biais de ses liens avec d'autres secteurs.

De nombreux gouvernements africains n'ont pas de politiques claires pour saisir ces avantages, ou lorsque des politiques et des instruments juridiques existent, les dispositions sont insuffisantes pour donner des résultats. Peu de gens énoncent les mécanismes nécessaires pour renforcer les capacités des institutions publiques et privées nationales. Les gouvernements doivent établir la capacité institutionnelle pour aider les entreprises locales à répondre aux normes industrielles, technologiques et de sécurité nécessaires pour faire concurrence sur le marché mondial. Les gouvernements doivent également reconnaître les barrières commerciales de l'industrie qui réduisent actuellement la capacité de rivaliser des entreprises locales. Les lois et règlements devraient répondre adéquatement aux exigences institutionnelles, juridiques et de compétences pour une mise en œuvre et un suivi efficaces. Les gouvernements doivent travailler en étroite collaboration avec les partenaires du secteur privé locaux et étrangers pour s'assurer que les politiques sont mises en œuvre d'une manière qui profite à toutes les parties.

Cette section aborde les initiatives stratégiques, les engagements des intervenants et l'infrastructure nécessaires pour encourager et faciliter la participation locale. La formation du personnel local, qui est essentielle à la croissance durable de l'industrie, est un élément essentiel de la participation locale et est traitée séparément dans le chapitre sur la formation dans la section du renforcement des capacités.

Définition du contenu local

Il existe de nombreuses définitions possibles pour le contenu local (CL) et il est important que le pays hôte définisse les exigences en matière de contenu local d'une manière qui permettra d'atteindre les objectifs de la politique, tout en continuant d'attirer les investissements. Par exemple, le contenu local peut être défini comme le pourcentage d'un produit dont la valeur ajoutée provient du pays. Une définition plus générale du contenu local est liée à la création d'emplois par le biais d'achats locaux, c'est-à-dire l'achat de biens et de services auprès d'un fournisseur local.

Il est particulièrement important de définir « local » et « contenu ». Le concept de « local » désigne l'empreinte géographique des objectifs politiques définis par les structures administratives du pays, le ou les objectifs de développement économique et les paramètres juridiques dans lesquels la politique sera mise en œuvre. Il est essentiel de les définir dès le début car ils sont des points de référence utiles pour orienter la formulation des politiques, établir des objectifs et prédéterminer les avantages économiques souhaités. Les options pour définir local comprennent :

- > La région occupée par la communauté à proximité du projet
- > L'État souverain
- > Une communauté économique régionale (marchés communs) de laquelle le pays est membre.

La définition et l'intention du « contenu » peuvent également varier, les options comprennent :

- > Améliorer les économies des communautés à proximité des projets de ressources naturelles
- > Stimuler le secteur manufacturier d'un pays
- > Développer la main-d'œuvre nationale
- > Créer des centres d'excellence en R&D et en technologie
- > Stimuler le secteur financier
- > Améliorer le commerce transfrontalier
- > Le renforcement des marchés communs.

Une définition concise de la CL est la valeur créée par le développement industriel par le renforcement des capacités et la promotion des entreprises locales pour participer aux opérations de l'industrie ainsi que la création des capacités des ressources locales pour la participation dans les entreprises de l'industrie.

Il doit y avoir une définition harmonisée, claire et transparente du contenu local par l'intermédiaire de tous les ministères compétents du gouvernement. Il devrait également y avoir des rôles et des responsabilités clairs et uniformes pour les entités gouvernementales dans l'appui aux initiatives de contenu local, ainsi que pour les compagnies pétrolières internationales (CPI), les compagnies pétrolières nationales (CPN) et les entreprises privées, afin d'implémenter le contenu local avec succès.

Élaboration d'une politique de contenu local efficace

Afin de définir la politique de contenu local pour répondre aux objectifs à court et à long terme et gérer les attentes des intervenants, les gouvernements doivent comparer la capacité du marché domestique aux besoins d'approvisionnement des grandes entreprises qui investissent dans l'industrie gazière. Le résultat de l'analyse du marché local sera la capacité de définir les politiques et les objectifs à long terme fondés sur des renseignements fiables afin d'élaborer un plan de renforcement des capacités à long terme conforme aux besoins identifiés. L'objectif est d'assurer la cohérence des processus de qualité, d'ingénierie et d'entretien et de fournir une meilleure fiabilité et des économies d'échelle. La compréhension de ces exigences est essentielle pour que les gouvernements et le secteur privé local fixent des objectifs en matière de renforcement des capacités afin d'atteindre une qualité conforme aux normes internationales.

Les facteurs suivants devraient être évalués et pris en compte dans le processus décisionnel afin d'accroître l'alignement entre les gouvernements et les investisseurs et d'améliorer ainsi l'efficacité des politiques.

Les principales considérations sont :

- > Estimation du nombre d'emplois créés et des compétences qui devraient être développées
- > La structure des réseaux mondiaux d'approvisionnement dans le secteur spécifique
- > L'identification de l'écart potentiel de capacité entre les pays hôtes par rapport aux pays à partir desquels les intrants de projets sont fournis, car le résultat permettra de définir un plan de renforcement des capacités.
- > La planification de l'avancement du personnel local dans les compagnies investisseurs avec l'escalade des niveaux de responsabilité
- > Comprendre la capacité des entreprises locales
- > Création d'un plan qui permet à la société de projet de former un personnel qualifié pour maintenir les normes de production et de distribution les plus élevées pour le secteur

Analyse du marché domestique

L'analyse de l'économie nationale vise à déterminer la capacité des institutions publiques et privées du pays à répondre aux possibilités et aux défis que la politique crée et à faciliter les interventions visant à combler le fossé entre les capacités. Par exemple, l'accent mis sur l'emploi des citoyens donne la possibilité de développer des compétences pertinentes. La promotion du contenu local devrait être équilibrée par rapport aux coûts et au temps ajoutés au projet, en notant que à long terme, la construction de compétences locales aidera à renforcer le soutien local pour le partenariat en montrant des avantages économiques plus clairs pour la communauté locale et diminuera les coûts d'exploitation au fil du temps. L'absence d'une capacité locale identifie le besoin de politiques qui renforcent les compétences nécessaires pour promouvoir l'emploi. Dans le cas d'un déficit identifiable de compétences, les gouvernements et les investisseurs devraient travailler ensemble pour instituer des mesures pour remédier au déficit.

Les décideurs devraient examiner et évaluer les éléments suivants :

- > Quelles institutions étatiques existent pour développer et appliquer les politiques et surveiller les performances ?
- > Les institutions privées peuvent-elles répondre à la demande et aux normes du projet de façon compétitive ?
- > Quelles entreprises nationales existent pour répondre aux exigences du projet pour les biens et services ?
- > Quelles sont les principales opportunités ? Dans de nombreux cas, il y a des gains et des opportunités rapides qui correspondent à des secteurs où la capacité des PME locales répond déjà aux exigences de l'industrie.
- > Quelles sont les principales contraintes et les défis de capacité ?
- > Quels sont les niveaux de ressources nécessaires pour combler l'écart de capacité ?

Cet effort devrait se traduire par une analyse des écarts de capacité des PME locales et des travailleurs individuels qui ouvriront la voie à une feuille de route pour la formation.

Mise en œuvre de la politique de contenu local

L'établissement d'une orientation politique claire pour orienter les cadres législatifs et institutionnels appropriés est essentiel. L'objectif est d'aligner les cadres politiques, juridiques et institutionnels sur les résultats escomptés.

Une considération importante dans la définition de la politique et du cadre réglementaire est de maintenir l'attractivité des investisseurs étrangers, compte tenu des investissements importants en capital nécessaires au développement des projets gaziers. Une considération particulière est la stabilité et la prévisibilité du cadre juridique, parfois plus importantes que les exigences elles-mêmes.

Différentes options sont disponibles :

- > **Les politiques normatives** qui sont conçues avec des objectifs de pourcentage juridique explicites auxquelles les investisseurs devront se conformer. Cette approche suppose la capacité des institutions étatiques de superviser les activités des investisseurs et d'assurer le respect des lois. Elle assume également la capacité des gouvernements de surveiller les activités des promoteurs. L'expérience a prouvé que cette voie peut parfois être difficile et avoir un impact négatif sur le développement du secteur si l'objectif est trop élevé au départ et dépasse la capacité locale à l'époque. Les politiques devraient être surveillées et revues si les objectifs se sont démontrés trop ambitieux. Des changements doivent être apportés en étroite consultation avec les partenaires du secteur privé local et étranger.
- > **Les politiques incitatives** qui fournissent des directives aux promoteurs des voies (et des secteurs) dans lesquelles augmenter le contenu local selon des conditions légales. Grâce à des régimes incitatifs, les investisseurs sont encouragés mais pas obligés d'augmenter les intrants locaux dans les projets. L'approche suppose que les incitatifs fournissent aux investisseurs une motivation suffisante et qu'en contrepartie, l'État est adéquatement compensé par l'augmentation de l'activité économique domestique qui en résulte.

L'approche reconnaît la nature concurrentielle des projets de ressources. Elle reconnaît la possibilité pour les pays hôte d'utiliser les incitatifs comme moyen supplémentaire d'attirer des entreprises étrangères dans le pays et encourage les promoteurs de projets à rechercher des fournisseurs et des fournisseurs de services locaux. L'Australie est souvent citée comme un bon exemple de cela. Les politiques fondées sur les incitatifs peuvent être plus difficiles à surveiller et à appliquer afin de s'assurer que les objectifs du gouvernement sont atteints.

Un exemple de la façon dont le contenu local peut être déployé est indiqué ci-dessous dans le cas de l'Angola. Cet exemple n'a pas pour but de juger si ce niveau de contenu local était bon ou mauvais en ce qui concerne le développement de leur projet de GNL.

- > Pourcentage obligatoire de ressortissants dans les effectifs d'une compagnie étrangère
- > Liste des biens et services réservés aux vendeurs nationaux seulement (régime d'exclusivité)
- > Liste des biens et services nécessitant des partenariats avec des compagnies étrangères et des entreprises locales (régime semi compétitif)
- > Liste des biens et des services sans restrictions - ceux-ci nécessitent un investissement de capitaux lourds et/ou un savoir-faire spécialisé (régime concurrentiel)
- > Contenu local intégré dans l'adjudication de contrat par les opérateurs mettant en œuvre leurs propres procédures d'appel d'offres.

Un autre exemple de contenu local serait les dispositions suivantes de la Loi sur les hydrocarbures de 2015 de la Tanzanie.

- > Un détenteur de licence, des sous-traitants et des sous-traitants doivent privilégier les marchandises produites ou disponibles en Tanzanie et les services rendus par des citoyens tanzaniens ou des compagnies locales.
- > Lorsque les biens et les services exigés par l'entrepreneur, le sous-traitant ou le détenteur de la licence ne sont pas disponibles en Tanzanie, ces biens et services sont fournis par une compagnie qui a conclu une coentreprise avec une compagnie locale.
- > La compagnie locale visée au paragraphe doit posséder une part d'au moins vingt-cinq pour cent dans la compagnie commune ou dans les cas prévus par les règlements.

