



الشركة الجزائرية لإنتاج الكهرباء
Société Algérienne de Production de l'Electricité

Direction Stratégie Et Systèmes
Structure Stratégie et Veille

**Note De Veille Technologique émise par La Société
Algérienne de Production de l'Electricité**

Vol 2018 - N° 08 : Août 2018

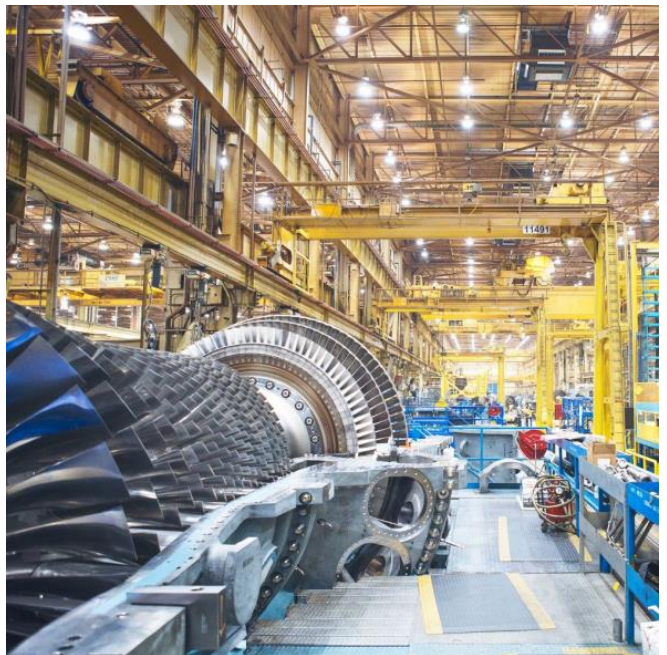


Table des matières

GE lance la première solution re-powering des turbine à gaz 6B au monde	3
Première turbine à gaz de fabrication saoudienne mise en service dans une nouvelle centrale électrique.....	4
EDF développe des projets de stockage de batteries de 10 GW	4
L'Egypte inaugure les "stations géantes". Les Détails du projet électrique.....	5
POWER-GEN Africa : le continent doit répondre aux défis de l'alimentation collectivement	7
Opération et Maintenance: Refroidir le coût	8
Impacts O & M	9
Dans la classe F et plus grande, Mitsubishi revendique une part de marché de 56% dans les commandes	10
La taille du marché mondial des services de turbines à gaz devrait atteindre 41,6 milliards USD d'ici 2025.....	11
Composant de combustion imprimé en 3D pour SGT-A05.....	12
Mégawatts pour la "Mega Mosque"	13
Calendrier d'événements	16
Gastech.....	16
ICWEAA'2018 : Conférence internationale sur l'énergie éolienne et ces applications	16
Power-Gen International	16



GE lance la première solution re-powering des turbine à gaz 6B au monde

La nouvelle solution aidera les producteurs d'électricité à réaliser jusqu'à 3 millions de dollars par an d'économies de carburant par unité et à rafraîchir leurs actifs vieillissants grâce aux dernières technologies et à de petites modifications de l'équilibre des installations.



Scott Strazik, président et chef de la direction de GE Power Services Business

L'activité Power Services de GE (NYSE : GE) célèbre le 40e anniversaire de son parc de turbines à gaz 6B en lançant la première solution de repowering 6B au monde. GE a également annoncé la signature d'un premier accord portant sur la solution avec une entreprise chimique mondiale pour repousser trois turbines à gaz 6B et économiser des quantités significatives de combustible chaque année sur son site en Asie. Les annonces d'aujourd'hui constituent un autre exemple de l'engagement continu de GE à investir dans ses flottes matures pour rester compétitives.

«Nous sommes ravis de célébrer notre 40e anniversaire de la flotte 6B et de dévoiler notre nouvelle solution de repowering», a déclaré Scott Strazik, président et chef de la direction de l'activité Power Services de GE.

«Cette flotte est réputée pour sa fiabilité - une réputation acquise avec une fiabilité de la flotte mondiale de 98,4%, soit environ 2% de plus que la moyenne du secteur et se traduit par environ 17 jours de disponibilité supplémentaires par an.

«Parallèlement, la flotte 6B a vieilli et la demande d'amélioration des performances s'est accrue. L'annonce d'aujourd'hui et notre récente expansion de notre technologie Advanced Gas Path à la flotte 6B soulignent notre investissement continu dans nos flottes matures pour aider les producteurs d'énergie et les

opérateurs industriels à rester compétitifs sur le marché très dynamique d'aujourd'hui.

La nouvelle solution de repowering 6B, qui fait partie de la solution Fleet360 * de GE pour l'ensemble des services de l'usine, intègre une technologie avancée de classe F et H pour élever les performances de la machine à des niveaux inégalés. Le repowering consiste en une mise à niveau «bride à bride» complète de tous les composants principaux, y compris le système de combustion, le circuit de gaz chaud et le compresseur, et transforme l'unité 6B en une turbine à gaz GE 6F.01, également disponible une nouvelle unité.

La nouvelle mise à niveau 6B Repowering, qui s'inscrit dans l'empreinte existante de 6B, peut améliorer les performances à la fois pour les turbines à gaz et les cycles combinés.

La flotte de GE couvre plus de 1 150 6 turbines réparties aux quatre coins du monde, notamment dans la région du Golfe, alimentant des installations de production d'énergie et des applications industrielles dans des secteurs tels que la pétrochimie, le pétrole et le gaz, l'exploration et la production de ciment.

