

Etude technico-économique de la valorisation du gaz pauvre de la Mer du Nord par la voie Gas-to-Wire Application au champ de Cygnus et aux cycles combinés de la centrale de Saltend

Ing. A. LOHEST
Ing. G. VANDERVEKEN
ECAM – Bruxelles

L'étude a consisté à trouver une solution rentable pour valoriser du gaz qui ne peut pas être réinjecté sur le réseau car il n'a pas le PCI (pouvoir calorifique inférieur) minimum requis. La solution finale est de brûler ce gaz dans une centrale à gaz existante pour diminuer une partie des coûts. Cette étude a permis de déduire que si les quantités de gaz sont faibles, il est plus intéressant de le mélanger avec un gaz de qualité, pour obtenir un mélange réinjectable sur le réseau. Par contre si les quantités sont importantes, il est plus intéressant de le brûler dans une centrale existante.

Mots-clefs : gas to wire, rentabilité économique

The study tried to find the technical and the economical solution to enhance low gas (Gas with a HLV below 85% of the transport network) extracted in the North Sea (United Kingdom) by this direct conversion in electricity. The study was to consider the best solution between onshore and offshore for the gas production, this transformation into electricity and the energy transport. It focused on the Saltend gas Power plant (in the center of UK). Finally, the study tried to understand the risks analysis associated with a mass production of shell gas.

Keywords : Net present Value

1. Introduction

Mon travail de fin d'étude est lié au domaine de l'exploitation et de la production gazière dans la société GDFSUEZ E&P. Il m'a permis de découvrir ces activités et la problématique du gaz pauvre. GSZ E&P est une société qui dispose de concessions d'exploration et de production de gaz offshore en Mer du Nord, particulièrement dans le Sud, attribuées par le Royaume Uni (UK).

2. Problématique du gaz pauvre

Lors de l'exploration de gaz en Mer du Nord, de plus en plus de gaz pauvre en méthane est découvert. Le gaz pauvre contient des gaz inertes qui ne brûlent pas, comme l'azote (N_2) et le dioxyde de carbone (CO_2). Ces gaz inertes diminuent le pouvoir calorifique du gaz naturel qui est l'énergie que ce gaz contient dans un volume donné. En raison des concentrations élevées en gaz inerte, il arrive même que le gaz n'ait pas les caractéristiques pour pouvoir être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel, car les flammes des brûleurs risqueraient d'être soufflées. L'investissement en acquisition de concession et exploration géologique étant extrêmement coûteux, les producteurs recherchent des solutions pour valoriser le gaz pauvre.

3. Solutions de valorisation des gaz pauvres

Les entreprises qui sont confrontées à cette problématique cherchent des solutions pour valoriser ces champs dans lesquels ils ont déjà investi des ressources très significatives.

Ils existent plusieurs solutions pour valoriser le gaz pauvre: les méthodes de purification, le mélange dit « Blending » et la solution de conversion directe en électricité dite « Gas To Wire » (G2W).

- Les méthodes de purification sont essentiellement basées sur la cryogénisation. Le gaz est refroidi jusqu'à la température de liquéfaction de ses différents constituants afin de les séparer. Elles sont coûteuses et nécessitent de lourds investissements.
- Le principe du mélange Blending consiste à mixer le gaz pauvre avec du gaz riche en méthane afin d'obtenir un gaz qui a les caractéristiques minium pour être injecté dans le réseau. Cette

méthode est simple à mettre en œuvre mais elle n'est pas envisageable si les quantités de gaz pauvre à diluer sont trop importantes.

- La dernière solution, celle analysée dans cette étude, consiste à convertir directement le gaz pauvre en électricité sans passer par le réseau de transport de gaz naturel dans lequel il ne peut être injecté en raison de ses caractéristiques. La conversion peut être mise en œuvre sur terre ou directement sur la plateforme en mer.

Enfin, si aucune de ses trois solutions n'est économique ou ne peut être implémentée, il est toujours possible de ne rien faire et de reboucher le trou de forage en attendant qu'émerge une nouvelle solution technique ou bien qu'une des trois solutions devienne rentable.

4. Cas particulier de Cygnus



La zone qui a servi de référence à ce travail, se nomme « Cygnus ». Cette zone est composée de plusieurs champs. Elle est située au Royaume Uni, dans le Sud de la Mer du Nord à une distance de 150 km de la côte anglaise (figure1). Ce groupe de champs gaziers est en cours d'exploration et la production de gaz devrait démarrer en 2015. Indépendamment de cette exploitation, GSZ E&P UK souhaiterait étudier l'opportunité d'une solution « Gas-to-wire » (GTW) pour les poches de gaz pauvre éloignées du champ principal.

*Figure 1 :
carte de la Mer du Nord*

L'étude technico économique est basée sur des informations fournies par l'entreprise.

Elles m'ont aussi permis entre autre de dessiner une chaîne de valeur (Value Chain) de la solution de G2W. Celle-ci permet de bien comprendre la problématique et de visualiser toutes les phases du processus et leur création de valeur respective (voir figure 2).