- > Un titulaire de licence, un entrepreneur et un sous-traitant doivent préparer et soumettre à l'organisme de réglementation un plan d'approvisionnement pour une durée d'au moins cinq ans, indiquant entre autres, l'utilisation des services locaux dans les domaines de l'assurance, des finances, du droit, des comptes et de la santé et des marchandises produites en Tanzanie.
- > Un titulaire de licence, ses entrepreneurs et sous-traitants veillent à ce que les entités visées au paragraphe notifient à l'organisme de réglementation les questions touchant :
 - les normes de qualité, de santé, de sécurité et d'environnement requises par le titulaire de permis et l'entrepreneur ;
 - les contrats à venir aussi tôt que possible ;
 - la conformité aux plans de contenu local approuvés.
- > Les entités locales doivent -
 - avoir la capacité d'ajouter de la valeur pour rencontrer les normes de santé, de la sécurité et de l'environnement les normes relatives aux opérations pétrolières et aux activités gazières effectuées par le titulaire de permis et l'entrepreneur ;
 - être approuvé conformément aux critères prescrits dans les règlements.
- > Dans les 60 jours suivant la fin de chaque année civile, le détenteur de la licence soumet à l'autorité de réglementation un rapport sur ses réalisations et sur ses sous-traitants et les réalisations des sous-traitants dans l'utilisation des biens et des services tanzaniens au cours de cette année civile.
- > Le titulaire de la licence doit soumettre au régulateur :
 - Un rapport sur l'exécution d'un programme en vertu du présent article, tel qu'il est prescrit dans les règlements ;
 - Un programme détaillé de développement de fournisseur local conformément au plan de contenu local approuvé.
- > Aux fins de la présente section, on entend par « compagnie locale » une compagnie ou une filiale constituée en vertu de la Loi sur les compagnies, qui est à 100% détenue par un citoyen tanzanien ou une compagnie qui est dans une coentreprise avec un citoyen tanzanien ou des citoyens dont la part participante n'est pas inférieure à quinze pour cent.

Une considération institutionnelle tout aussi importante est la capacité du gouvernement à appliquer et à surveiller ces exigences. Cela nécessite une capacité de rayonnement au niveau national, parfois dans des sites éloignés, ainsi que des consultations régulières avec le secteur privé local et les investisseurs internationaux, en particulier sur la question du contenu local. Cela est parfois négligé et cela sape l'efficacité de la politique ainsi que la capacité de tester son efficacité.

À un certain stade, il peut être nécessaire de passer une loi pour s'assurer que la politique de contenu local est correctement documentée et approuvée par l'ensemble du gouvernement et pour s'assurer qu'il est plus difficile de modifier la politique sans consulter les intervenants requis. Cette loi devrait être formulée en étroite consultation avec les intervenants. Lors de l'élaboration de la Loi, il est important d'analyser à nouveau le gouvernement et la capacité du secteur privé local pour surveiller et appliquer les règles et règlements établis ou prescrits par la Loi.

Engagement des intervenants

Le succès des politiques de contenu local dépend à la fois du rôle de leadership des gouvernements et de la participation active et de l'engagement des promoteurs des projets du secteur privé. Il y a plusieurs autres constituants qui sont également essentiels à l'efficacité des politiques.

À bien des égards, le succès de toute politique de contenu local dépend de l'alignement des opinions et des attentes des intervenants. D'autre part, le succès lui-même peut être mesuré par la capacité d'une politique de répondre aux attentes des intervenants. Par conséquent, la cartographie des préoccupations des intervenants est essentielle à chaque étape, car elle garantit que leurs perspectives et leurs contributions éventuelles sont prises en considération.

Par conséquent, le gouvernement ainsi que les promoteurs du projet devraient engager (ou consulter) les principaux intervenants pour assurer l'adhésion. En ce qui concerne les institutions gouvernementales, l'engagement assure la clarté des rôles, la complémentarité et réduit les chances de rivalité institutionnelle entre pairs. En ce qui concerne le renforcement des capacités, les consultations permettent au gouvernement, aux investisseurs et aux associations de l'industrie de se mettre d'accord sur des domaines de responsabilité pour combler l'écart de capacité du marché et fixer des objectifs d'approvisionnement locaux. Elle permet également aux parties d'aligner les normes nationales de fabrication (service) avec les normes internationales. Certains des principaux intervenants sont :

- > les entrepreneurs locaux
- > les branches de mise en œuvre et de réglementation du gouvernement
- > les établissements de formation
- > les associations industrielles
- > les institutions financières
- > les partenaires de développement
- > les organisations commerciales internationales

La gestion des attentes est importante tout au long du cycle de vie du projet. Il est important de fournir des renseignements clairs aux populations locales avant que le développement ne soit en cours pour leur permettre de comprendre le projet et l'impact sur leur collectivité. Ces grands projets peuvent impliquer des personnes venant de l'extérieur de leur communauté, entrant, perturbant les coutumes locales, ajoutant du trafic routier, etc. Il devrait être précisé ce qui est envisagé et quand et comment la communauté bénéficiera de la fourniture de biens et de services et le partage des revenus potentiels, tel que déterminé par le gouvernement national. La méthode de communication pour gérer les attentes peut se faire par des journaux, des discours, des annonces radio, des messages Internet, des brochures ou d'autres médias.

Développement d'infrastructures auxiliaires

Les grands projets gaziers nécessitent un développement d'infrastructure. Cette infrastructure peut comprendre des routes, des ponts, des ports, des couchettes, des logements temporaires et/ou permanents, des écoles, des cliniques médicales, etc., et devra être fournie par le promoteur du projet et/ou par les gouvernements nationaux ou locaux. Dans la plupart des cas, ces développements d'infrastructure, tels que les routes d'accès ou les infrastructures portuaires, sont à la fois multi-utilisateurs et polyvalents, ce qui signifie qu'ils peuvent être utilisés par des entités locales à d'autres fins que le service du projet gazier, ce qui peut stimuler la connectivité et le commerce régionaux. Si le développeur de projet paie ces éléments, ces contributions seront incluses dans les calculs de contenu local.

En outre, peu importe qui paie, la construction emploiera des ouvriers locaux et impliquera des occasions pour que les biens et les services locaux soient utilisés. Bon nombre de ces installations peuvent être conçues et construites uniquement par des citoyens locaux, mais certains peuvent exiger des spécialistes extérieurs qui assurent que les spécifications techniques de qualité soient incluses et remplies. En outre, la planification anticipée des développements de l'infrastructure est recommandée, en particulier dans le cas de multiples développements de projets. L'objectif est de rationaliser le développement des infrastructures au moyen de la planification précoce, de rationaliser les coûts et de maximiser les résultats du développement économique pour le secteur privé et les communautés locales.

Le calendrier de planification, de permis et de construction de ces installations doit être étroitement coordonné entre le promoteur du projet et les entités gouvernementales, à tous les niveaux, pour s'assurer que les projets d'infrastructure auxiliaires ne retardent pas l'achèvement en temps opportun des composantes du projet de chemin critique et ont un impact négatif sur la planification du projet et que les projets auxiliaires sur les voies critiques sont complétés en synchronisation avec l'échéancier global du projet.

Gestion des attentes

En général, les pays africains manquent de possibilités d'emploi et le nombre requis de ressources humaines compétentes et qualifiées avec l'expérience de l'industrie pétrolière et gazière. Le petit nombre de postes vacants et le manque de résidents locaux ayant les compétences requises dans les communautés locales, où des projets sont en cours de construction, peuvent contribuer à l'insatisfaction et souvent aux conflits sociaux.

La mise en œuvre de stratégies de contenu local peut être un moyen que certains gouvernements, les compagnies pétrolières internationales et les parties prenantes peuvent utiliser pour accroître les possibilités d'emploi pour les populations locales, ainsi que les relations d'affaires entre les compagnies pétrolières et les PME locales, en particulier celles qui sont situées là où le projet est développé.

Des possibilités d'emploi peuvent être offertes aux communautés au fil du temps grâce à des politiques de contenu local qui augmenteront la capacité par le recrutement local, la formation et l'achat de biens et services locaux.

Le contenu local peut contribuer à l'accomplissement des attentes que l'exploration du pétrole et du gaz contribuera à améliorer la vie des communautés locales. Les politiques de contenu local peuvent également être considérées comme un instrument important pour la durabilité opérationnelle de l'industrie pétrolière et gazière en aidant l'industrie à obtenir la licence sociale pour opérer au sein de la communauté.

D'autres options pour gérer les attentes sont :

- > Engagement avec les communautés locales au début de l'étape de développement du projet afin d'évaluer et de faire connaître les possibilités d'emploi et d'entreprises disponibles pour les communautés locales.
- > Mise en place d'un plan de communication transparent soulignant la chronologie attendue de toutes ces opportunités, y compris l'information concernant la collecte des revenus et la création de possibilités d'emploi.

- > Les investissements de la part du gouvernement dans la réduction de la pauvreté, le bien public, l'éducation, l'alphabétisation et les soins de santé qui contribueront à l'amélioration du capital humain à long terme.

Comparaison des stratégies de contenu local

Pays		Angola	Brésil	Ghana	Nigéria	Mozambique
Maturité de E&P dans le pays	Industrie E&P mature	X	X		X	
	Région E&P frontalière			X		X
Recrutement et formation des ressortissants de la main-d'œuvre	Maximiser les ressortissants - aucun objectif				X	
	Objectifs pour les ressortissants	X			X	X
	Objectifs pour les différentes positions			X	X	
	Postes limités aux ressortissants	X			X	
Approvisionnement des biens et services locaux	Préférence des biens et services locaux uniquement					X
	Marge de préférence domestique	X		X	X	X
	Directive d'objectifs d'achat de biens et services locaux					
	Objectifs mandatés pour l'achat de biens et services locaux		X	X	X	
	ICV optimisé pendant le processus d'appel d'offres			X	X	
Développement de chaînes d'approvisionnement nationales	Obligation de développer des fournisseurs domestiques	X		X	X	
	Incitations à développer des fournisseurs domestiques			X		

Projets d'importation de GNL

Introduction

Développement de projets

Importer la structuration commerciale

Accords commerciaux

Financement des terminaux d'importation et des UFSR

Introduction

L'importation de GNL nécessite des terminaux d'importation consistant en des installations de réception, de stockage et de regazéification. Les terminaux d'importation de GNL peuvent être basés à terre, comme la plupart des terminaux existants en Europe, au Japon et en Corée. Les terminaux extracôtiers ont également été construits et sont des terminaux à base gravitationnelle, comme le terminal de GNL italien sur l'Adriatique ou les Unités flottantes de stockage et de regazéification (UFSR). Les UFSR ont été développées plus récemment et offrent des économies substantielles par rapport aux terminaux de regazéification du GNL à base terrestre. En Afrique, la plupart des terminaux d'importation de GNL existants ou prévus sont envisagés pour être des UFSR.