Aujourd'hui, plus de 900 6B sont encore en service avec 55% en fonctionnement continu. La flotte 6B a franchi de nombreuses étapes depuis que la première unité a été expédiée et installée à la Glendive Power Plant de Montana-Dakota Utilities, il ya 40 ans.

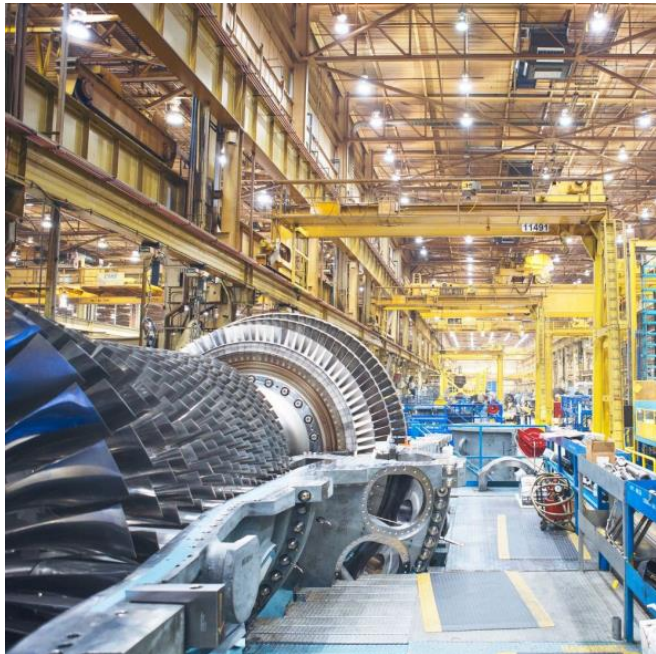
«Notre solide relation avec GE a débuté dans les années 70 avec la première commande d'équipements Frame 6», a déclaré Darrin Holzer, directeur des turbines à combustion et de la production éolienne Montana-Dakota Utilities.

«Ensuite, il a continué à expédier sa première turbine à gaz 6B en 1978 et, 40 ans plus tard, nous bénéficions toujours de la grande fiabilité de la technologie éprouvée des turbines à gaz de GE.

«Actuellement, cet appareil fonctionne pendant les périodes de pointe, en conjonction avec des conditions de chaleur et de froid extrêmes où il faut plus de puissance. Ce dont nous avons le plus bénéficié, c'est la capacité de l'unité à s'adapter parfaitement aux grandes différences de température typiques du Montana, qui peuvent aller de -30 à 110 degrés Fahrenheit.

Première turbine à gaz de fabrication saoudienne mise en service dans une nouvelle centrale électrique

L'usine, qui a coûté plus de SR 3,75 milliards, a une capacité totale d'électricité de 1 390 mégawatts (MW), dont 50 MW proviendront d'un composant solaire.



GE 9E turbine à gaz

La Saudi Electricity Company (SEC) a commencé à exploiter une centrale à cycle combiné dans la ville minière de Waad al-Shamal, au sud de Turaif, dans la région frontalière du nord.

Selon Asharq Al-Awsat, l'usine comprend également une turbine à gaz, fabriquée pour la première fois par General Electric, qui permet d'apporter des technologies modernes en Arabie saoudite.

L'usine, d'une valeur de plus de SR 3,75 milliards, a une capacité totale de 1 390 mégawatts (MW) d'électricité, dont 50 MW proviendront d'une composante solaire.

Le PDG de la société, Ziyad al-Shiha, a expliqué que l'usine fonctionnait au gaz naturel comme combustible principal et faisait partie de la stratégie intégrée de la SEC pour la mise en œuvre de projets électriques avancés prenant en compte les conditions environnementales de la région répondre aux besoins énergétiques de la ville industrielle.

Dans un communiqué publié, Shiha a indiqué que la SEC avait investi plus de SR 3,75 milliards dans la centrale solaire avec des miroirs solaires. Elle a également investi dans la construction de stations de transmission et de lignes de transmission pour alimenter en électricité la ville minière et ses projets industriels.

La nouvelle usine adopte le système de cycle composite intégré (ISCCP) et les techniques modernes de turbine à gaz qui réduisent les émissions de carbone et les oxydes d'azote pour réduire la pollution environnementale, augmenter l'efficacité et produire 50 mégawatts d'énergie solaire concentrée.

Le PDG a déclaré que le projet d'usine avait commencé à être mis en œuvre en avril 2014 après la signature des contrats après l'installation, les essais et l'exploitation de 4 générateurs et d'autres équipements.

En décembre 2015, la SEC a attribué à General Electric le contrat de 980 millions de dollars pour l'ingénierie, la construction et la fourniture de services de turbines à gaz pour la centrale, a rapporté Asharq Al-Awsat.

Conformément aux dispositions de l'accord, l'une des turbines à gaz a été entièrement assemblée au centre technologique de fabrication de GE à Dammam. Shiha a indiqué que l'usine, avec une turbine à gaz fabriquée localement, contribuerait de manière significative à la localisation de l'industrie électrique. Il a indiqué que l'usine stimulait considérablement l'accent mis par l'Arabie saoudite sur les énergies renouvelables et la création d'emplois pour les Saoudiens.

Elle a été mise en œuvre dans le cadre de la stratégie de la société pour être en phase avec la Vision 2030. L'usine renforcera le statut du Royaume en tant que plus grande installation au Moyen-Orient et en Afrique du Nord pour la fourniture d'électricité.

EDF développe des projets de stockage de batteries de 10 GW

Le géant français de l'énergie va investir 9,9 milliards de dollars entre 2018 et 2035

EDF prévoit de développer 10 GW supplémentaires de projets de stockage d'énergie d'ici 2035, en plus des 5 GW déjà exploités par la société.