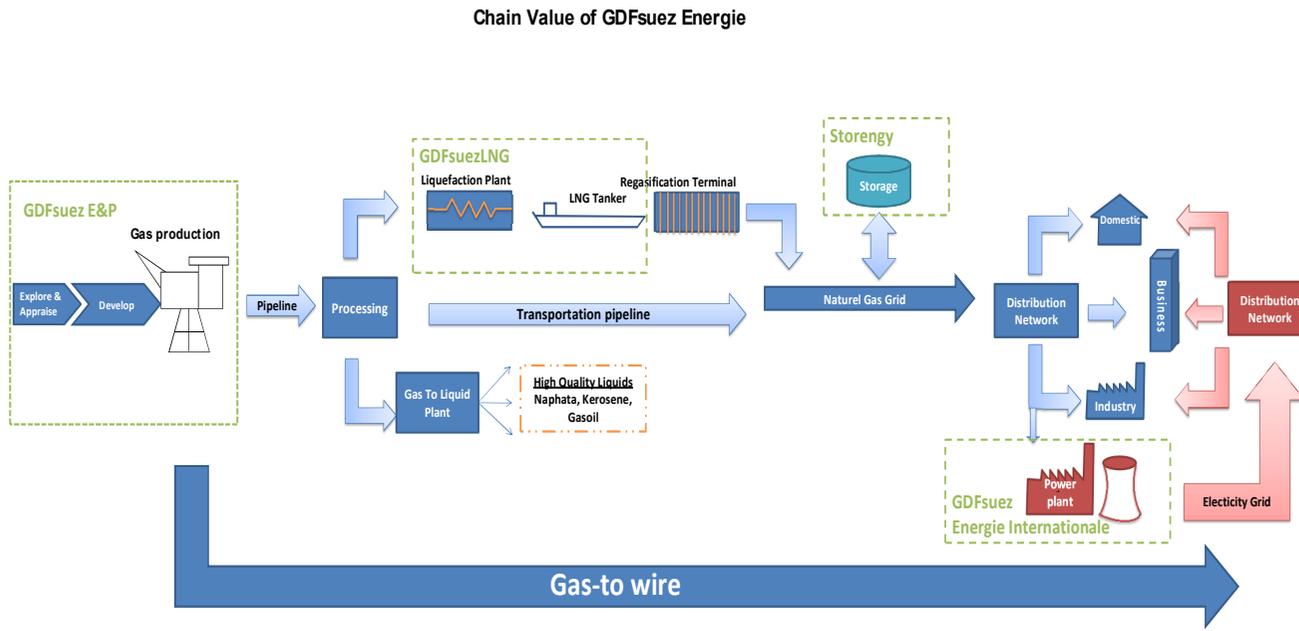


Figure 2 : chaine de valeur du business du gaz jusqu'à la production de l'électricité

5. Méthode d'évaluation d'investissement.

Le travail réalisé consiste à construire un scénario industriel G2W et à en évaluer l'opportunité d'investissement basée sur le calcul de sa rentabilité. Cette évaluation économique de la rentabilité est basée sur plusieurs principes économiques classiquement utilisés à cette fin. Les principaux concepts utilisés par la société GDF SUEZ E&P pour évaluer ses projets sont les suivants : le flux de trésorerie ou « cash flows », le plan d'affaire ou « business plan » et la Valeur Actualisée Nette ou « Net Present Value ». La notion de « Spark Spread », marge brute de la transformation du gaz en électricité est également utilisé car il permet de déterminer s'il est économiquement intéressant de faire fonctionner une centrale à gaz ou non.

6. Application au cas de Cygnus, hypothèses industrielles et valorisation

Pour pouvoir réaliser l'analyse technico-économique des scénarios possibles, on construit un plan d'affaire (prévisions année par année des revenus et dépenses) en faisant des hypothèses.

La plus structurante est liée au modèle d'affaire (business model), c'est-à-dire à l'agencement des différentes étapes industrielles en un tout cohérent et économiquement rentable. Par comparaison, lors de la transformation en électricité du gaz naturel fourni par le réseau (>99% des centrales électriques au gaz naturel), il existe un marché du gaz et un marché de l'électricité. Tout projet doit être rentable en utilisant les prix de ces deux marchés comme signaux de valeur. A tout moment, les étapes de la transformation sont comparées de manière opportuniste à la revente du gaz sur le marché ou bien à la production d'électricité à partir d'autres combustibles ou d'autres sources. Vu qu'il n'y a pas de marché du gaz pauvre, l'analyse du G2W se fait exclusivement dans sa globalité et seul le produit final (électricité) est affecté par le marché.

La deuxième hypothèse porte sur la fiscalité. Les deux activités principales du projet ne jouissent pas de la même fiscalité : les résultats de la production gazière sont taxés à 62% alors que ceux de la production d'électricité le sont à 23%. Afin d'encourager la production de gaz national, les autorités britanniques sont ouvertes à une négociation de la fiscalité gazière. Les résultats alloués aux activités sont donc affectés par la fiscalité et il y a lieu

d'optimiser fiscalement leur combinaison. Il en est de même pour les amortissements qui se font en une année pour l'activité gazière tandis que les activités électriques sont amorties dégressivement en vingt ans avec un taux d'amortissement initial de 18%.

Le choix des puissances de turbines à gaz pour transformer le gaz en électricité se fait sur base des offres des constructeurs. Une fois ces puissances déterminées, les consommations en gaz pauvre de chacune d'entre elles peuvent être calculées.

Ces premières hypothèses permettent de réaliser une étude technico économique de plusieurs scénarios. Celle –ci est divisée en deux parties.

6.1. Description technique des solutions Gas To Wire

Upstream phase

La phase amont d'exploration et de production ne concerne pas le G2W. L'étude démarre avec l'existence du gaz pauvre. Toutefois, un paramètre important à spécifier est lié aux caractéristiques d'alimentation des gaz.

Le débit de gaz d'alimentation est quasiment stable. Cela induit une production d'électricité continue. Cela signifie alors, qu'une solution de G2W est peu compatible avec la variation des besoins du marché de l'électricité. Ce point n'a pas de conséquences techniques mais peut avoir des conséquences économiques importantes. Une solution G2W est moins souple pour une unité de production d'électricité qu'une alimentation standard par le réseau de gaz.