L'avantage de l'UFSR est la flexibilité puisqu'il peut être déplacé si il n'est plus nécessaire. Cela peut aussi aider les pays qui ont des réserves de gaz qui prendront un certain temps à se développer. Ils peuvent utiliser le UFSR comme un pont leur permettant d'importer et de construire le marché local jusqu'à ce qu'ils produisent leur propre gaz. Les UFSR sont plus rapides à déployer sur le marché, surtout s'ils sont convertis à partir de transporteurs de GNL plutôt que d'être nouvellement construits. Ils sont aussi moins dispendieux que les terminaux terrestres, ce qui coûte environ 250 à 400 millions de dollars en fonction de la capacité de regazéification et du stockage embarqué. Les Unités flottantes de stockage (UFS) peuvent également être combinées avec des unités de regazéification côtières.

Le secteur du GNL à électricité, où les projets d'importation de GNL sont couplés à des installations de production d'électricité, est en cours d'expansion rapide. Beaucoup d'entre eux sont favorables à l'UFSR. L'UFSR pourrait aider à alimenter plus de 15 GW de nouvelles capacités de production d'électricité qui devraient démarrer globalement au cours des cinq prochaines années. Si tous ces projets vont de l'avant, l'UFSR pourrait consommer jusqu'à 27 TM/A de nouvelles demandes de GNL.

Développement de projets

Pour l'importation de GNL sur un marché consommateur de gaz, un terminal de regazéification de GNL est requis pour recevoir, entreposer, livrer le GNL gazeux dans un pipeline pour être livré à l'utilisateur final.

Le développement du projet comprend les considérations suivantes :

- > **Évaluation de la demande d'importation** : Une évaluation est réalisée sur l'offre et la demande prospectives pour le marché du gaz naturel cible. La part de la demande qui n'est pas satisfaite par l'approvisionnement domestique devrait être satisfaite par l'importation de GNL.
- > **Évaluation économique** : Il est également important que le client réalise une évaluation économique comparative du GNL avec celle d'un carburant alternatif, s'il est disponible, pour déterminer la viabilité de l'importation de GNL. Par exemple, si le carburant alternatif de la centrale électrique est un produit pétrolier, comme le diesel, le prix de GNL livré devrait être compétitif avec le prix dominant du carburant de remplacement.
- > **Installé à terre c. infrastructure flottante** : Par le passé, les terminaux de regazéification sont exclusivement installés à terre. Cependant, les développements récents dans la technologie de GNL marine offrent maintenant une gamme d'installations flottantes de regazéification qui trouvent actuellement la faveur, particulièrement pour la demande de regazéification de petite à moyenne échelle. Ces solutions se concentrent sur la technologie UFSR, mais les variations, y compris les Unités de stockage flottant (USF) avec la regazéification terrestre, ou une combinaison de stockage, regazéification et production d'électricité (SRÉF) qui englobe une solution totale d'électricité et de gaz. Ces options offrent généralement un coût plus faible, un financement plus flexible et un plus grand choix d'options. Par contre, un terminal terrestre serait typiquement composé 1) d'un quai et d'une jetée de GNL, avec un brise-lames, si nécessaire, 2) d'une installation de regazéification normalement avec des refroidisseurs aériens et 3) de réservoirs de stockage de GNL. Des analyses sont effectuées pour déterminer la taille et l'emplacement du terminal et les options d'expansion futures. Les emplacements sont déterminés en fonction de la proximité des marchés des utilisateurs finaux et de l'accès des pipelines à ces marchés.

Considérations clés pour une UFSR

- > **Détermination de la taille** : Les unités de stockage et de regazéification de GNL pourraient avoir des longueurs de 100 m à 300 m avec des capacités de stockage de l'ordre de 20 000 à 263 000 m³. Les volumes d'envoi de gaz varient typiquement de 50 Mpi3s/J à environ 750 Mpi3s/J et les tarifs associés diminuent généralement avec l'augmentation des volumes d'envoi. Un stockage supplémentaire pourrait être fourni sous la forme d'une unité de stockage flottante (USF).
- > **Sélection de l'emplacement** : Le choix du lieu d'accostage pour l'UFSR et les navires citernes de GNL est déterminé par l'emplacement du marché visé, les conditions météorologiques au port d'intérêt et la disponibilité de l'infrastructure locale de prélèvement, y compris les pipelines.
- > **Sélection du type d'installation** : Le coût de livraison du gaz serait affecté par le choix de la technologie employée pour la réception et la manutention de la cargaison de GNL. L'UFSR pourrait être amarré près du port avec une jetée et un brise-lames (si nécessaire) ou amarré dans la mer ouverte, typiquement environ 15 à 20 km au large, avec un pipeline marin associé pour amener le GNL regazéifié à la rive.
- > **Tarif** : La UFSR dans une structure commerciale de péage, qui est généralement construite et détenue par un tiers indépendant, facture normalement un tarif pour le service de regazéification basé sur le volume contractuel.
- > **Prix du gaz** : En fin de compte, le prix final du gaz livré à l'utilisateur final dans le cadre d'une structure commerciale de péage serait la somme du prix du GNL (ex-navire) plus le tarif UFSR, plus le coût des installations de transport et de manutention jusqu'à la limite de la batterie de l'utilisateur final (par exemple, une centrale électrique). Par exemple, si le prix du GNL est de 6,00 \$/MMBtu, et que le tarif UFSR est de 1,50 \$/MMBtu et que le tarif de transmission est de 0,20 \$/MMBtu, le prix total du gaz livré est de 7.70 \$/MMBtu. Pour que le GNL soit compétitif, le prix total livré doit être inférieur au prix du carburant alternatif.

Développement de projets

Indépendamment du choix de la technologie (flottante ou terrestre), les stades de développement suivants devront être suivis :

- > **Définition pré-CII/projet** : Cette phase du projet se concentrerait généralement sur l'offre/demande de haut niveau, la faisabilité économique et les alternatives de structuration de projet, avant d'investir des fonds importants dans un processus de conception de projet plus détaillé
- > **CII (Conception d'ingénierie initiale)** : Un CII est destiné à définir en détail les installations à installer et à mettre au point un paquet d'approvisionnement de CII adapté aux appels d'offres compétitifs pour l'IAC. La phase de CII dure approximativement 12 à 18 mois.
- > **Appel d'offres IAC** : Le paquet CII fournit la base d'une offre concurrentielle pour l'IAC. L'entrepreneur IAC est sélectionné sur la base d'évaluations techniques et financières. Le contrat d'IAC est adjugé après que toutes les exigences réglementaires et les permis ont été approuvés, le contrat de vente de gaz, le contrat d'achat de GNL, et les arrangements de financement ont été exécutés, et une décision finale d'investissement (DFI) a été prise.
- > **Étape IAC** : Les travaux de l'IAC pour le terminal et les installations de pipeline connexes sont exécutés généralement dans une période de 2 à 3 ans et les installations commandées.

Il convient de noter que parfois les unités UFSR peuvent être livrées et commandées plus rapidement si un navire existe à bail, si le client dispose déjà de l'infrastructure en place, et/ou si le client dispose déjà d'un marché du gaz bien développé. Il est toujours important de suivre les étapes de développement du projet.

Importer la structuration commerciale

Introduction

La structuration de projet est un élément essentiel d'un projet d'importation de GNL réussi. Compte tenu de l'importance de l'investissement en capital requis et de la durée de la période d'exploitation commerciale, les risques associés à chaque projet d'importation et les fonctions des participants au projet doivent être soigneusement définis et répartis de manière à permettre le remboursement de la dette et générer des rendements suffisants pour les investisseurs. Il est important de structurer correctement un projet d'importation dès sa création, afin d'anticiper les risques liés au projet, d'éviter les désalignements entre les intervenants et d'atténuer d'autres risques pour le succès du projet.

La structure choisie pour chaque projet d'importation de GNL aura des ramifications pour la répartition des risques du projet et les rôles des différents participants au projet. Il aura également un impact sur la possibilité pour le projet d'attirer d'autres investisseurs boursiers, si nécessaire, et d'augmenter le financement de la dette des bailleurs de fonds. La structure peut influencer sur les coûts de tarification et de financement de l'accord de projet parce que l'attribution du risque implique généralement un taux de rendement ou un compromis sur les prix.

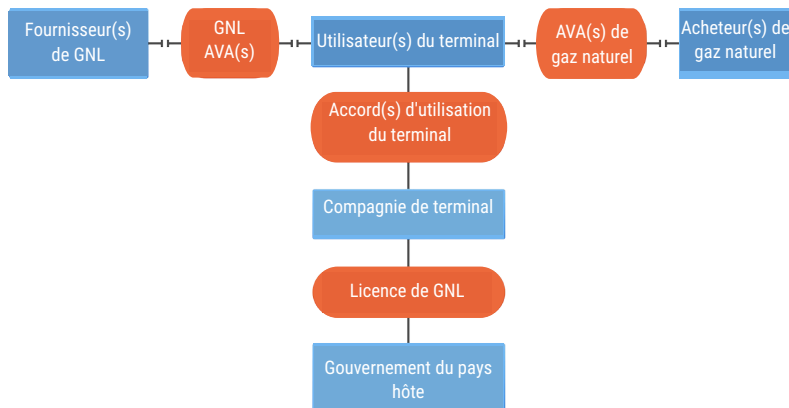
Choisir une structure commerciale

Comme pour les projets d'exportation de GNL, trois formes de base de structures commerciales ont émergé pour les projets d'importation de GNL - péage, marchand et intégré. Il existe des variantes hybrides de ces trois modèles et le potentiel existe pour de nouveaux changements dans l'avenir, mais ces trois structures sont les structures dominantes de base actuellement utilisées pour les projets d'importation de GNL.

Structure commerciale de péage

En vertu de la structure commerciale d'importation de GNL avec péage, l'utilisateur ou les utilisateurs du terminal d'importation de GNL sont des entités différentes du propriétaire du terminal d'importation de GNL. La compagnie de terminal de GNL n'a pas besoin d'acheter du GNL ou de vendre du gaz naturel, mais fournit plutôt des services de regazéification (sans prendre le titre du gaz naturel ou du GNL) dans le cadre d'un ou plusieurs accords d'utilisation à long terme du terminal. Les revenus des compagnies de terminal de GNL proviennent des paiements tarifaires versés à la compagnie de terminal de GNL par les utilisateurs du terminal. Les paiements prennent généralement la forme d'un tarif en deux parties : (1) les paiements mensuels fixes couvrent le service de la dette de la compagnie de terminal de GNL, le remboursement des capitaux propres et des coûts fixes d'exploitation et d'entretien, et (2) les paiements de service de regazéification variable sont conçus pour couvrir les coûts d'exploitation, d'entretien et autres dépenses variables de la compagnie de terminal, tels que les coûts d'électricité du terminal. Étant donné que les fonctions de la compagnie de terminal de GNL ne comprennent généralement pas une fonction marchande de produits de base, la compagnie terminale de GNL ne porte pas de risques importants pour les commerçants de produits de base tels que l'offre, la demande et le coût du GNL et du gaz naturel. Le crédit de l'utilisateur ou des utilisateurs du terminal fournit les bases financières de la compagnie de terminal de GNL. Les exemples de la structure de péage des projets d'importation incluent les projets d'importation de GNL de Sabine Pass, Freeport, Cameron et Cove Point aux États-Unis, le projet d'importation de GNL du sud du Royaume-Uni, et le projet d'importation de GNL de l'Adriatique en Italie.