Le géant français de l'énergie a déclaré que le déménagement représente un investissement de 9,9 milliards de dollars sur la période 2018-2035.



Les projets seront installés à l'échelle mondiale. EDF a toutefois déclaré vouloir devenir le leader du secteur résidentiel en France et en Europe. L'Afrique est également un marché prioritaire, at-il ajouté.

Les nouvelles installations qui seront livrées au cours des 12 prochains mois comprennent au moins trois installations de stockage de batteries et une extension aux initiatives batteries / énergie solaire au Ghana et en Côte d'Ivoire.

EDF a indiqué qu'il augmentait également ses capacités de recherche et de développement pour le stockage de l'énergie, doublant ainsi les investissements à 86,5 millions de dollars pour la période 2018-2020.

L'activité EDF Nouveaux du groupe allouera également 18,5 M \$ sur les deux prochaines années - un tiers de ses investissements - à des projets et à des start-ups liées à la flexibilité du stockage et de la distribution.

Le président et chef de la direction d'EDF, Jean-Bernard Levy, a déclaré: «Les technologies de stockage de l'électricité pourraient changer radicalement le secteur de l'énergie.»

L'Egypte inaugure les "stations géantes". Les Détails du projet électrique



Le président égyptien Abdel Fattah al-Sisi inaugurera mardi plusieurs projets nationaux majeurs dans le secteur de l'électricité dans la république, dont l'éolienne Jebel al-Zeit, la plus grande du genre au monde. Selon la même source, les projets comprennent «les trois usines géantes les plus modernes au monde, mises en œuvre par l'entreprise allemande Siemens dans la nouvelle capitale administrative, Beni Suef et Albarlos, d'une capacité totale de 14400 MW, soit environ 50 milliards d'euros. "En 1965, Siemens a remporté le plus important contrat unique jamais conclu par la société avec l'Egypte pour augmenter la capacité de production électrique du pays à un coût de 8 milliards d'euros. 19659001] Seulement 18 mois après la signature des contrats, Siemens a pu établir un nouveau record mondial dans la mise en œuvre de projets géants de cette ampleur, selon un calendrier très serré, selon un communiqué de la société allemande.

Travailler avec des partenaires locaux Orascom Pour le daim de construction et de puissance, Siemens a réalisé des progrès significatifs en augmentant la capacité de production d'électricité de l'Égypte de 45% par rapport au courant de capacité une fois les trois stations terminées.

La première phase de ces mégaprojets a été complétée par l'ajout de 4,4 gigawatts de capacité électrique au réseau national, l'objectif étant d'obtenir 400 mégawatts de capacité supplémentaire, 4,8 gigawatts étant déjà connectés au réseau national.

Les trois stations de Beni Suef, Burlus et la nouvelle capitale dépendent du gaz naturel à cycle combiné. 8 gigawatts

Les stations contiennent 24 turbines à gaz Siemens H-Class, sélectionnées pour leurs hauts niveaux de productivité et d'efficacité.

Siemens fournira également 12 turbines à vapeur et quelque 36 générateurs et 24 échangeurs de chaleur, ainsi que 3 transformateurs de gaz avec GIS 500 kV.

Le projet géant vise à mettre en place un système énergétique national compétitif capable de desservir d'autres marchés en s'appuyant sur la technologie et l'emplacement local les plus récents.

Chaque station devrait devenir une usine d'électrification. Les trois plus grandes centrales électriques du monde fonctionnent au gaz naturel et fonctionnent avec une technologie à cycle combiné dès leur mise en service en mai 2018.

Siemens a noté que les trois stations fourniront l'énergie nécessaire à 45 millions de citoyens et permettra à l'Égypte d'économiser environ 1,3 milliard de dollars par an grâce à la consommation de carburant.

Le projet, basé sur 1,6 million de tonnes de matières premières, emploie 20 000 travailleurs à différents stades de la construction.

Le porte-parole officiel de la présidence que le président égyptien Abdel Fattah Sisi a inauguré mardi "un certain nombre de projets nationaux majeurs dans le secteur de l'électricité au niveau de la République", dont "l'éolienne Jebel El-Zeit genre dans le monde. "

Selon la même source, les projets incluent The World, dirigé par la société allemande Siemens dans la nouvelle capitale administrative, Beni Suef et Albers, d'une capacité totale de 14 400 mégawatts, soit environ 50% d'électricité supplémentaire pour le réseau actuel."

Siemens a gagné en juin 2015, avec le contrat le plus important avec lequel la société a jamais eu à coopérer

Seulement 18 mois après la signature des contrats, Siemens a pu enregistrer un nouveau record mondial

dans la mise en œuvre de mégaprojets de cette ampleur, dans des délais très serrés.

En collaboration avec des partenaires locaux, Orascom Construction et Swedish Electric, Siemens a réalisé des progrès significatifs dans ses efforts visant à accroître la capacité de production de la société. 45% d'électricité d'Égypte par rapport à sa capacité actuelle Les trois stations ont été achevés La première étape de ces projets géants est l'ajout de 4,4 gigawatts d'énergie au réseau national, dépassant cet objectif de 400 mégawatts en tant que capacité de production d'électricité supplémentaire, avec 4,8 gigawatts réellement connectés au réseau national.

Beni Suef, Burles et le nouveau capital du gaz naturel à cycle combiné La puissance d'une centrale électrique est de 4,8 gigawatts avec une capacité totale de 14,4 gigawatts

Les centrales électriques contiennent 24 turbines à gaz Siemens, classe H, niveaux de productivité et rendement élevé

Siemens fournira également 12 turbines à vapeur, 36 générateurs et 24 échangeurs de chaleur, ainsi que trois transformateurs de gaz de 500 kV

Le projet géant vise à construire un système énergétique national compétitif et un secteur capable de servir

Chacune des trois centrales égyptiennes, le plus grand terminal au monde à base de gaz naturel, devrait être opérationnelle conformément à la technologie du cycle combiné une fois achevée. Depuis sa mise en œuvre complète en mai 2018.