En ce qui concerne les débits de gaz consommés par l'installation de G2W, ceux-ci seront fixés en fonction des puissances électriques installées et donc de la consommation de la turbine à gaz car celle-ci a plusieurs puissances normalisées. Il faudra juste choisir la puissance qui correspond le mieux au débit de sortie du puits de forage du champ.

Prétraitement du gaz

L'agressivité chimique du gaz pauvre peut être affrontée de deux manières : la première par une couche de protection recouvrant l'intérieur du pipeline ; la deuxième par traitement du gaz pour retirer l'humidité et les gaz acides qui pourraient corroder le pipeline.

Génération d'électricité

Choix des différentes technologies

Selon le débit de gaz en sortie du champ, trois configurations principales de turbines à gaz peuvent être utilisées pour une GTW.

Pour les faibles productions d'énergie (c'est à dire typiquement de 10 à 100 MW), les moteurs à allumage commandé sont envisagés.

Pour les productions de puissance faibles à moyennes (entre 40 et 300MW) un système de turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT) sont envisagées.

Pour les productions de puissance moyennes à grandes (entre 300 et 1.000MW) les turbines à gaz à cycles combinés sont envisagées.

En raison du débit standard de sortie des champs gaziers, seules les turbines à gaz sont prises en compte dans l'étude actuelle.

Turbine à gaz en cycle ouvert

Dans une turbine à gaz à cycle ouvert, toute la puissance produite provient de la turbine à gaz. Son efficacité est limitée à un maximum de 42%. Ce qui explique que cette solution ne doit pas être utilisée pour de grandes puissances. La limite de rentabilité se situe autour de 300MW où le surcoût d'investissement pour obtenir un meilleur rendement est compensé par une diminution des coûts variables de gaz. Lors du choix de ce type d'équipement, il faudra comparer les CAPEX (capital expenditure : dépenses d'investissement), OPEX (Operating expenses : dépenses de fonctionnement) et l'efficacité . Comme ce type d'installation est très simple, il permet d'atteindre la puissance maximale très rapidement (en quelques minutes). Par conséquent, ce type de technologie est également bien adapté pour la production d'électricité d'écêtement des pointes et pour les services d'équilibrage (balancing). Les cycles ouverts sont faciles à contrôler à distance, ce qui permet d'avoir très peu de personnel d'exploitation.

En ce qui concerne la technologie des turbines à gaz, il en existe deux catégories[1]:

- **Les turbines à gaz aéro dérivées (GE LM 6000 par exemple)** sont issues de l'industrie aérienne. Elles sont caractérisées par une grande compacité et une haute efficacité (jusqu'à 42%) mais sont limitées à

une puissance maximale de 50MW. Elles ne conviennent donc pas pour des champs avec un débit trop important.

- **les turbines à gaz de grande puissance (heavy duty)** sont moins efficaces que les aéro dérivées. Elles peuvent avoir une puissance jusqu'à 250MW pour une simple turbine. Elles sont généralement utilisées dans les centrales à gaz en cycles combinés.

Turbine à gaz en cycles combinés

La turbine à gaz à cycle combiné (CCGT) diffère de celle à cycle ouvert par l'utilisation d'un cycle de Rankine supplémentaire (pour le cycle combiné) récupérant l'énergie thermique des gaz d'échappement de la turbine à gaz. Ce cycle de Rankine est composé d'une turbine à vapeur, d'une pompe, d'un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) et d'un condenseur. Ce type de centrale a donc deux sources de puissance pour transformer l'énergie mécanique en électricité : la turbine à gaz (TG) et la turbine à vapeur (TV). La turbine à gaz fournit environ les deux tiers de la puissance et le reste de la puissance est fournie par la turbine à vapeur. En termes d'encombrement, c'est l'inverse : le cycle de Rankine à vapeur requiert beaucoup plus d'espace que la turbine à gaz, le rapport varie de un à trois (voir figure 3).



Figure 3 : la comparaison d'une installation OCGT à gauche et CCGT à droite image provenant de chez Siemens.

Les TGV sont des usines complexes qui nécessitent des équipes d'exploitation permanentes. Il n'est donc pas envisageable de les placer sur une plateforme offshore. En ce qui concerne la performance globale, l'ajout d'une turbine à vapeur à cycle simple permet à la centrale CCGT de parvenir à un rendement proche de 60 % et plus. Cela explique pourquoi elles sont utilisées pour des grandes puissances.

Rendement de différents types de turbine à gaz

Quelques soit le type de turbine à gaz (OCGT ou CCGT), le rendement global varie avec la puissance de sortie de la turbine. Une règle scalaire, pour les OCGT et CCGT, est déduite grâce à des données techniques, comme on peut voir sur la figure 4 ci-dessous. Si on réalise un ajustement avec une courbe logarithmique, on obtient les formules suivantes :

- Pour une OCGT: rendement = $2.60 \ln(\text{Power}) + 26.2$
- Pour une CCGT: rendement = $3.31 \ln(\text{Power}) + 35.8$

Avec la puissance en MW.