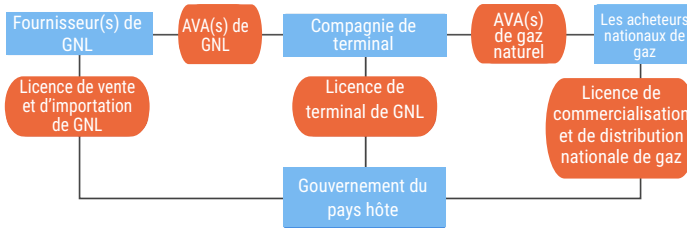
La structure commerciale de péage appliquée aux projets d'importation de GNL peut être illustrée comme suit :



Structure commerciale du marchand

En vertu de la structure commerciale des marchands d'importation de GNL, le fournisseur de GNL et la compagnie de commercialisation ou de distribution de gaz naturel sont des entités différentes de celles du terminal d'importation de GNL. La compagnie de projet d'importation de GNL achète du GNL du fournisseur de GNL en vertu d'une convention de vente et d'achat de GNL à long terme, et vend le GNL regazéifié à la compagnie de commercialisation ou de distribution de gaz naturel, ou directement à une centrale électrique, en vertu d'un accord de vente et d'achat de gaz naturel à long terme. Les revenus du projet d'importation de GNL proviennent du montant par lequel les recettes provenant des ventes de gaz naturel dépassent la somme du coût de la regazéification (y compris le service de la dette) et des coûts d'acquisition du GNL. Parce que le fournisseur de GNL est une entité différente de celle du propriétaire du projet d'importation de GNL, il peut y avoir plus d'un fournisseur de GNL à la compagnie de projet d'importation de GNL, et parce que la compagnie de commercialisation ou de distribution de gaz naturel est une entité différente de celle du propriétaire du terminal d'importation de GNL, il peut y avoir plus d'un acheteur de gaz naturel de la compagnie de projet d'importation de GNL. Le crédit du ou des fournisseurs de GNL et de ou des acheteurs de gaz naturel constitue le fondement financier du projet d'importation de GNL.

Les exemples de structure marchande incluent le projet d'importation américain de GNL Everett Massachusetts, les projets d'importation de GNL de Petronet Dahej et de Kochi, et le projet d'importation de GNL Hazira de Shell en Inde. La structure commerciale marchande des projets d'importation de GNL est illustrée dans le diagramme ci-dessous.

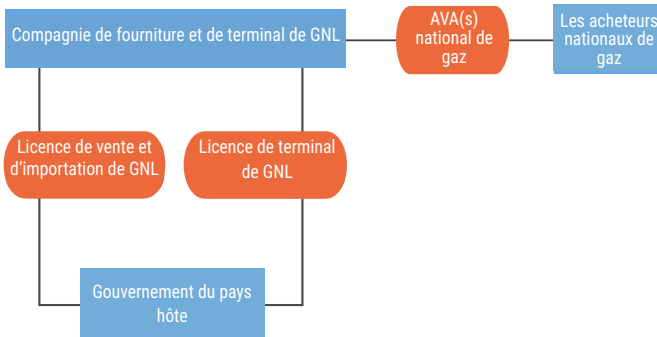


Structure commerciale intégrée (« Marchand + »)

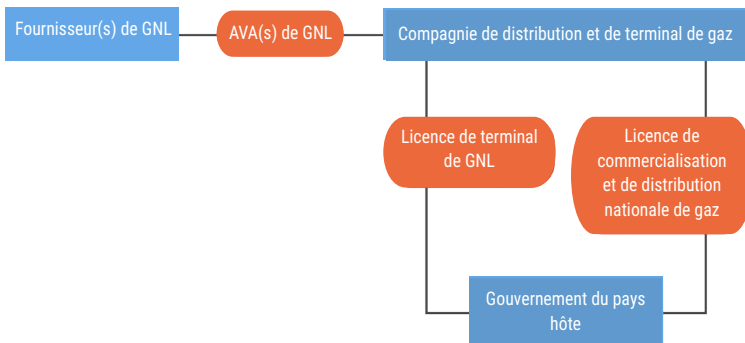
Le développement du projet pour cette structure est le même que sous la Structure marchande, sauf que le terminal appartient à une entité qui s'occupe d'un rôle plus large dans la chaîne de GNL ; par exemple une centrale électrique (TEPCO) ou une compagnie de distribution de gaz (Tokyo Gas) ou la compagnie d'exportation de GNL (par exemple RasGas pour le terminal de GNL de l'Adriatique). La marchandise ultimement vendue peut être le produit de la compagnie ; ainsi, le gaz, l'électricité ou l'acier, comme dans le cas de Tokyo Gas, TEPCO ou Pohang Iron and Steel Company (POSCO), respectivement. Comme pour le développement sous la structure marchande, un paquet de CII est développé, envoyé pour la soumission, et un contrat d'IAC est décerné à l'adjudicataire après avoir mis en place tous les accords commerciaux et les permis et un DFI a été engagé. Après l'achèvement du terminal par l'entrepreneur d'IAC, le terminal est mis en service et lancé. En vertu de la structure commerciale intégrée des importations de GNL, le propriétaire des installations d'importation de GNL est également le fournisseur de GNL ou la compagnie de commercialisation ou de distribution de gaz naturel (ou peut-être un producteur d'électricité). Les revenus du projet pour les deux fonctions commerciales sont intégrés dans une entité telle qu'il n'y a pas besoin d'un AVA de GNL pour la livraison au terminal en ce qui concerne les structures intégrées qui combinent les fonctions de terminal d'approvisionnement et d'importation de GNL. Il n'est pas nécessaire de conclure un accord de vente et d'achat de gaz naturel pour la livraison au hayon du terminal en ce qui concerne les structures intégrées qui combinent les fonctions de terminal d'importation et de commercialisation ou de distribution du gaz naturel (et peut-être la fonction associée de producteur d'électricité).

Étant donné que le fournisseur de GNL ou la compagnie de distribution ou de commercialisation du gaz naturel est la même entité que le propriétaire du terminal d'importation de GNL, il n'y a généralement aucun autre utilisateur du terminal d'importation de GNL. Des exemples de la structure commerciale intégrée pour les projets d'importation de GNL sont reflétés dans les schémas ci-dessous.

Structure intégrée en amont :



En aval : structure intégrée



Structures hybrides

Des structures hybrides combinant certains des attributs du péage, du marchand et des modèles intégrés peuvent être utilisées pour adapter les projets d'importation de GNL aux caractéristiques et aux besoins des gouvernements hôtes et des participants au projet. Par exemple, des structures hybrides de marchand par péage peuvent être employées pour permettre à la compagnie de projet d'importation de GNL de prendre le titre au GNL et de vendre le gaz naturel, mais reçoivent les frais fixes mensuels de réservation indépendamment de si leurs clients utilisent des services de regazéification et importent effectivement le GNL.

Liste de vérification des structures commerciales

Structure commerciale	Avantages	Désavantage
Péage	<ul style="list-style-type: none"> • Structure connue et couramment utilisée avec les participants de l'industrie du GNL • Aucun prix ou risque de marché pour la société de projet d'importation de GNL ou ses bailleurs de fonds de projet • Permet au propriétaire de la société terminale de GNL d'être différent du propriétaire du fournisseur de GNL ou de la société de distribution ou de commercialisation du gaz naturel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Exige l'alignement non seulement de l'AVA GNL et de l'AVA du gaz naturel, mais aussi de l'accord de péage • Nécessité de déterminer la compétitivité du prix des services de péage • Dissocier les services terminaux des services de produits de base et de vente réduit l'efficacité commerciale
Marchand	<ul style="list-style-type: none"> • La fonction de commerçant d'utilisateurs terminaux est alignée avec le propriétaire du terminal et la fonction d'opérateur parce qu'ils sont exécutés par la même entité • Souplesse pour permettre aux fournisseurs non-GNL ou aux investisseurs de distribution de gaz naturel de participer dans la société de projet 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite d'autres ententes de projet • Nécessite la négociation du prix de transfert GNL ou regazéification • Le financement de projets doit traiter des risques associés à la fonction marchande des produits
Intégré	<ul style="list-style-type: none"> • Les parties commerciales sont parfaitement alignées le long de la chaîne de valeur • Pas besoin de déterminer un prix de transfert 	<ul style="list-style-type: none"> • Il est complexe d'inclure d'autres entités • Le financement de projets doit traiter des risques associés à la fonction intégrée non-importation
Appartenant au gouvernement	<ul style="list-style-type: none"> • Le propriétaire (gouvernement) a le plein contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> • Le gouvernement peut manquer d'expérience dans le développement, la commercialisation et l'exploitation d'installations d'importation de GNL • Gouvernement responsable à 100% du de l'équité et du risque d'équité

Facteurs déterminants concernant le choix de la structure

Il existe un certain nombre de facteurs déterminants qui influent sur le choix d'une structure de projet d'importation de GNL pour le gouvernement hôte, les investisseurs, les acheteurs de gaz naturel, les prêteurs de projets et les autres intervenants du projet. Certains de ces facteurs déterminants clés comprennent :

- > **Le régime juridique et fiscal** : Le régime juridique du pays hôte et les impôts locaux ont souvent un impact majeur sur la structure du projet. Un projet d'importation de GNL peut tomber sous des régimes juridiques différents dans le pays hôte, selon qu'il est intégré aux fonctions de distribution de gaz ou de GNL, agit en tant que commerçant, ou agit uniquement en tant que propriétaire et exploitant de terminaux, par exemple le régime général des compagnies, le régime spécial des cours d'eau intermédiaires ou le régime en aval. En outre, les taux d'imposition peuvent différer pour l'importation de GNL, l'exploitation du terminal et la commercialisation et la distribution du gaz naturel.
- > **Gouvernance** : Le gouvernement, les intervenants locaux, les prêteurs et les acheteurs de GNL peuvent souhaiter avoir plus d'un mot à dire direct dans la gouvernance interne et la prise de décision concernant une fonction d'importation ou une autre fonction d'importation. Cela doit être reflété dans la structure sélectionnée. Une structure mal gouvernée dans l'une des fournitures de GNL, la propriété et l'exploitation du terminal, ou les composants de distribution de gaz naturel de la chaîne d'importation de GNL peuvent mener à des conflits entre les parties et influencer sur l'efficacité et la fiabilité du projet d'importation de GNL.
- > **Utilisation efficace des installations du projet** : La structure du projet d'importation de GNL devrait encourager l'utilisation efficace de toutes les installations et activités du projet par les propriétaires de projets et par les tiers. Pour déterminer la structure optimale de projet pour les importations de GNL, il conviendrait de tenir compte des coûts et des avantages du partage des installations communes, de l'accès libre par des tiers à la capacité de réserve et la réduction des installations inutiles et de leurs coûts connexes.
- > **Souplesse de propriété** : Il peut y avoir un désir du gouvernement, d'autres intervenants locaux, des acheteurs de GNL ou des prêteurs (par exemple, la SFI) d'avoir une participation directe dans toutes les portions ou certaines parties de la chaîne d'importation de GNL. En alternance, certains des participants à la chaîne de produits de base ne peuvent pas être intéressés à posséder un intérêt dans la compagnie de terminal de GNL. Le choix d'une structure particulière peut permettre différents niveaux de propriété dans les différentes compagnies exécutant différentes composantes du projet GNL.