Siemens a souligné que les trois stations fourniront l'énergie nécessaire à 45 millions de citoyens une fois qu'elles auront été pleinement mises en œuvre et permettront à l'Égypte d'économiser environ 1,3 milliard de dollars par an grâce à la consommation de carburant.

Millions de tonnes de matières premières, 20 000 travailleurs pendant les différentes étapes de la construction.

POWER-GEN Africa : le continent doit répondre aux défis de l'alimentation collectivement



Projet de parc éolien de Haouma au Maroc

Des changements massifs sont en cours dans le secteur de l'énergie en Afrique, et à moins que le secteur énergétique du continent n'adapte aux nouveaux modèles et aux nouvelles technologies, les parties prenantes panafricaines entendront POWER-GEN & DistribuTECH Africa.

Willie de Beer, expert en énergie et président du conseil consultatif de POWER-GEN & DistribuTECH Afrique, a déclaré que le secteur de l'énergie opère dans un contexte perturbateur, dans lequel les activités ne sont plus viables et le changement dépend des clients.

« Cette industrie a eu tendance à rester en dehors de la concurrence grâce à des règles, des lois et des règlements. La réalité est que les clients ne se soucient pas des règles, des lois et des règlements », a-t-il déclaré avant l'événement organisé cette semaine en Afrique du Sud.

« Les réseaux intelligents, les énergies renouvelables et les énergies alternatives se développent et les panneaux solaires photovoltaïques sur les toits prolifèrent et à moins que l'industrie ne s'adapte à l'environnement changeant, nous aurons un problème à l'avenir », a ajouté de Beer.

« Il est temps que les parties prenantes en Afrique s'intègrent et répondent aux défis et aux opportunités en tant que collectif africain. Nous devons rechercher collectivement de nouvelles opportunités et créer un

environnement propice à la confiance des investisseurs. »

De Beer s'est adressé à 50 personnalités du secteur de l'énergie panafricain à POWER-GEN & DistribuTECH Africa à Sandton cette semaine. Les personnalités représentent les services publics, les législateurs et les parties prenantes du secteur de l'énergie de toute l'Afrique subsaharienne. Ils ont été accueillis lors d'une réception organisée par Raymond Naidu, directeur général d'O.E.N Enterprises, les représentants sud-africains du groupe Durag.

Maxwell Muyambo, responsable de la réglementation technique à la Commission de contrôle de l'électricité de Namibie, a fait écho aux sentiments de M. Beer, a constaté que les délais avaient changé et que pour répondre à la demande croissante, les services publics

« Il y a souvent une résistance au changement parmi les acteurs établis du secteur de l'énergie, mais nous devons trouver un équilibre entre le maintien des services publics et la croissance des énergies renouvelables, des nouveaux acteurs et des nouvelles technologies qui soutiennent nos objectifs. Je visite POWER-GEN & DistribuTECH Africa avec un intérêt particulier pour la découverte de technologies de rupture qui favorisent une production et une distribution d'énergie plus efficaces », a déclaré Muyambo.

Chijioke Okonkwo, spécialiste de l'énergie et consultant senior en Afrique de l'Ouest chez CPCS Transcom, a noté que les réformes du secteur énergétique au Nigeria, qui divisaient l'ancien monopole en plusieurs sociétés chargées de la production, du transport et de la distribution d'électricité, pays.

Il est essentiel que le Nigeria trouve des solutions au problème consistant à générer une énergie suffisante pour les 150 millions d'habitants du Nigeria, de manière rentable et fiable. « Je rencontrerai de nombreuses parties prenantes chez POWER-GEN & DistribuTECH Africa pour explorer les méthodes permettant d'augmenter la capacité de production et les modèles utilisés par les IPPs performants pour réduire les coûts de l'énergie sans recourir au subventionnement », explique Okonkwo.

Thabo Nkhahle, le nouveau directeur général de la Lesotho Electricity Company, utilise l'événement comme exercice de recherche et de collecte de connaissances. Nkhahle, qui a été nommé dans le domaine des télécommunications et de la réglementation, est confronté à une énorme tâche, qui consiste à faire en sorte que la compagnie d'électricité devienne l'entreprise la plus rentable du pays. «Je participe à des événements du secteur tels que POWER-GEN & DistribuTECH Africa pour comprendre les tendances et les technologies qui façonnent le secteur», a-t-il déclaré.

Musa Mukulu, ingénieur électricien principal et directeur de nouvelles entreprises à la Uganda Electricity Generation Company, affirme que la stratégie d'expansion de l'infrastructure électrique de plusieurs milliards de dollars, selon laquelle la capacité doublera au cours des deux prochaines années, a incité sa visite dans le Sud. L'Afrique cherche des services et des technologies de pointe pour soutenir la stratégie.

«L'Ouganda augmente sa capacité de production de 1 000 MW actuellement à plus de 2 500 MW d'ici 2020 dans le cadre d'un plan d'expansion rapide en cours», a déclaré Mukulu. La stratégie d'expansion de l'infrastructure énergétique du pays comprend de nouvelles centrales hydroélectriques et solaires, ainsi que des centrales thermiques et de la biomasse, la modernisation de l'infrastructure vieillissante, une expansion massive de la distribution et des partenariats public-privé sur de petites centrales.