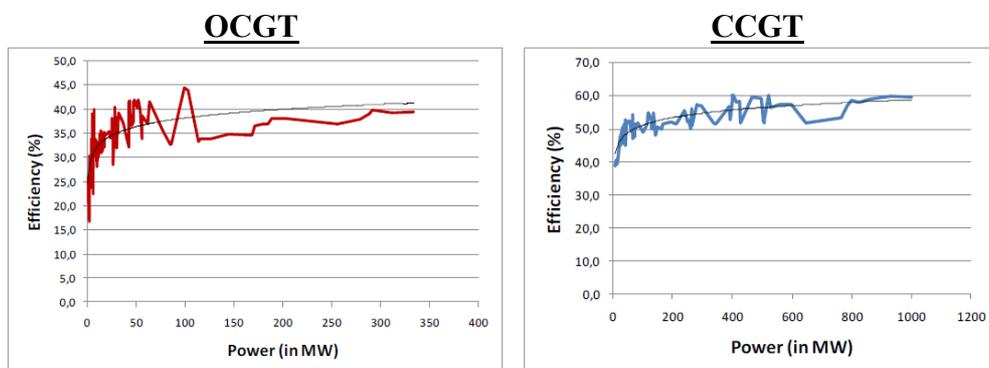


Figure 4: Consommation de différents types de turbine à gaz

A partir des hypothèses précédentes sur le rendement et des catalogues des fabricants, j'ai choisi d'étudier quatre turbines:

- un OCGT plant: Output Power = 50 MWe
- un OCGT plant: Output Power = 250 MWe
- un OCGT plant: Output Power = 305 MWe
- un CCGT plant: Output Power = 500 MWe

Transport de l'électricité

Analyse des différentes possibilités de transmission de l'électricité

Deux possibilités de transport d'électricité sont possibles: en courant alternatif (AC) ou en courant continu (DC).

Le choix entre câble AC et DC se fait sur base de la longueur comme illustré par la figure 5 ci-dessous.

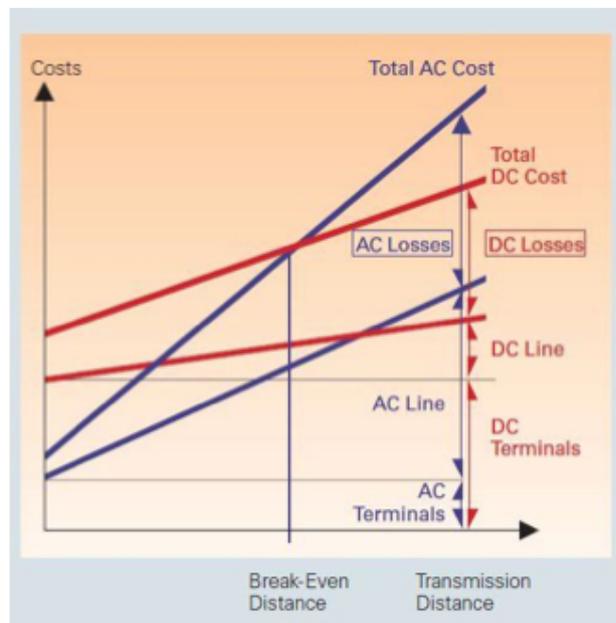


Figure 5 Graphique représentant l'évolution du coût du câble en fonction de la distance [2]

La distance break-even entre l'AC et le DC va dépendre du type de terrain : pour les eaux profondes et plus généralement pour les terrains difficiles ou accidentés, le break-even est d'environ 40 km.

Pour les terrains plus faciles et à faible profondeur, cette limite peut-être jusqu'à 80 ou 100 km.

Pour les reliefs terrestres faciles où on peut appliquer une transmission aérienne, le break-even peut atteindre 400 à 800 km.

Dans le cas de l'étude GTW, étant donnée la distance retenue (150km) et les configurations en mer, il faut utiliser le HVDC pour la transmission de l'électricité.

Emissions

Lors de l'analyse de l'opportunité de brûler le gaz pauvre dans les unités de Saltend, il faut considérer la problématique des émissions. Une demande d'étude a été envoyée pour voir si l'azote contenu dans le gaz allait augmenter la production de NOx dont les émissions sont soumises à des normes très strictes.

7. Hypothèses économique des solutions Gas to wire et application au cas

Sur la base d'hypothèses relatives aux coûts des investissements (CAPEX) et aux coûts d'exploitation (OPEX) dont les principales sont expliquées ci-après, on établit les prévisions année par année des flux de trésorerie de chaque scénario dans le but de les évaluer dans la conversion du gaz pauvre en électricité.

Les scénarios sont divisés en deux familles (offshore et onshore), c'est-à-dire que soit la turbine à gaz se trouve sur la plateforme en mer et l'électricité est alors acheminée au réseau par câble, soit elle se trouve dans une centrale classique sur terre et il y a alors un nouveau pipeline de la plateforme jusqu'à la turbine.

Pour la conversion du gaz en électricité, le choix est de quatre puissances de turbine standard (50, 250, 305, 500MW).

Evaluation des coûts des différents états du GTW

Après avoir étudié la problématique technique des différentes parties qui constituent la solution de G2T, il importe de mettre des valeurs économiques à chacune de ces parties pour permettre de faire un plan financier et déterminer la solution la plus intéressante.

7.1. Centrale sur terre

Coûts du prétraitement

CAPEX :

L'estimation des coûts de pré-traitement de gaz est déduite à partir des données récentes prises dans les usines de LNG (liquéfaction de gaz naturel). Etant donné qu'une usine de pré-traitement pour liquéfaction de gaz est plus complexe que celle nécessaire pour la production de gaz destiné à être brûlé dans une turbine à gaz, seuls les coûts liés à l'extraction des gaz acides et à l'extraction de l'eau sont inclus dans cette évaluation. Les hypothèses économiques proviennent des données d'installation d'une usine de liquéfaction LNG.