- > **Désir de financement à recours limité** : En général, le coût et la complexité du financement du projet sont réduits lorsque les fonctions et les risques de l'emprunteur de la compagnie de projet sont réduits. Par conséquent, l'utilisation d'une structure de péage du projet d'importation de GNL devrait faciliter le financement des projets en changeant les fonctions et les risques des marchands de marchandises à l'extérieur de la compagnie du terminal.
- > **Efficacité opérationnelle** : La structure intégrée offre des efficacités opérationnelles parce qu'un seul opérateur est impliqué dans les activités de construction, d'exploitation et de planification. L'inefficacité opérationnelle d'avoir deux opérateurs peut être surmontée par la transparence et la coordination entre les opérateurs. En outre, des projets distincts peuvent conduire à un risque projet sur projet, c'est-à-dire lorsqu'un projet est prêt avant l'autre ou qu'un défaut relatif à un projet met en péril un autre projet.
- > **Règlements** : Le choix de la structure du projet aura une incidence sur les règlements requis.
- > **Prix de transfert de GNL et de gaz** : Le prix de transfert de GNL est le prix du GNL vendu par le ou les fournisseurs de GNL à la compagnie du terminal dans une structure marchande. Le prix de transfert de gaz naturel est le prix du gaz naturel vendu par la compagnie terminal à l'acheteur ou les acheteurs de gaz naturel dans une structure marchande. Ce sont souvent des points commerciaux litigieux. De plus, chaque segment de la chaîne de valeur du gaz peut être soumis à un régime fiscal différent, de sorte que les prix peuvent devoir être conformes à une norme longueur de bras pour se conformer aux lois et règlements sur les prix de transfert d'impôt.

Accords commerciaux

Introduction

Les projets d'importation de GNL nécessitent différents types de contrats à différentes étapes de la chaîne de valeur des importations de GNL. Bien qu'un nombre important de ces contrats soient négociés entre des parties privées, certaines des plus importantes concernent les gouvernements hôtes ou peuvent être réglementées par le gouvernement hôte.

Dans ce contexte, une compréhension des différents types de contrats, leur place dans la chaîne de valeur des importations de GNL, et le développement du projet, sont importants. Une attention particulière devrait être accordée à la technicité et à la complexité de ces contrats. L'objectif est que les gouvernements puissent se préparer efficacement à ces négociations, construire les connaissances nécessaires pour prendre des décisions éclairées et créer des équipes de négociation dédiées. La mise en œuvre du contrat est un domaine tout aussi important pour que les gouvernements hôtes augmentent la capacité et consacrent des ressources.

Cette section vise à donner un aperçu des différents types et catégories de contrats afin de permettre aux gouvernements de se préparer en conséquence.

Accord de vente et d'achat de GNL

L'Accord de vente et d'achat de GNL (AVA) nécessaire pour la matière première de GNL pour un projet d'importation de GNL utilise la même forme d'entente que celle dont il est question dans le chapitre intitulé Accord de vente et d'achat de GNL. L'acheteur de GNL tentera, bien entendu, de négocier des termes et conditions spécifiques au projet dans l'AVA.

Il convient de noter que, du point de vue de la compagnie de projet, un AVA de GNL ne sera pas nécessaire dans la structure commerciale intégrée d'importation de GNL, qui inclut le développeur et/ou la liquéfaction en amont, ou dans une structure commerciale intégrée d'importation de GNL à péage. Dans ces structures, l'utilisateur du projet d'importation de GNL a déjà le titre du GNL.

Dans la structure commerciale d'importation de GNL du marchand, ou la structure commerciale intégrée d'importation de GNL, qui inclut l'utilisateur de GNL en aval, un AVA de GNL est exigé par la compagnie de projet.

Entente d'utilisation des installations

Dans la structure commerciale d'importation de GNL à péage, un accord est nécessaire entre l'utilisateur du terminal et la compagnie de projet de terminal pour l'utilisation du terminal. Cet accord, qui peut porter de nombreux noms, comporte les modalités et conditions régissant l'utilisation et le paiement des services spécifiques offerts par le terminal. Les principaux termes à privilégier sont : la nature et la quantité des services à utiliser ; comment les services peuvent être exécutés pour d'autres clients et ce qui se passe en cas de conflit entre les clients ; les frais du terminal et les frais pour les services (expliqués dans le chapitre sur la structuration commerciale des importations) ; le gaz servant de carburant et perdu ou non comptabilisé ; la planification des réceptions de GNL ; le terme ; les exigences relatives aux navires de GNL, les détails d'accostage et de déchargement ; la réception et le stockage du GNL et la re-livraison à la regazéification du GNL ; la facturation et le paiement ; les responsabilités ; les taxes ; l'assurance ; et la réduction des services.

Accord d'exploitation et de maintenance

En fonction de la structure commerciale du projet d'importation de GNL, le propriétaire du terminal peut choisir d'engager une tierce partie pour exploiter et entretenir le terminal. L'Accord d'exploitation et de maintenance (AEM) devrait comprendre : les services et la portée des services à fournir ; le niveau de performance ; la durée de l'accord ; les responsabilités et les obligations de l'exploitant et du propriétaire du terminal ; les budgets et les coûts nécessaires ; les paiements et les incitatifs à l'exploitant ; les employés, y compris les employés locaux, et les services, y compris les services locaux, devant être utilisés par l'exploitant ; les droits de suspendre et de résilier tôt ; et les droits du propriétaire de surveiller et d'inspecter.

Accord de vente de gaz naturel

L'Accord de vente de gaz naturel pour la vente de gaz naturel à partir d'un projet d'importation de GNL utilise la même forme d'entente que celle qui est discutée dans le chapitre sur les accords de vente de gaz domestique. Bien que de nombreux domaines d'un AVG sont importants, les termes clés sur lesquels se concentrer sont les suivants : l'engagement de l'acheteur d'acheter du gaz naturel et s'il y a une obligation de prendre ou de payer ; le prix et les modalités de paiement ; la capacité de l'acheteur de retenir les factures de paiement ou de contestation ; ce qui constitue une force majeure pour l'acheteur ; la responsabilité pour le gaz naturel qui est hors spécification ; et la responsabilité du projet d'importation de GNL pour les déficits de livraison.

Un AVG ne sera pas nécessaire dans la structure commerciale intégrée d'importation de GNL, qui comprend l'utilisateur du GNL en aval parce que l'utilisateur du terminal d'importation de GNL utilise au lieu de vendre le gaz naturel.

Accord d'utilisation portuaire

Les terminaux d'importation de GNL tombent souvent sous la juridiction d'un port particulier et sont assujettis à l'accord d'utilisation portuaire du port. Lorsque le terminal est considéré comme son propre port, le terminal adoptera son propre accord d'utilisation portuaire. L'Accord sur l'utilisation du port est un ensemble de règles et d'exigences applicables à tous les navires qui utilisent le port et qui traitent de diverses questions opérationnelles et autres, y compris la responsabilité des dommages et autres responsabilités. Le terminal d'importation de GNL est alors chargé de veiller à ce que chaque navire de GNL qui fait appel au terminal accepte de se conformer à l'Accord d'utilisation portuaire.

Contrat d'achat d'électricité

Dans de nombreuses situations aujourd'hui, un projet d'importation de GNL sera incorporé avec une option de génération d'électricité. Dans de telles situations, la production du projet d'importation de GNL peut inclure l'électricité. Dans ces situations, un contrat d'achat d'électricité sera requis. Pour mieux comprendre les accords d'achat d'électricité, veuillez vous reporter à la publication Understanding Power Purchase Agreements au lien suivant :

http://cldp.doc.gov/sites/default/files/Understanding_Power_Purchase_Agreements.pdf

Financement des terminaux d'importation et des UFSR

Les terminaux d'importation de GNL à terre peuvent être financés de manière similaire aux installations de liquéfaction, généralement sur la base d'un financement de projet. La principale différence entre les terminaux de regazéification terrestre et les installations de liquéfaction est l'une des échelles et des coûts. Les installations de liquéfaction coûtent plusieurs milliards de dollars, tandis que les terminaux à regazéification terrestre coûtent généralement à l'ordre de 500 millions de dollars ou plus, en fonction de leur capacité de regazéification, de la quantité de stockage incluse et de l'infrastructure connexe qui est nécessaire. Les UFSR gagnent du terrain sur les terminaux terrestres parce qu'ils coûtent moins cher à construire.

Pour les terminaux d'importation sur terre, les structures de financement des projets sont souvent utilisées et les prêteurs du projet proviennent généralement des mêmes secteurs qui apparaissent sur les projets de liquéfaction. La compagnie de projet peut augmenter le financement des banques commerciales internationales, des banques locales, des banques de développement et des agences de crédit à l'exportation, etc. Étant donné que les installations d'importation de GNL gagneront de l'argent en monnaie locale, elles seront plus susceptibles d'attirer la participation des banques domestiques, si elles sont suffisamment liquides. Par exemple, en avril 2015, un groupe de 11 banques indiennes ont fourni 35,287 millions de roupies (560 millions de dollars) pour financer le projet d'importation de GNL de 5 TM/A à Mundra dans l'état du Gujarat en Inde. Le projet a un coût total d'environ 730 millions de dollars et est parrainé par la compagnie nationale Gujarat State Petroleum Corp et le conglomérat indien Adani Entreprises.

Compte tenu de l'importance socio-économique positive de l'obtention du gaz à des endroits mal desservis et éloignés, les banques de développement financeront souvent des projets d'importation de GNL. Elles fourniront des fonds aux terminaux terrestres et pourront aussi financer des infrastructures associées à des UFSR, comme des pipelines, des jetées et des postes d'amarrage pour les transporteurs de GNL. Par exemple, Elengy Terminal au Pakistan, qui est une filiale à part entière de la compagnie nationale Engro Corp, a attiré des fonds de la SFI et de la Banque asiatique de développement pour financer ses opérations d'importation à base de UFSR à Port Qasim. Le coût du projet était de 130 millions de dollars et la SFI a fourni \$7,5 millions pour une participation et un prêt de \$20 millions, tandis que la BAsD a fourni un prêt de \$30 millions.

Pour les terminaux d'importation, le risque de financement sera encore atténué par l'utilisation de contrats à long terme, mais, dans ce cas, le GNL qui entrera dans le terminal de réception sera vendu comme gaz aux opérations d'électricité et à d'autres utilisateurs finaux. Des procédures de diligence raisonnable et des processus de financement similaires s'appliqueront. Comme pour les projets de liquéfaction, les prêteurs examineront les caractéristiques de chaque projet au cas par cas afin d'évaluer le risque (voir le chapitre sur le financement d'un projet d'exportation de GNL).