Par ESI Africa

Opération et Maintenance : Refroidir le coût

Le refroidissement par air à l'entrée des turbines à gaz présente un grand potentiel d'amélioration de l'efficacité des centrales au Moyen-Orient. Mais en plus d'augmenter considérablement l'efficacité de l'usine par temps chaud, l'utilisation du refroidissement de l'entrée de la turbine peut également réduire les coûts d'exploitation et de maintenance variables.

Bien que la méthode actuelle de production d'électricité soit la meilleure pour les nouvelles usines, les turbines à gaz souffrent d'une capacité et d'un taux de chaleur réduits pendant les périodes de pointe des chaudes

journées d'été. Dans les régions chaudes comme le Moyen-Orient, cette dégradation et cet impact global peuvent être encore plus importants: réduction de 30% de la production et augmentation de 3 à 4% de la consommation de carburant par rapport à la norme ISO.

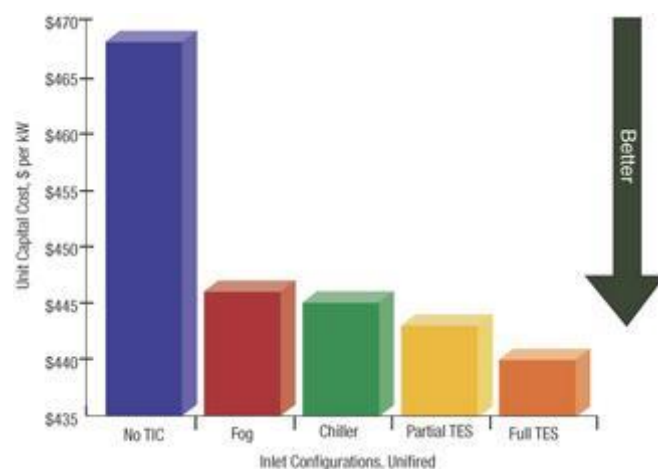


Figure 1. Coût unitaire de l'usine en \$ / kW au point de classement

Le refroidissement de l'air d'admission de la GT augmente le débit massique et améliore les performances de la GT. En effet, le refroidissement par aspiration des turbines (TIC) est considéré depuis plus de 15 ans comme un outil d'amélioration du rendement et de l'efficacité des turbines à gaz. Cependant, plusieurs facteurs ont changé au cours des cinq dernières années, ce qui a considérablement amélioré les aspects économiques du refroidissement mécanique par aspiration :

Les améliorations apportées à la normalisation et à l'emballage des systèmes de refroidissement ont entraîné une réduction de 30 à 50% du coût initial grâce à l'économie des emballages et une amélioration de 30% de l'efficacité du système (tableau 1).

L'augmentation des taux de compression des turbines à gaz a accru la dépendance des turbines à gaz par rapport à l'air frais et dense

Les forces du marché libre ont privilégié la production lorsque la demande est la plus élevée - sur la plupart des marchés lorsque le temps est chaud -, à l'inverse lorsqu'une turbine à gaz non refroidie est plus performante.

	1999	2002/3
Construction Scope	Site built	Packaged Turnkey
Efficiency	0.8 to 1.2 kWton	0.65 to 0.8 kWton
\$/kW, installed	\$1400	\$600
\$/kW, installed (Greenfield)	\$250-350	\$150-200
\$/kW, installed (Retrofit)	Not available	\$200-400

Ces facteurs conduisent à des mesures standard du projet qui permettront d'évaluer l'investissement initial du projet de refroidissement de l'entrée des turbines comme très positif sur un rapport \$ / kW installé et un taux de chaleur supplémentaire (Btu / kWh). La figure 1 montre le \$ / kW relatif pour le cycle combiné de base GT et celui avec différentes technologies de refroidissement à l'entrée. Le facteur clé de la valeur de la réfrigération mécanique à l'entrée de la turbine est l'amélioration en pourcentage plus importante de la capacité de production globale.

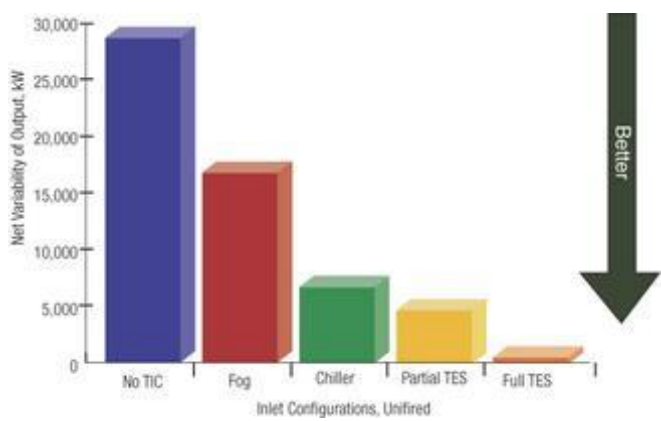
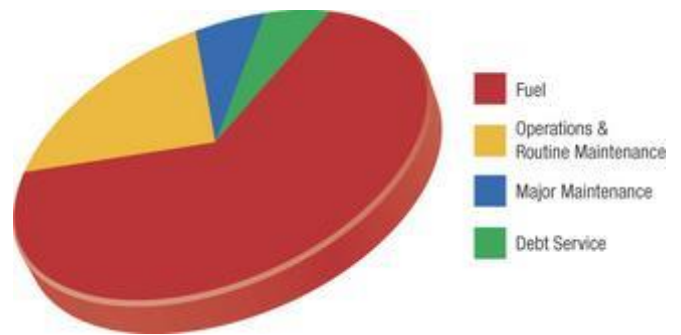


Figure 2. Variabilité de la production de l'usine due aux variations de la température ambiante : la différence de production nette de l'usine entre 25 ° C et 35 ° C