Partant d'un CAPEX de référence de 100 M\$ pour un débit de gaz d'alimentation Q_{ref} de quatre milliards de mètre cubes/an, on déduit le coût de l'installation par extrapolation.

$$CAPEX = CAPEX_{ref} * (Q / Q_{ref})$$

OPEX :

Pour la valeur des OPEX, l'extrapolation des données de la même usine de liquéfaction donne :

$$OPEX \text{ (par an)} = 4\% \text{ des CAPEX (de la phase de pré-traitement de gaz).}$$

Coûts de la turbine à gaz

CAPEX :

Le contrat pour le coût EPC (ingénierie, approvisionnement et coût de construction) et pour les centrales à cycles combinés actuelles peut être tiré d'études récentes. Toutefois, ces données sont fournies principalement pour des centrales standard entre 800 et 1200 MW_e. Ces puissances sont nettement supérieures à celle des installations ici étudiées.

Pour résoudre ce problème, les données de coûts portant sur les équipements de base de la centrale elle-même (typiquement la turbines à gaz, les systèmes d'admission d'air, le silencieux, le système de contrôle de la

centrale, la turbine à vapeur, le générateur de vapeur à récupération de chaleur et les générateurs électriques) sont extraites de « 2009 Gas Turbine World Handbook »[3]. Toutefois, ces coûts ne prennent pas en compte l'ingénierie et la construction. Ces données sont donc adaptées comme suit pour obtenir les CAPEX de la production d'électricité. Cela nous permet aussi de prendre en compte la totalité des coûts (i.e. transport maritime, engineering, services de construction, frais d'entrepreneurs ainsi que contigence) :

- Premièrement, les CAPEX de « l'équipement clé en main » sont adaptés pour inclure l'ingénierie et les coûts complets de la construction (c'est à dire les coûts EPC + entrepreneur+ imprévus). Le coût des fournitures est multiplié par un facteur 1,86 déterminé en comparant le prix de l'équipement par rapport à sa valeur clé en main pour les projets LNG).

-Deuxièmement, cette somme de CAPEX est mise à jour grâce à l'indice de coût IHS CERA pour une centrale. La valeur du coût considéré est déterminée en faisant la moyenne entre European Power Capital Cost Index (EPCCI) et Power Capital Index of North America (PCCI).

Le CAPEX en fonction de la puissance de l'installation pour un cycle OCGT ou CCGT est visible sur le graphique 6 ci-dessous, montrant l'évolution du prix par kW en fonction de l'augmentation de puissance.

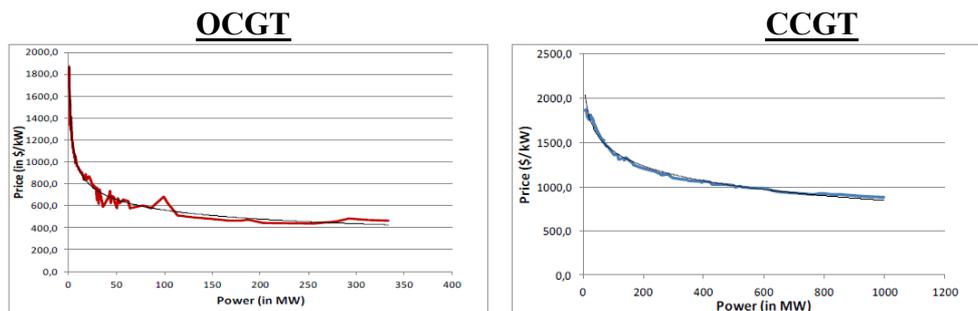


Figure 6. Evolution du prix du kilowatt en fonction de la puissance

- Pour une OCGT les CAPEX spécifique = $1605 \times (\text{Power})^{-0.229}$
- Pour une CCGT (TGV) les CAPEX spécifique = $-242.4 \ln(\text{Power}) + 2518.9$

Avec un CAPEX (en \$/kW) et la puissance en MW et un taux de change de 1\$ pour 0,65 £.

- Pour une puissance de 50 MW en OCGT: le CAPEX spécifique est de 658 \$ / kW soit CAPEX = 21,3 M £
- Pour une puissance de 250 MW en OCGT: le CAPEX spécifique est de 453 \$ / kW donc CAPEX = 73,7 M £
- Pour une puissance de 305MW en OCGT: le CAPEX spécifique est de 434 \$ / kW donc CAPEX = 86,0 M £
- Pour une puissance de 500 MW en CCGT: le CAPEX spécifique est 1036 \$ / kW donc CAPEX = 86,0 M £

Si on compare ces valeurs avec celles de la littérature, on remarque certains écarts situés dans une fourchette de $\pm 20\%$ du CAPEX calculé. L'écart de $\pm 20\%$ des CAPEX calculés est l'incertitude qui a été prise en compte dans cette étude pour les CAPEX liés à la production d'électricité.

OPEX :

Le coût du combustible n'est pas pris en compte car il dépend du prix du gaz et de l'efficacité de la conversion et que, en tant que coût variable, il ne rentre pas en compte dans les OPEX. Deux types de dépenses d'exploitation de la production électricité doivent être pris en compte :

- les frais de fonctionnement et de maintenance (O&M) fixe
- les frais de fonctionnement et de maintenance variable.

Les coûts fixes d'O&M, pris en compte dans cette étude, sont déduits de la valeur moyenne des O&M fixe de gaz naturel tiré des centrales aux Etats-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne, en Chine et en Inde. Elles sont obtenues grâce aux données globales [4]. Les valeurs varient entre 1,5 et 2,7% du CAPEX de la centrale. La valeur moyenne qui est utilisée dans cette étude est de 1,7% du CAPEX de la centrale.