Financement d'une UFSR

Pour les UFSR, différentes considérations de financement s'appliquent parce qu'elles sont typiquement affrêtées à l'entité importatrice à partir d'une compagnie maritime et que la compagnie de transport maritime obtiendra le financement. Cela a l'avantage de réduire à l'avance les dépenses du projet. Toutefois, la compagnie de projet devra se demander si la vie de l'affrètement rendrait un terminal d'importation fixe plus rentable.

Lorsque le premier UFSR a commencé en 2005, il y avait un obstacle difficile à passer puisque les prêteurs ont dû évaluer le risque technologique, qui n'était pas nouveau en soi, mais comprimé dans un espace plus petit et flottant. Mais l'industrie a maintenant un bon bilan et les financiers voient l'UFSR comme des générateurs de revenu sûrs parce qu'ils sont généralement sur des affrètements à long terme ou à moyen terme qui permettent le service de la dette à travers les profils de remboursement à long terme.

Les affrètements d'UFSR ne sont généralement pas inférieures à cinq ans et sont souvent renouvelées après cette période initiale. Il est ainsi plus facile d'organiser un financement à long terme. Les bailleurs de fonds fourniront parfois un financement pour les UFSR qui n'ont pas d'affrètement, mais les prêts sont plus élevés en raison du plus grand risque que le prêteur prend. Mais quand ils financent des UFSR non-engagés, les prêteurs doivent être confiants qu'ils assureront un affréteur solvable. Ainsi, ils prêteront seulement à des compagnies maritimes solvables avec un bon bilan dans le secteur UFSR. Par conséquent, ils seront assurés que la compagnie sera en mesure de placer son unité sur le marché.

Bien qu'il y ait seulement un petit nombre d'entreprises qui offrent des unités UFSR pour l'affrètement - qui comprennent actuellement Excelerate Energy, Golar GNL, Hoegh GNL, Exmar, BW Gas et MOL (et Gazprom qui avait une unité sur commande en 2016), d'autres cherchent à pénétrer dans le secteur. Les méthodes de financement utilisées par le groupe sélect de fournisseurs UFSR sont diverses. Les compagnies de transport maritime ont réussi à attirer des fonds des banques sous forme de prêts, de prêts et de couverture d'assurance risques politiques/commerciaux auprès des organismes de crédit à l'exportation (OCE), ainsi que des investisseurs professionnels et de détail qui ont acheté les actions ou obligations de la compagnie. Le soutien des banques et des OCE pour les UFSR peut être structuré comme un financement de projet où un véhicule à usage spécial est créé pour l'UFSR et les revenus sont remboursés à partir des résultats de son affrètement, ou fournis directement à la compagnie pour l'UFSR dans une transaction de financement d'entreprise.

Certaines compagnies de transport maritime ont des partenariats directeurs limités (PDL), qui sont une structure fiscale américaine avantageuse avec des unités de partenariat négociées sur les bourses américaines. Comme les porteurs de GNL, l'UFSR peut être placé dans le PDL. Comme les UFSR sont souvent fabriqués dans les chantiers navals coréens, le financement de l'Agence coréenne de crédit à l'exportation, de KEXIM et K-SURE, est largement utilisé. De plus en plus, les financiers chinois fournissent le financement, souvent par des transactions de location à bail ou de vente et de cession-bail. Golar GNL a reçu un engagement de financement souscrit en octobre 2015 jusqu'à 216 millions de dollars pour la nouvelle construction de la UFSR Golar Tundra de la China Merchants Bank Leasing. La Golar Tundra a été affrétée dans le cadre du projet de West African Gas Limited au Ghana pour une période initiale de cinq ans, avec la possibilité d'une prolongation de cinq ans.

Financement de GNL-à-électricité

Le secteur de GNL à électricité, où les projets d'importation de GNL sont typiquement basés sur des UFSR couplés à des installations de production d'électricité, suscite un intérêt considérable pour l'Afrique.

Les projets d'électricité indépendants ont une longue histoire d'attirer avec succès des fonds en utilisant des structures de financement du projet. Cela implique que la prise en charge est garantie par le gouvernement, une entité gouvernementale ou un utilitaire solvable et leurs gains constants sur de longues périodes - les Accords d'achat d'électricité peuvent s'étaler au-delà de 20 ans - permettant le service de la dette sur de longs horizons de récupération. Cette approche peut être appliquée au GNL à électricité, bien qu'étant donné les composants supplémentaires, un certain nombre de structures pourraient être utilisées.

Une seule entité de projet pourrait développer les opérations d'électricité et de gaz et recueillir le financement comme une seule entité. Des entités de projet distinctes pourraient développer les installations d'électricité et de gaz, et le gaz pourrait être acheté des fournisseurs de GNL et regazéifié sous un contrat de péage. Les fonds pourraient être recueillis séparément ou en tant que financement unique avec les entités gazières et d'électricité qui prennent le rôle d'emprunteurs. Dans une troisième possibilité, le gaz est vendu directement à la compagnie d'électricité et le financement est recueilli par chaque entité séparément.

L'un des principaux obstacles à surmonter est le risque projet sur projet. Si les installations de gaz ou les UFSR sont en retard, le projet d'électricité ne pourra pas fonctionner. Ou si l'UFSR est prêt, mais le projet d'électricité est retardé, l'UFSR sera non utilisé. Habituellement, le risque de retard à la fin du projet d'électricité est assumé par un entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) par le biais d'un contrat clé en main, et par le chantier naval pour un UFSR, mais les deux ne seraient pas en mesure d'assumer le risque entre les deux composantes du projet. En général, le projet d'électricité, et non le UFSR, est retardé. Cela peut être réglé en exploitant le navire comme un porteur de GNL en attendant que le projet d'électricité commence à fonctionner.

Le risque peut également être minimisé par la planification qui permet suffisamment de temps à la centrale électrique de commencer à fonctionner, et éventuellement en offrant une certaine souplesse sur les volumes initialement contractés avant que les clauses de prise ou de paiement ne soient engagées. La centrale électrique peut également avoir besoin de carburant de secours s'il y a des retards dans l'arrivée de l'UFSR.

De nombreuses compagnies maritimes participent à différentes parties de la chaîne d'infrastructure de GNL, y compris la conversion des transporteurs de GNL en navires flottants de liquéfaction/regazéification. Golar GNL fournit des infrastructures plus loin dans la chaîne de GNL au secteur de l'électricité. Pour son unité nouvellement créée Golar Power, la compagnie a attiré l'investissement de capitaux privés de New York qui démontre la nature de plus en plus dynamique du secteur. Les compagnies pétrolières et gazières majeures, les entreprises de services publics et les entrepreneurs de l'IAC cherchent également à investir en aval pour encourager le développement du marché du GNL.

Marchés nouveaux et émergents de GNL/GNC

Introduction

GNL par camion/GNL par chemin de fer

GNL à petite échelle

Options émergentes de transport maritime de GNL

Pic de demande et stockage de projets de pipeline virtuels à
moyenne échelle

Introduction

Les marchés du GNL et du GNC émergent là où ils n'ont pas traditionnellement eu de présence. C'est le résultat de trois facteurs principaux - premièrement en raison des avantages environnementaux du gaz naturel en ce qui concerne les émissions de carbone et de particules, deuxièmement en raison de son faible coût par rapport aux hydrocarbures liquides, et troisièmement en raison de la facilité de transport du GNL et du GNC.

L'attractivité du gaz dans ces nouveaux marchés est également un moteur important pour le changement technologique, dont la plus grande caractéristique est peut-être l'utilisation d'usines et d'équipements de GNL à plus petite échelle, tant pour la liquéfaction que pour la regazéification. Cette tendance revêt une importance particulière en Afrique, où l'absence d'infrastructures énergétiques existantes signifie qu'avec la planification, l'appui par les politiques et l'investissement approprié, ces nouvelles technologies du gaz naturel peuvent être déroulées de manière rentable et relativement rapide.

Compte tenu de la probabilité que les projets de développement de ressources en gaz indigènes puissent avoir à s'appuyer davantage sur les marchés nationaux et régionaux du gaz pour étayer le développement, l'émergence de ces nouveaux marchés revêt une importance dans le contexte des considérations de planification du gaz en Afrique.

GNL par camion/GNL par chemin de fer

Un certain nombre de concepts sont apparus ces dernières années concernant l'expédition de GNL, soit par rail, soit par camion-citerne, pour fournir des centres de demande à distance, en particulier dans les cas où les pipelines de transport et de distribution locaux sont peu pratiques ou trop longs à compléter.

L'une des applications les plus connues du GNL par chemin de fer est le système de satellite de JAPEX GNL du Japon, qui transporte le GNL par rail et par camions-citernes pour atteindre les consommateurs de gaz dans les régions non desservies par un réseau de pipelines. Un des premiers de l'industrie, JAPEX a utilisé le rail pour fournir le GNL importé depuis l'an 2000 et par les camions-citernes depuis 1984. Un programme d'essai en Alaska, qui a débuté en 2016, est le premier exemple de GNL par chemin de fer aux États-Unis. Il consiste à déplacer les conteneurs ISO standard montés sur rail, chacun transportant 12 500 kg (625 MMBtu) de GNL. Le programme est conçu pour permettre à Fairbanks, qui se trouve dans le centre de l'Alaska près d'Anchorage, à quelque 300 milles de distance, de bénéficier du GNL dérivé de la production locale de gaz.

Au Vietnam, un concept similaire est en cours de discussion, mais en utilisant des camions-citernes de GNL pour transporter le GNL d'un terminal de réception de GNL côtier vers les villes domestiques, où une installation de stockage satellite à petite échelle serait située. Ceci est très semblable à la compagnie bien établie de fourniture par citerne routier qui opère à partir du terminal de réception à américain Boston, MA d'Everett GNL, qui est conçu pour fournir des villes éloignées dans la région de la Nouvelle-Angleterre. Un régime similaire a été mis en service en Écosse dans les années 1980, mais a été suspendu en raison de l'extension du système de transport et de distribution des pipelines aux villes précédemment approvisionnées par les navires citernes de GNL.

Comme une étape à plus grande échelle de déploiement des applications et des marchés de gaz, ou comme une solution permanente liée à d'autres projets d'infrastructure de GNL à petite échelle, le GNL par camion-citerne représente une technologie éprouvée. Il a des applications potentielles dans de nombreux États africains, et en outre, où l'infrastructure ferroviaire est développée, le GNL par rail représente également une technologie émergente qui pourrait offrir une route éprouvée au marché au cours des prochaines années.

GNL à petite échelle

Bien que le GNL ait historiquement été transporté en vrac, typiquement dans les transporteurs de gaz de plus de 100 000 mètres cubes, il existe un certain nombre d'applications émergentes qui impliquent des quantités beaucoup plus petites de GNL, tant en respectant la production et la demande. Les réglementations antitorchage, ainsi que les technologies plus pratiques et plus efficaces à plus petite échelle, ont signifié que les solutions de GNL à petite échelle sont maintenant largement disponibles.