Impacts O & M

Cependant, ce qui manque à ces mesures, c'est l'impact à plus long terme du refroidissement de l'entrée des turbines, c'est-à-dire les coûts d'exploitation et de maintenance très faibles et la consommation de carburant réduite. Ces économies peuvent occulter l'amélioration du premier coût en dollars / kW lorsqu'elles sont incluses dans une analyse de la valeur actualisée nette globale. En plus de l'aspect coût d'exploitation amélioré, un facteur qui n'est pas pris en compte est la valeur de la génération cohérente lors de la planification du fonctionnement d'une installation de turbine à gaz qui utilise un refroidissement mécanique à l'entrée de la turbine. La production d'une installation de

turbine à gaz réfrigéré ne variera pas de plus de deux pour cent dans toutes les conditions de conception (Figure 2). Par conséquent, que ce soit à 10°C ou à 45°C, l'installation produira comme prévu.



La figure 3 montre une répartition typique des coûts pour une centrale électrique à turbine à gaz. Sur les marchés déréglementés, la plupart des opérateurs mesurent ces coûts sur la base de la production en \$ / MWh pour permettre la détermination instantanée de générer ou non des conditions de marché variables. Cette répartition changera en fonction des différentes technologies de turbines à gaz, des coûts de développement et des prix du carburant.

Compte tenu de ces facteurs, les composants impactés par le refroidissement de l'entrée de turbine sont les suivants :

Nombre total de MWh générés - Augmentation de 12 à 20%

Taux de chaleur de la turbine à gaz - réduction de 0 à 4%

Service de la dette totale - pas de changement en pourcentage

Coûts d'entretien majeurs - pas d'ajout progressif

Opérations et maintenance de routine, y compris la main-d'œuvre sur site, l'utilisation d'eau et de produits chimiques et l'entretien de routine sur le système de refroidissement de l'entrée de la turbine - beaucoup moins par MWh

Les principaux composants du coût d'exploitation d'une turbine mécanique sont les suivants :

1. Puissance électrique à utiliser
2. eau de maquillage tour de refroidissement
3. Produits chimiques de tour de refroidissement
4. Maintenance du système de refroidissement.

Pour un système de refroidissement d'admission de turbine mécanique emballé, ces coûts d'exploitation et d'entretien non liés au carburant seront en moyenne de 0,3 à 0,4 \$ / MWh, comparativement à une turbine à gaz de classe F allant de 3,0 à 4,0 \$ / MWh. Sur la base de l'expérience acquise par Turbine Air Systems (TAS) avec plus de 120 systèmes, les opérateurs ne disposent pas de personnel supplémentaire pour exploiter ou entretenir leurs systèmes de refroidissement. L'entretien majeur tel que le nettoyage des tubes et les vidanges d'huile est sous-traité.

Facility	500 MW facility (no chilling)	500 MW facility with chilling = 550 MW
Base non-fuel O&M Costs	\$1.5 / MWh	\$1.5 / MWh
Non-fuel O&M – chilled MW	N/A	\$0.4 / MWh
Blended non-fuel O&M	\$1.5 / MWh	\$1.2 / MWh
Base heat rate	7000 lbs/MWh (LHV)	7000 lbs/MWh (LHV)
Chilled heat rate	N/A	6930 lbs/MWh (LHV)
Fuel cost (\$4.0/MMBtu)	\$30.5/MWh	\$30.2/MWh
Variable cost of generation	\$34.0/MWh	\$33.4/MWh
Per cent improvement	N/A	1.7 per cent

Le tableau 2 montre un exemple de la façon dont la réfrigération à l'admission peut réduire les coûts variables d'exploitation et d'entretien de 1,7% dans l'ensemble. Pour une centrale de 500 MW, fonctionnant 3 000 heures par an, cette économie à elle seule représente plus de 850 000 dollars. Cela ne comprend pas les recettes supplémentaires de 10% fournies par le système de refroidissement.

Les systèmes de refroidissement intégrés avec des fabricants de refroidisseurs fiables ont une disponibilité de système supérieure à 98%. Outre les coûts, d'autres considérations opérationnelles doivent être prises en compte.

Avec la possibilité de fournir une quantité de "réduction" équivalente à 12-20%, la flexibilité opérationnelle permettra un fonctionnement aux conditions de charge de base les plus efficaces sur une période plus longue. Les sites de production ou les entreprises pourraient utiliser cette flexibilité de production pour réduire de manière significative les démarrages des turbines à gaz. Cela peut sembler un petit coût, mais le coût moyen en carburant et en maintenance des turbines à gaz de classe F se situera entre 20 000 et 25 000 dollars par démarrage. Pour les services publics qui maintiennent une flotte mixte d'unités répondant à des profils opérationnels variables, une unité à cycle combiné avec refroidissement peut servir d'unité de charge de base, la capacité de refroidissement agissant comme simple cycle avec le taux de chaleur du cycle combiné.

En résumé, le refroidissement mécanique comme moyen d'améliorer le fonctionnement des turbines à gaz a été envisagé dans une perspective très étroite. Lorsque les avantages opérationnels globaux sont pris en compte, l'usine à turbine à gaz réfrigéré peut non seulement être considérée comme pouvant générer plus d'électricité pendant les périodes chaudes et critiques de l'année, mais l'usine réfrigérée sera considérée comme le générateur le moins coûteux et le plus flexible.