Les coûts variables de fonctionnement et de maintenance (O&M), pour les centrales à cycles combinés, sont déduits de même à partir de la moyenne des coûts correspondant à ces pays. Chez GDF SUEZ, pour une installation fonctionnant en « base load », on évalue les coûts O&M variables à 50% des coûts totaux. La valeur moyenne de 1,69 euro/MWh a été retenue pour les coûts variables d'O&M de production d'électricité de cette étude. Cette valeur est en ligne avec les autres références.

Une autre hypothèse OPEX de maintenance est relative aux pièces des grandes révisions. Habituellement, elles sont considérées comme des CAPEX et sont amorties. Dans cette étude, les pièces de maintenance ont été considérées comme des OPEX.

Coût d'un pipeline

CAPEX :

Le coût d'un pipeline dépend de beaucoup de facteurs différents : la profondeur, le diamètre du pipeline, la distance, la localisations, le type de gaz, ect.

Cette étude utilise la formule provenant de « SNS Costs Database » (SNS = South North Sea), qui est une synthèse de tous les projets réalisés en Mer du Nord. Il présente une moyenne des investissements des différents pipelines, avec un coût fixe et un coût variable. Le coût fixe correspond aux frais d'immobilisation du bateau pour placer le câble électrique. Le coût variable dépend de la longueur. Comme le coût fixe est très important, ce coût est très dégressif. On obtient donc une valeur de 100 000 £/pouce/ km pour une distance de pipeline de 150 km.

OPEX :

Les dépenses de fonctionnement (OPEX) dépendent du type de gaz. Cette valeur peut être déterminée en se basant sur l'expérience de GDF SUEZ E&P au Royaume-Uni. L'entreprise exploite des champs qui ont des caractéristiques similaires à ceux du gaz pauvre. La valeur prise est de 0,25 M£ par an.

Coûts de la plateforme

CAPEX :

Classiquement en E&P (exploration and production), le prix d'une plateforme dépend directement de l'écoulement du réservoir, plus particulièrement du débit de pointe. Mais dans le cas d'une solution GTW, c'est la consommation de la centrale électrique qui va définir le débit du réservoir. Le second paramètre clé concerne les caractéristiques du gaz. Comme expliqué plus haut, la solution GTW ne nécessite pas beaucoup de pré-traitements, uniquement l'extraction de l'humidité et des gaz acides. Le coût d'une plateforme est directement lié au poids des installations qui sont

installées dessus et la profondeur d'eau à l'endroit où est érigée la plateforme. Grâce à une comparaison réalisée par le bureau d'étude « Clerk Maxwell »[5] de toutes les plateformes de la zone en fonction de leurs caractéristiques, la valeur de celle-ci peut être déterminer une moyenne de 42€/kg

OPEX :

Pour cette hypothèse, j'ai aussi utilisé des documents internes à GDF SUEZ E&P : un OPEX fixe de 12p/ therm (volume).

7.2. Turbine à gaz sur une plateforme

Coûts du prétraitement

CAPEX :

Les CAPEX de pré-traitement ne varient pas d'un scénario à l'autre car les installations sont les mêmes.

OPEX :

Idem que les CAPEX de pré-traitement.

Coûts de la turbine à gaz

CAPEX :

Le coût d'une turbine à gaz est considéré comme étant le même que si elle est placée sur terre mais il y a lieu de considérer un coût d'installation sur la plateforme car la surface disponible n'est pas la même que sur un terrain sur terre ferme. Il faut rajouter une protection contre la corrosion due à l'eau de mer. Mais ce dernier argument n'a que peu d'influence sur la valeur finale de la turbine à gaz.

OPEX :

De même pour les OPEX de la turbine : ils sont également augmentés car le coût du personnel et les coûts des fournitures, le déplacement des équipes de maintenances sur la plateforme seront supérieurs que sur terre.

Coût du transport de l'électricité

CAPEX :

Le transport de l'électricité jusqu'à la côte est une activité avec une variabilité de coût très élevée. Sa valeur dépend de nombreux facteurs tels que la puissance transmise, le type de terrain et de la distance de transmission. Mais dans le projet où la turbine est placée sur une plateforme en mer, le transport de l'électricité peut être la partie la plus coûteuse de la chaîne de G2T. Cela signifie qu'en raison de la forte variabilité de cette valeur, la viabilité économique finale du scénario (turbine sur la plateforme) est fortement impactée. Pour illustrer cette variabilité, on peut vérifier le coût des lignes HVDC de transport d'électricité en fonction de la puissance pour une distance de transmission comparable. Les résultats affichés dans la figure 7 ci-dessous correspondent à des projets récents (construits après 2011 ou en cours de construction). Pour les mêmes caractéristiques mais en des localisations différentes, le coût de la ligne peut varier du simple au double, voire au triple.

HVDC Project Name	Location	Power (MW)	Distance (km)	Conductor	Type of HVDC line	Cost estimated (in \$M)	Specific cost (\$/km)	Cost predicted with Lazaridis [42] Updated 2012, (in \$M)	Cost discrepancies between estimated and predicted (%)	Specific Cost predicted with Lazaridis [42] Updated 2012 (in \$/km)
Estlink2	Sweeden-Estonia	650	171	Submarine + overhead (14km)	CSC	416	2432,7	357	-16%	2088,7
NordBalt	Sweeden-Lithuania	700	450	Submarine (400km) + overhead (50km)	VSC	754	1675,6	844	11%	1876,6
East-West Interconnector	UK-Eire	500	261	submarine (186km) + subsoil cable (75 km)	VSC	780	2988,5	399	-95%	1529,2
Fenno-Skan 2	Sweeden-Finland	800	200	submarine cable	CSC	195	975,0	483	60%	2414,2
BritNed	UK-Netherlands	1000	260	submarine cable	CSC	780	3000,0	725	-8%	2790,1
Average		730,00	268				2214,4			2139,8