La Chine est le plus grand marché où de vastes applications de GNL à petite échelle ont trouvé le succès, avec plus de 500 stations de remplissage de GNL pour les camions et les autobus et une flotte généralisée de traversiers actionnés par GNL et d'autres applications marines. La source de GNL en Chine est typiquement de plus petites usines de liquéfaction construites sur le système de transmission de gaz, plutôt que directement fournies par les terminaux côtiers d'importation de GNL. Il y a plus de 60 de ces usines de liquéfaction à petite échelle en Chine, produisant approximativement 20 TM/A de GNL au total, qui est l'équivalent de plus d'une grande installation de liquéfaction de GNL du genre qui existe en Afrique de l'ouest et est envisagée au Mozambique ou en Tanzanie. De cette façon, bien que le développement ait été graduel, une stratégie similaire en Afrique pourrait éventuellement créer une demande de gaz suffisante pour étayer une ou plusieurs des principales découvertes de gaz actuellement en cours d'évaluation.

Une unité de liquéfaction typique à petite échelle peut produire aussi peu que 25 000 gallons/jour, équivalant à la production de gaz d'environ 2,5 MMpi³/j, qui pourrait être équivalente à la production d'un puits de gaz terrestre unique. Toutefois, l'économie d'une telle unité ne serait pas considérée comme viable, autrement que comme un moyen de disposer de gaz qui, autrement, a un coût associé à celui-ci (comme cela peut être le cas pour le torchage). Les grandes usines, d'environ 100 000 tonnes par année (200 MMpi³/j) peuvent rivaliser l'économie de liquéfaction à plus grande échelle de moins de \$2/MMBtu, et représentent une application commercialement viable, selon le prix de la matière première et le marché étant fourni.

L'un des avantages du GNL à petite échelle est que les carburants dans les marchés de destination pour lesquels il se substitue sont souvent le gazole ou le mazout, ainsi, les avantages environnementaux, en termes d'émissions de CO₂, et en particulier de particules, peuvent être substantiels, et c'est l'un des principaux éléments de l'appui politique qui s'applique en Chine.

Options émergentes de transport maritime de GNL

Pendant la plus grande partie des 50 années écoulées depuis la création du transport transocéanique de GNL, la taille des transporteurs de gaz a augmenté de 25 000 mètres cubes qui s'appliquait aux premières exportations commerciales de GNL de l'Algérie, jusqu'à 260 000 mètres cubes qui reflètent les derniers transporteurs de GNL Q-Max utilisés pour le transport de GNL à partir de Ras Laffan.

Toutefois, un nouveau modèle d'affaires émerge pour le GNL, en se fondant sur l'approche dite de la rupture en vrac consistant à expédier le produit dans des unités plus petites, plutôt que dans des conteneurs normalisés. Le terme ne reflète pas exactement la pratique dans l'industrie des navires porte-conteneurs, car, en fait, le transport maritime de GNL plus petit, pour les barges d'énergie ou les applications de soutage de navire, peut souvent utiliser des conteneurs ISO normalisés qui sont chargés sur des barges pour se déplacer autour des voies navigables côtières, ou les rivières ou canaux navigables.

En plus des applications modulaires en vrac, les petits transporteurs de GNL, qui sont de taille similaire aux 25 000 mètres cubes utilisés dans les années 1960 au début du GNL, deviennent également populaires aux fins du rechargement du GNL à partir des terminaux de regazéification, ou pour les plus petits volumes prélevés des terminaux de liquéfaction de GNL.

La disponibilité de ces barges modulaires de mazout/GNL côtier et transporteurs conventionnels de GNL à plus petite échelle améliore considérablement la possibilité de développer des niches du marché africain, comme les centrales d'électricité côtières ou les barges de génération électrique flottantes, et l'exploitation de pétroliers routiers. Ceci, combiné avec les autres caractéristiques du marché émergent décrites dans cette section, améliore sensiblement le potentiel des marchés locaux et régionaux du gaz et du GNL à jouer un rôle plus important dans la mise en valeur des ressources gazières à grande échelle.

Pic de demande et stockage

À mesure que les marchés gaziers africains se développeront, l'approvisionnement en gaz devra être disponible pour répondre à la demande de pointe dans le réseau de distribution de gaz. Dans ce mode, les entreprises devront avoir la capacité de prendre le gaz naturel de stockage ou hors du réseau de distribution de gaz. Les installations de GNL de rasage de crête liquéfient et entreposent le gaz naturel lorsque l'offre excède la demande dans le réseau de pipelines pour une éventuelle regazéification pendant les périodes de pointe. Le volume des réservoirs de stockage dans ces installations peut être très grand, capable de stocker 1,0 à 2,0 Gpi3 de gaz naturel.

La plupart des infrastructures de transport de gaz bien développées, comme en Amérique du Nord et en Europe, ont un certain degré de rasage de crête à base de GNL pour faire face à des changements relativement à court terme de la demande de gaz, souvent en raison de temps chaud ou froid, en plus des applications de stockage saisonnier qui n'impliquent généralement pas des installations de GNL.

Le GNL peut également être transporté par camion aux centrales électriques avoisinantes qui ont de petits modules de regazéification. La gamme des installations de rasage de crête du GNL dans le réseau de distribution de gaz naturel peut entraîner d'autres formes d'application de GNL, y compris l'utilisation des véhicules.

Projets de pipeline virtuel à échelle moyenne

Une grande partie de la population des pays africains vit à la campagne dans des petites communautés, et le fait de relier ces communautés de manière traditionnelle à l'aide de pipelines de transmission serait trop cher. Le pipeline virtuel, rempli soit par le gaz naturel comprimé (GNC), soit par le GNL à petite échelle, peut être la solution pour apporter du gaz naturel à ces communautés, grâce à l'installation de petites unités autonomes de gaz (UAG).

Le GNC est une alternative à faible coût pour le transport des volumes moyens de gaz sur des distances moyennes (+/-2000 km), où les volumes sont trop petits pour le GNL ou trop loin pour être transportés par pipeline. Le gaz est comprimé à environ 250 bar et peut être transporté aux petits villages ou utilisé pour fournir du gaz naturel pour les véhicules locaux.

Un système de GNL à petite échelle est une autre option pour transporter le gaz naturel vers des villages isolés, soit par camion, soit par petits navires. Les petites unités de regazéification peuvent être construites liées à un réseau local de gaz, établissant une UAG locale. Des exemples réussis de ces UAG existent dans de nombreux pays dans le monde, y compris le Portugal, et peuvent être reproduits dans de nombreuses villes et villes d'Afrique, en particulier dans les pays où du gaz naturel a été récemment découvert comme la Tanzanie et le Mozambique.

Ces petits projets peuvent en fait être une opportunité pour les entreprises de petite et moyenne entreprise, avec un impact économique favorable sur les communautés locales par le remplacement des carburants importés et la réduction du déboisement, étant donné que la majorité de ces communautés utilisent actuellement le bois comme source principale d'énergie.

Au Mozambique avec la construction en 2014 d'un réseau de distribution de gaz de 62 km à Maputo City par ENH, E.P. a stimulé le développement du GNC pour les véhicules. Actuellement, le nombre de véhicules convertis au GNC a considérablement augmenté. Initialement, le gaz a été comprimé jusqu'à 250 bar et transporté à environ 15 km de Matola à la ville de Maputo dans des remorques, approvisionnant

la station mère aux stations de service, puis les véhicules. Le réseau de distribution de gaz à Maputo a éliminé le besoin de transport de GNC de Matola à Maputo, car les stations de service étaient raccordées au pipeline, réduisant ainsi les coûts initiaux. Des expériences similaires pourraient être reproduites dans des villes densément peuplées près des champs de gaz de Rovuma, comme Nampula, Nacala et Pemba.

Au Nigeria, les installations de gaz naturel comprimé (GNC) répondent à la demande croissante d'énergie des clients incapables d'accéder à l'approvisionnement en pipeline dans la région de Lagos et dans ses environs. La station mère de GNC est conçue pour des capacités de sortie de 150 000 mètres cubes standard par jour (MCS/J) à une pression de décharge de 250 bar, et peut servir les clients dans un rayon de 200 km.

Le GNC est comprimé dans des remorques à tubes mobiles pour la livraison à l'emplacement des clients, et l'installation a également des points de distribution pour le remplissage des véhicules à gaz naturel (VGN) en utilisant le GNC comme carburant primaire ou alternatif. L'approvisionnement en gaz de la station mère provient d'une ligne de service qui s'appuie sur le système de distribution des pipelines du grand Lagos.

Tables de conversion

Conversion de gaz naturel

Conversion des unités de GNL

Conversion de gaz naturel

	Pour convertir milliards de mètres cubes de GN	milliards de pieds cubes GN	millions de tonnes équivalentes de pétrole	millions de tonnes de GNL	milliards d'unités thermiques britanniques	millions de barils équivalent de pétrole
De	----- Multiplier par -----					
1 milliards de mètres cubes de GN	1	35,3	0,90	0,74	35,7	6,60
1 milliard de pieds cubes de GN	0,028	1	0,025	0,021	1,01	0,19
1 million de tonnes équivalentes de pétrole	1,11	39,2	1	0,82	39,7	7,33
1 million de tonnes de GNL	1,36	48,0	1,22	1	48,6	8,97
1 mille milliards d'unités thermiques britanniques	0,028	0,99	0,025	0,021	1	0,18
1 million de barils équivalentes de pétrole	0,15	5,35	0,14	0,11	5,41	1

Conversion des unités de GNL

Unités			
1 tonne métrique	= 2 204,62 lb.	= 1,1023 tonnes courtes	
1 kilolitre	= 6,2898 barils		
1 kilolitre	= 1 mètre cube		
1 kilocalorie (kcal)	= 4,187 kJ	= 3,968 BTU	
1 kiloJoule (kJ)	= 0,239 kcal	= 0,948 BTU	
1 Unité Thermique Britannique (BTU)	= 0,252 kcal	= 1,055 kJ	
1 kilowatt-heure (kWh)	= 860 kcal	= 3600 kJ	= 3412

Acronymes et définitions

ALARP (aussi bas que raisonnablement faisable)

ALE (Accords de libre-échange)

ANIP (Association des négociateurs internationaux de pétrole)

APCI (Air Products & Chemicals, Inc.)

Arbitrage Arbitrage est l'achat et la vente de la même marchandise dans deux différents endroits ou marchés pour tirer parti des écarts de prix.

ATP (accès de tierce partie)

AVA (accord de vente et d'achat)

BAfD (Banque africaine de développement)

BÉDC (bateau diesel électrique à deux combustibles de GNL)

BEI (Banque européenne d'investissement)

BENGAS SA (Beninoise de Gaz)

BEP (barils d'équivalent pétrole)

BEP (bâtiment à énergie propre)

BMD (banques multilatérales de développement)

BMPC (bail minier pétrolier sur terre)

BTU (British Thermal Unit)

C&F (coût et fret)

C3MR processus de réfrigération du GNL en utilisant du propane et des fluides frigorigènes mélangés comme fluide de refroidissement.

CAÉ (Accord d'achat d'électricité) contrat entre une centrale électrique et l'organisation d'achat d'électricité pour la vente d'électricité.

CAF (coût, assurance et fret)

CAF (coût, assurance et fret)

CB (chargement de base) la proportion de la livraison (ou de la demande) sous laquelle l'expédition (ou la demande) n'est pas estimée tomber au cours d'une période donnée.