Gary Hilberg, Thomas Tillman, Turbine Air Systems, Houston, Texas, États-Unis

Dans la classe F et plus grande, Mitsubishi revendique une part de marché de 56% dans les commandes



J-series

Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) a déclaré que, au deuxième trimestre de 2018, MHPS était en tête de l'industrie avec 40% du marché total et avait mené à mi-chemin par année civile. Dans le segment hautement concurrentiel de la classe F et des grandes marques, MHPS détenait 56% du marché, principalement en raison des commandes importantes de leur turbine à gaz JAC, leader du marché.

MHPS dispose de la plus grande flotte de turbines à gaz de classe avancée au monde, avec une fiabilité de 99,3% et une efficacité supérieure à 64%.

Les estimations de l'industrie prévoient que les commandes annuelles seront d'environ 30 GW en 2018. À ce jour, MHPS a déjà obtenu 7,8 GW de commandes, ce qui signifie avoir capturé plus de 25% des commandes annuelles attendues, d'autres étant attendues au second semestre de l'année.

Par le personnel et les collaborateurs de TMI.

La taille du marché mondial des services de turbines à gaz devrait atteindre 41,6 milliards USD d'ici 2025

Selon un nouveau rapport de Grand View Research, Inc., le marché mondial devrait enregistrer un taux de croissance annuel composé de 8,5% au cours de la période de prévision. La disponibilité de gaz naturel en grande quantité et ses prix relativement bas, en particulier en Amérique du Nord, en Chine et en Thaïlande, ont entraîné une augmentation de la production d'électricité utilisant des turbines à gaz.

L'inspection de réserve (entretien des relais, nettoyage du système de batterie, vérification du niveau d'huile et d'eau et de l'étalonnage des appareils), l'inspection en cours et l'inspection de la combustion (inspection des buses et des chemises de combustion) sont les principales activités d'entretien à différents intervalles de temps, en fonction de divers facteurs tels que les heures de fonctionnement, la situation géographique, le carburant, etc.

L'accent mis sur la production d'électricité par des sources plus propres et le découragement de l'utilisation des réserves de charbon sont les facteurs susceptibles d'accroître la part des turbines à gaz dans le bouquet énergétique mondial.

Une de ces stratégies inclut les récents ordres passés par le gouvernement américain actuel de renverser les politiques énergétiques du gouvernement précédent et d'arrêter la guerre contre le charbon, ce qui devrait stimuler l'utilisation du gaz naturel pour la production d'énergie au cours de la période de prévision.

Selon Diesel & Gas Turbine Worldwide, le nombre total de turbines à gaz industrielles commandées en 2014 était de 569 unités, soit 581 en 2016. Sur ces dernières, le nombre total de turbines industrielles alimentées au gaz naturel, allant de 30 MW à 120 MW, étaient 62 unités en 2014 et atteint 147 en 2016.

La croissance des installations industrielles de turbines à travers le monde crée davantage d'opportunités pour les services après-vente, ce qui crée un environnement favorable à la croissance du marché de la maintenance des turbines à gaz.

Au cours de leur durée de vie, les turbines subissent diverses inspections à des intervalles différents. L'inspection du combustible (8 000-12 000 EOH), l'inspection du circuit de gaz chaud (24 000-50 000 EOH) et l'inspection / révision majeure (48 000-70 000 EOH) sont les inspections critiques essentielles au bon fonctionnement des turbines à gaz.

L'utilisation croissante des turbines à gaz dans l'extraction des ressources, les applications de traitement, les installations de fabrication et les usines d'emballage élargit le champ d'application du produit, qui devrait également stimuler les services après-vente pour les turbines à gaz. La demande croissante pour les services après-vente de turbines à gaz devrait fournir un potentiel de croissance substantiel au marché des services de turbines à gaz.

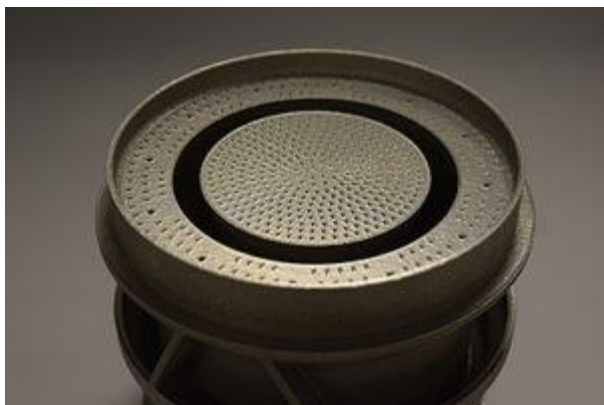
Le développement technologique des méthodes de collecte de données permet aux acteurs de cette industrie de former un modèle constitutif pour les matériaux. Le contrôle du banc d'essai permet de collecter et d'analyser de gros volumes de données, permettant ainsi aux joueurs de créer le plan de maintenance et les modèles les mieux adaptés aux turbines à gaz.

D'autres conclusions clés du rapport suggèrent :

- Le marché mondial des services de turbines à gaz était évalué à 23,9 milliards USD en 2017. Le marché devrait connaître un taux de croissance annuel composé de 8,5% au cours de la période de prévision.
- L'industrie est fortement consolidée et s'articule autour de cinq acteurs majeurs, qui détiennent plus de 60% du marché.
- La détection précoce des défauts à l'aide de logiciels et de la maintenance préventive entraîne des économies substantielles, ce qui a accru l'importance des fournisseurs de services sur le marché des turbines à gaz.
- La facilité de maintenance et d'exploitation, une efficacité accrue, un poids relativement moindre et la compatibilité sur les sites offshore sont des facteurs importants qui devraient stimuler la demande de

<Turbinés de plus de 100 MW> • Les principaux acteurs sont GE Power, Siemens AG, Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd (MHPS), Kawasaki Heavy Industries, Ltd. et MAN Diesel & Turbo SE.