Figure 7 Document (tiré d'une étude interne chez GDFSUEZ) sur l'étude du prix de câbles pour les éoliennes offshore

Une partie de cet écart peut être expliquée par la différence de technologie HVDC. En comparant les sources, cette différence n'est que de 10 à 15%. La formule de coût de HVDC retenue est extraite d'une thèse de Lazaridis (rédigée en 2005), mise à jour en 2012 avec IHS CERA EPCCI, en considérant le changement de devise de 1,3 \$ pour 1 €. Plus précisément, ces formules sont les suivantes:

- Les coûts des lignes HDVC (en k \$) = $(2 * P + 270) * d$
- Le coût de convertisseur DC (en M \$) = $140 * P$

Où P est la puissance transmise en MW et d la distance de transmission en km. Le coût global de la phase de transmission HVDC est la somme de ces deux termes. Mais on peut estimer une gamme de variabilité de +/- 50%, pour être sûr que l'hypothèse utilisée ici se retrouve dans la fourchette.

OPEX :

Une valeur moyenne de 1% des CAPEX de transport de l'électricité est utilisée dans cette étude.

Coûts de la plateforme

CAPEX :

Le prix de base de la plate-forme est le même que pour E&P (en fonction du débit et de la profondeur), mais il faut faire une hypothèse pour le poids de la centrale électrique sur la plateforme. Celui-ci se trouve dans les catalogues constructeurs des fabricants de turbines à gaz mais il reste le poids de toutes les petites parties supplémentaires qui fait qu'on rajoute 10% par rapport à ce poids de base. Dans l'étude «Southern North Sea development study: Analogue concept review"[6] le prix de 42 € / kg est donné pour la plateforme d'«Orca». Ce prix représente le coût d'investissement supplémentaire de la plateforme pour l'installation de la turbine à gaz.

OPEX :

Les OPEX de base sont les mêmes que sur une plateforme normale (voir les données ci-dessus). Et les coûts supplémentaires dus à la turbine à gaz se trouvent dans les OPEX de la partie turbine à gaz.

7.3. Résumé des hypothèses des CAPEX

Après avoir posé toutes les hypothèses dans la partie 7.1 et 7.2, il faut déterminer les valeurs associées à celles-ci. Grâce à ces valeurs, on va pouvoir faire un business model et calculer les NPV (Net Present Value). Ces valeurs sont reprises dans le tableau 8 ci-dessous.

Le tableau 8 ci-dessous en donne les valeurs associées aux différentes hypothèses posées dans la partie supérieure.

	onshore				offshore				£M
	OCGT 50MW	OCGT 250MW	OCGT 305MW	CCGT 500MW	OCGT 50MW	OCGT 250MW	OCGT 305MW	CCGT 500MW	
Cost assumptions for the upstream									£M
Cost of the gas pre-treatment	1.6	8.8	9.8	16.5	1.6	8.8	9.8	16.5	£M
Power generation assumptions	21.3	73.7	86.0	305.5	26.3	32.8	42.8	65.5	£M
Cost assumptions for the electricity transmission stage	0	0	0	0	52.7	97.8	142.2	210.6	£M
pipeline from de platform to the shore (150km) cost	120	180	225	400	0	0	0	0	£M
Platform	30	50	120	120	30	50	100	120	£M
over costs of the platform	0	0	0	0	5.4	30.7	34.3	68.6	£M
Exploration	0	0	0	0	0	0	0	0	£M
total	172.9	312.4	440.8	835.3	111.0	252.2	372.2	714.4	£M

Figure 8 : Résumé des hypothèses des CAPEX

Le tableau ci-dessous donne des valeurs de coût opérationnel pour les différentes hypothèses ci-dessus.

	onshore				offshore				£M
	OCGT 50MW	OCGT 250MW	OCGT 305 MW	CCGT 500MW	OCGT 50MW	OCGT 250MW	OCGT305MW	CCGT500MW	
Pre-treatment Fixed O&M costs assumption	0,065	0,351	0,39	0,45	0,065	0,351	0,39	0,45	£M
Power generation Fixed O&M costs assumption	0,3620289	1,25212896	1,4626885	5,1935	1,448545	2,75212896	3,4626885	10,1935	£M
Power Generation Variable O&M costs assumption	1,612	8,06	9,8332	16,12	1,612	1,612	9,8332	16,12	£M
Opex of a cable	0	0	0	0	0	0	0	0	£M
fixed O&M of a pipeline	0,25	0,25	0,25	0,25	0	0	0	0	£M
Cost of extraction Gas Fixed OPEX	5	7,5	10	12	5	7,5	10	12	£M
total	7,3	17,4	21,9	34,0	8,1	11,9	23,7	38,7	£M

Figure 9 : valeurs des coûts opérationnels OPEX

Maintenant que toutes les valeurs sont déterminées, il faut réaliser l'étude économique pour déterminer l'intérêt des solutions proposées. Cette étude se base sur la méthode de l'actualisation des cash-flows et de la NPV.

Elle permet de déterminer la solution Greenfield (création d'une nouvelle centrale) économiquement la meilleure entre la conversion directement sur la plateforme de production en mer et la conversion sur terre après y avoir transporté le gaz. Cette partie détermine l'impact de la distance entre la production du gaz et la terre ferme (et donc du coût du transport de l'énergie) sur le choix de la solution. On peut ainsi montrer que la distance rend rapidement non rentable le G2W en mer. Mais on peut récupérer des gazoducs non utilisés en mer pour réduire les coûts du pipeline. On détermine que plus la puissance électrique installée est grande, plus l'équilibre se trouvera loin en mer (break even ou point mort) entre le G2W sur la terre et celui en mer. En particulier, vu la distance de Cygnus à la terre (150 km), la conversion sur terre est la solution la plus rentable. Il apparaît clairement que la solution de conversion Greenfield n'est pas rentable aux conditions de marché actuelles. En effet, l'analyse de la différence entre le prix réel de l'électricité (prix de marché) et le coût de production de l'électricité montre que toutes les combinaisons sont non rentables.