CBJ (cocktail de brute japonais)

Cdi (confirmation d'intention)

CDL (compagnie de distribution locale) une compagnie qui distribue du gaz naturel principalement aux utilisateurs ultimes petits, résidentiels et industriels.

CEC (certificat d'endossement de conception)

CEC (chaleur et électricité combinées) la chaleur et l'électricité combinées (CEC) est l'utilisation d'un seul système combiné pour fournir à la fois les obligations de chaleur et d'électricité d'un projet, réduisant ainsi le gaspillage de chaleur.

CEDEAO (Communauté économique des États de l'Afrique de l'ouest)

CII (conception d'ingénierie initiale)

CL (Contenu local)

CMH (Companhia Mocambicana de Hidrocarbonetos, SARL)

CNPN (Corporation nationale de pétrole de Nigéria)

CPI (compagnies pétrolières internationales)

CPN (compagnie pétrolière nationale)

CPP (contrat de partage de production) un autre nom pour un accord de partage de production.

DFI (décision finale d'investissement)

DOE (Département de l'énergie)

DP (demande de proposition)

EdA (entêtes d'accord) une déclaration non contraignante des principaux éléments d'un accord proposé.

EDM (Electricidade de Mocambique)

ÉDOPER (étude des dangers et de l'opérabilité)

EIE (évaluation des incidences sur l'environnement)

ENH (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos)

EPTS (essence pétrolière de tête de sonde) un nom auxiliaire pour les condensats.

FAB (franco à bord)

FERC (Commission fédérale de réglementation de l'énergie)

FM (Force Majeure) un terme contractuel utilisé pour définir les conditions dans lesquelles une partie à un contrat n'est pas tenue de s'acquitter de ses engagements en raison d'événements majeurs hors de son contrôle.

GA (gaz associé) le gaz associé est le gaz qui est produit avec de l'huile dans un gisement principalement de pétrole.

GDÉ (gaz d'évaporation) les petites quantités de GNL qui s'évaporent des réservoirs de stockage de GNL dans les usines de GNL et sont récupérées, ou pendant le transport. Le gaz GDÉ sur les transporteurs de GNL peuvent servir de carburant pour actionner les navires.

GN (gaz naturel) le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures généralement gazeux qui se produit naturellement dans des structures souterraines.

GNA (gaz non associé) le gaz non associé est du gaz trouvé dans

un réservoir qui ne contient pas de pétrole brut et peut donc être produit dans des modèles qui conviennent le mieux à ses propres exigences opérationnelles et commerciales.

GNC (gaz naturel comprimé) le GNC est le gaz naturel comprimé dans les bouteilles à gaz, principalement utilisé comme substitut des combustibles liquides dans les véhicules routiers. Le GNC demeure un gaz sous la quantité de pression.

GNL (gaz naturel liquéfié) GNL est du gaz naturel qui a été refroidi à une température, autour du point d'ébullition du méthane (-162 °C), auquel il se liquéfie, réduisant ainsi son volume par un facteur d'environ 600.

GNFL (GNL flottant) le GNL flottant est le déploiement de navires construits ou convertis pour permettre la liquéfaction extracôtière du GNL.

GNLPE (GNL à petite échelle)

GPL (gaz de pétrole liquéfié) gaz de pétrole liquéfié est propane, butane, ou des mélanges propane-butane qui ont été liquéfiés par pression, réfrigération légère, ou une combinaison des deux.

HAZID (Identification des dangers)

HH (Henry Hub) est le plus grand point unifié pour la vente comptant de gaz naturel et le commerce des contrats à terme aux États-Unis. Le New York Mercantile Exchange

IAC (ingénierie, approvisionnement et construction)

JKM Index (Japon-Corée-indice de marqueur)

KOGAS (Gaz de Corée)

Kpi3 (kilo pieds cubes)

LAG (Lean Associated Gas) est du gaz à teneur de méthane élevée contenu (typiquement 95% ou plus) et avec des fractions plus lourdes limitées.

Ldl (lettre d'intention)

LEN (livraison ex navire)

LGN (liquides de gaz naturel) hydrocarbures plus lourds (en général, les composants de l'éthane, du propane, du butane et des pentanes plus) trouvés dans les flux de production de gaz naturel et extraits séparément pour l'élimination.

Mdi (mémoire d'intention) également connu comme la confirmation de l'intention et la lettre d'intention.

MGJ/A (Million Gigajoules par année)

MH MH (méthane de houille) houillers méthane est le méthane qui est ou peut être produite à partir de filons de charbon.

MJ (MégaJoule)

MMBtu (Million British Thermal Units)

MMm3 (mille milliards de mètres cubes))

MMm3 (millions de mètres cubes)

MMm3S (millions de mètres cubes standard)

MMpi3 (mille milliards de pieds cubes)

MMpi3S (millions de pieds cubes standard)

Mpi3 (millions de pieds cubes)

MT (millions de tonnes)

MW (MegaWatt) Un million de Watts.

MWh (MégaWatt heure)

NYMEX utilise Henry Hub comme point de livraison notionnel pour son contrat à terme de gaz naturel. Henry Hub est basé sur l'interconnexion physique des neuf pipelines inter-états et quatre pipelines intra-états en Louisiane.

OFI (obligation d'approvisionnement domestique)

OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole)

OST (opérateur du système de transmission)

PCL (politiques de contenu local)

PdE (protocole d'entente) une déclaration d'intention non contraignante de parvenir à une entente proposée.

PDL (Partenariats directeurs limités)

PÉN (point d'équilibrage national) le PÉN est un point fictif (notionnel ou virtuel) où tout le gaz qui a payé les frais d'entrée pour entrer dans le système national de transmission du Royaume-Uni est censé être situé.

PEP (plan d'exécution du projet)

PF (prix à la frontière) le prix auquel le gaz est échangé à la frontière entre deux pays.

PLA (Programme de livraison annuel) le programme de livraison annuel (PLA) est un calendrier des volumes de gaz à livrer à des dates précises ou dans des périodes définies dans une année contractuelle imminente dans un contrat à long terme.

PMG(Plan directeur de gaz)

POP (prendre ou payer) prendre ou payer est une disposition commune dans les contrats de gaz en vertu de laquelle, si le volume acheté annuel de l'acheteur est inférieur à son obligation d'achat (la quantité de contrat annuelle moins toute lacune dans les livraisons du vendeur, moins toute tolérance à la baisse de la quantité), l'acheteur paie pour un tel déficit comme si le gaz avait été reçu.

POSCO (Pohang Iron and Steel Company, Corée)

PPP (permis de prospection pétrolière)

Pre-CII (conception de l'ingénierie pré-initiale)

PSA APP (Accord de partage de la production) contrat entre une compagnie productrice internationale et un gouvernement hôte ou une compagnie pétrolière d'État en vertu de laquelle la compagnie internationale agit comme entrepreneur de prise de risque investissant dans les installations d'exploration et/ou de production en échange du droit d'exporter ou de vendre une quantité de gaz ou de pétrole qui peut être formée à partir de la concession ou du bloc.

QCA (Quantité contractuelle annuelle) la quantité contractuelle annuelle (QCA) est le volume de gaz que le vendeur doit livrer et l'acheteur doit prendre pendant une année contractuelle donnée.

QJC (quantité journalière de contrat) la quantité de gaz qu'un acheteur s'est techniquement engagé à acheter et un vendeur s'assure de livrer dans un délai de 24 heures spécifié.

QMQ (quantité maximale quotidienne) un autre nom pour le taux de livraison quotidien.

RCSD (ratio de couverture du service de la dette)

RHG (rapport huile gaz) le rapport d'huile à gaz est la relation entre le volume de gaz produit à la pression atmosphérique et le volume d'huile produit à partir d'un gisement de pétrole donné, ou un puits de pétrole donné.

RP (report prospectif) une disposition dans le cadre d'un contrat de prise ou de paiement à long terme en vertu duquel un acheteur qui prend plus que sa quantité annuelle de contrat est autorisé, dans les conditions stipulées dans le contrat, à équilibrer ce montant par rapport à l'engagement dans les années suivantes.

SFI (Société de financement international)

SGX (Bourse de Singapour)

SHSE (santé, sécurité, sûreté et environnement)

SPEL (Système de pipeline de Escravos-à-Lagos)

SSE (santé, sécurité et environnement)

SUNG (Groupe d'indexe SGX GNL)

TBQ(Tolérance à la Baisse de la Quantité) la tolérance à la baisse de la quantité (TBQ) est le montant par lequel un acheteur peut tomber à court de sa quantité totale de contrat annuel dans un contrat de vente de gaz de prise ou de paiement sans subir de sanctions.

Tenor (temps restant pour le remboursement du prêt ou la maturité des obligations comme utilisé dans l'industrie financière)

TEPCO (Tokyo Electric Power Company)

TGCC (turbine à gaz à cycle combiné) une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) est une forme d'usine de production d'électricité dans laquelle la chaleur résiduelle produite par la combustion des gaz est partiellement captée dans l'échappement des turbines et utilisée pour produire de la vapeur pour la production d'électricité additionnelle, augmentant sensiblement l'efficacité de la production

TLQ (taux de livraison quotidien) le taux de livraison quotidien (TLQ) est le taux auquel les installations du vendeur doivent être capables de livrer du gaz, exprimé en volume de gaz par jour, ou en tant que multiple de la quantité journalière du contrat. Aussi connu comme la quantité maximale quotidienne.

TM/A (millions de tonnes par an)

Tonnes (tonne ou tonne métrique) est une unité de masse équivalant à 1 000 kilogrammes. En anglais américain, une tonne est une unité de mesure équivalant à 2 000 livres. Dans les mesures non américaines, une tonne (la mesure impériale) est égale à 2 240 livres.)

TQM (tarif quotidien maximum) un nom alternatif pour le taux de livraison journalier.

UFSR (unité flottant de stockage et de regazéification) FRSU est le déploiement de navires construits ou convertis dans le but de permettre le stockage et la regazéification extracôtère du GNL.

UTT (unité de transfert de titre)

VC (valeur calorifique) la valeur calorifique est la quantité de chaleur produite par la combustion totale d'un combustible.

VCB (valeur calorifique brute) la chaleur produite par la combustion complète d'un volume unitaire de gaz dans l'oxygène, y compris la chaleur qui serait récupérée en condensant la vapeur d'eau produite. Également connu sous le nom de valeur calorifique brute, la plus grande valeur calorifique (PGVC) ou plus grande valeur de chauffage (PGVCh).

VChI (valeur de chauffage inférieure) nom alternatif pour la valeur de chauffage nette.

VChN (valeur de chauffage nette) identique à VCN

VCI (valeur de chauffage inférieure) nom alternatif pour la valeur calorifique nette.

VCN (valeur calorifique nette) la chaleur produite par la combustion complète d'un volume unitaire de gaz dans l'oxygène, sans la chaleur qui serait récupéré en condensant la vapeur d'eau formée.

VGN (véhicule au gaz naturel) véhicule motorisé alimenté par du gaz naturel. Voir gaz naturel comprimé.