Brownfield : La seconde consiste à brûler le gaz dans une centrale existante pour éviter les coûts d'investissement (CAPEX) d'une centrale Greenfield. On peut ainsi envisager de convertir le gaz pauvre de Cygnus dans la centrale existante de Saltend située près de Hull dans le centre Est de l'Angleterre, dans plusieurs combinaisons industrielles (nombre d'unités et changement des brûleurs). Cette centrale se trouve à proximité du point d'arrivée du gaz sur la terre ferme. Un investissement dans un réseau propre de 20km est intégré à l'étude. On utilise le prix du marché de l'électricité comme référence et on ajuste le prix du gaz pour obtenir une Valeur Actualisée Nette (VAN ou NPV) positive avec un taux d'actualisation imposé. Les résultats sont positifs. La production électrique avec du gaz pauvre (G2W) est moins intéressante financièrement que celle avec du gaz riche du réseau mais elle permet la valorisation du gaz pauvre qui n'est pas réinjectable sur le réseau et donc elle rend l'ensemble rentable. Cela confirme l'intérêt de la solution Brownfield à la centrale de Saltend, dans le cas de gaz pauvre produit à Cygnus. Le tableau 10 ci-dessous nous donne les valeurs des NPV pour les différentes solutions et permet d'identifier la plus intéressante.

	Good Gas	Low gas without modification	Low Gas	Low Gas	Low Gas newburner
		-15% du au PCI	3 units	3 units	2 units
Power	700MW	595MW	700MW	1020MW	700MW
NPV 10% (M£) partie électrique	33,4	5,5	(15,3)	109,7	22,1

Figure 10 : NPV des différents scénarios

8. Opportunités et menaces.

Il convient de cerner quelles sont les opportunités et/ou les menaces qui peuvent significativement affecter ces conclusions. Deux d'entre elles sont examinées : le Shale Gas (gaz de schiste ou roche mère) et l'évolution du spark spread. On peut s'attendre à ce que tous les deux aient un fort impact sur la rentabilité totale de la solution Gas to wire.

L'évolution attendue du spark spread a un impact positif sur le projet car beaucoup de centrales au charbon sont en fin de vie. Leur capacité doit être substituée.

Par contre le Shale Gas a une influence négative. En effet, on observe que le prix du gaz aux Etats Unis a fortement baissé depuis la production massive de Shale Gas. Dans le cas où il serait exploité massivement au Royaume Uni (comme prévu), il serait plus intéressant pour les centrales à gaz de brûler le Shale Gas.

9. Conclusion

En conclusion, tant que les quantités de gaz pauvre sont faibles, il est plus intéressant, plus simple et plus rentable de mélanger le gaz pauvre avec du gaz riche. Mais en présence de fortes quantités de gaz pauvre, la solution G2W est toute indiquée. Dans le cas particulier du champ gazier de Cygnus, la conversion directe du gaz pauvre en électricité dans la centrale de Saltend semble être la meilleure solution, bien qu'elle nécessite la pose d'un gazoduc de 20 km.

Cette étude a permis de me familiariser avec les notions de l'économie d'entreprise et de l'évaluation de projets. J'y ai découvert que les idées,

mêmes bonnes techniquement, nécessitent d'être rentables pour être développées.

10. Sources

10.1. Internet

- [2] <http://powerelectronics.com/site-files/powerelectronics.com/files/archive/eetweb.com/images/1011-HVDC-Figure-4-600px.gif>

10.2. Littérature

SYDNEY THOMAS, RICHARD A. DAWE (Petroleum Engineering Unit, Department of Chemical Engineering, The University of West Indies, St. Augustine, Trinidad & Tobago); *Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use*; Energy 28 (2003) 1461-1477.

PARSONS BRINCKERHOFF, *Electricity Transmission Costing Study – An independent Report endorsed by the institution of engineering & technology*, Issued 31st January 2012 with errata April 2012.

- [4] GLOBALDATA, *Power Generation Costs – Key to determine the Best Energy Mix*, GDPE0056VPT, Feb. 2012.

- [3] 2009 Gas Turbine World Handbook.

A. LALLEMAND, Production d'énergie électrique par centrales thermiques, Techniques de l'Ingénieur, D4002- 2

- [1] JM MONTEIL, Centrale à cycle combine – composants potentiels, Techniques de l'Ingénieur, BE8906.

A. J. SEEBREGTS, Gas-Fired Power, IEA ETSAP – Technology Brief E02 – April 2010 – www.etsap.org

SIEMENS, High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange, download at : <http://www.siemens.com/sustainability/en/environmental-portfolio/products-solutions/power-transmission-distribution/high-voltage-direct-current-transmission.htm>

D. FAURE-BRAC (GDFSUEZ CRIGEN), Sulfur and CO2 pretreatment processes : synthesis on their evolution for very sour and acid gas in an offshore environment, M.DRX.GLS.0228.2010.DFA.DBO, October 2010

L. POLDERVAART (SBM offshore), The import/export of electrical power from/to FPSO's, June 2- 4, 2010, Tekna meeting, Oslo (Norway).

Remerciement

Je tiens à remercier l'Ing Jean-Claude Perdiguaise qui m'a ouvert les portes de son entreprise et m'a permis de faire cette première expérience professionnelle.