Composant de combustion imprimé en 3D pour SGT-A05



Pré-mélangeur 3D imprimé à basse émission (DLE) pour la turbine à gaz SGT-A05 développé et testé par Siemens.

Siemens a imprimé en 3D et testé sur moteur un pré-mélangeur sec à faible émission (DLE) pour la turbine à gaz aérodérivée SGT-A05. Les résultats impressionnants montrent un potentiel de réduction significative des émissions de CO.

Du concept au test du moteur, le développement a duré sept mois, ce qui est impressionnant pour un composant qui nécessite des tolérances aussi strictes et fonctionne dans des conditions de charge et de température élevées. Le pré-mélangeur DLE est très complexe avec plus de 20 pièces impliquées dans le moulage et l'assemblage par des méthodes de fabrication traditionnelles. En utilisant des superalliages de nickel qualifiés par Siemens comme matériau d'impression AM, le composant imprimé en 3D ne nécessite que deux parties et le délai de livraison est réduit d'environ 70%. L'impression 3D du pré-mélangeur DLE permet à Siemens de simplifier la complexité du processus de production, de réduire les dépendances externes dans la chaîne d'approvisionnement et d'améliorer la géométrie du composant, permettant ainsi un meilleur mélange air-carburant.

Les premiers essais du moteur du pré-mélangeur DLE fabriqué en AM, imprimé en 3D au centre de compétences AM de Siemens à Finspang, en Suède, ont été récemment achevés et les données reçues sont prometteuses. Il n'a montré aucun problème de

démarrage, toutes les transitions de carburant ont été réalisées avec succès sans aucune modification de commande, il n'y avait pas de dynamique de combustion ni de bruit, des réductions d'émissions de CO mesurables ont été réalisées et la pleine puissance a été atteinte. Ces résultats positifs réaffirment l'engagement de Siemens à continuer de progresser vers la production en série de composants très complexes, comme celui-ci, utilisant AM.

La solution DLE de Siemens pour la turbine à gaz SGT-A05 réduit les émissions grâce à la technologie avancée de combustion à mélange pauvre, éliminant le besoin d'injection d'eau. La conversion DLE réduit les coûts d'exploitation des clients associés au traitement de l'eau. L'application du DLE ne compromet pas la réponse dynamique élevée de ce modèle de moteur aérodérivé. Plus de 120 moteurs utilisent avec succès la technologie DLE pour réduire les émissions de NOx et de CO avec 3,9 millions d'heures de fonctionnement accumulées (en février 2018). «Et maintenant, avec la technologie AM, nous avons la possibilité d'aller encore plus loin en matière de réduction des émissions pour la combustion DLE», a déclaré Douglas Willham, directeur de l'ingénierie de Siemens pour le SGT-A05.

L'année dernière, Siemens a terminé ses premiers essais de moteurs à pleine charge pour les aubes de turbines à gaz entièrement conçues et fabriquées à l'aide de la technologie AM. Au début de l'année, la société a imprimé et installé en 3D dans son équipement une première pièce de rechange pour une turbine à vapeur industrielle. Au début de 2017, Siemens a réalisé la première installation commerciale réussie et la poursuite de l'exploitation sécurisée d'une pièce imprimée en 3D dans une centrale nucléaire - une turbine pour une pompe de protection contre les incendies en exploitation commerciale. Siemens a accumulé plus de 30 000 heures d'exploitation commerciale réussie pour les brûleurs SGT-800 réparés avec la technologie AM et pour les tourbillons de brûleurs SGT-750 fabriqués par AM. Tous ces composants de la chambre de combustion fonctionnent dans un environnement de charge et de température très élevé.

Par le personnel et les collaborateurs de TMI.

Mégawatts pour la "Mega Mosque"

Quatre moteurs à gaz naturel Jenbacher pour alimenter la centrale de tri-génération de la Grande Mosquée d'Alger.



La mosquée Djamaâ el Djazaïr, également connue sous le nom de mosquée Mohammadia, sera alimentée par un système de trigénération basé sur quatre moteurs à gaz GE Jenbacher fournis par Clarke Energy.

L'activité Distributed Power de GE a déclaré que Clarke Energy, le partenaire de distribution autorisé des moteurs à gaz Jenbacher en Algérie, a été sélectionné par les promoteurs de la nouvelle mosquée Djamaâ el Djazaïr (Grande Mosquée d'Alger) pour fournir quatre moteurs à gaz J320 Jenbacher de GE. Une plante de trigénération. L'installation fournira à la mosquée une alimentation, un chauffage et un refroidissement fiables, efficaces et à faible teneur en carbone.

L'usine de trigénération alimentée au gaz naturel fournira 4,25 MW d'électricité, 4,3 MW de chaleur en hiver et 3,5 MW pour produire 6 MW d'eau glacée en été à la mosquée, également connue sous le nom de Mohammadia Mega Mosque. Mohammadia est situé près de la capitale d'Alger.

L'installation sera la troisième plus grande mosquée du monde arabe - après les sites de la Mecque et de la Médina - et comportera un minaret de plus de 265 m, ce qui en fera le plus grand du monde. Clarke Energy a signé un accord avec le sous-traitant turc AE Arma-Elektropanç pour la fourniture de quatre moteurs à gaz Jenbacher J320.

Le complexe de la mosquée comprend une médiathèque, un centre de recherche, des salles de réunion, une salle de prière pouvant accueillir près de 35 000 personnes, un minaret, une école coranique, des installations résidentielles et un musée. Pendant les

chauds mois d'été algériens, la chaleur des moteurs à gaz sera transformée en eau de refroidissement par trois refroidisseurs à absorption. L'eau froide sera utilisée dans les systèmes de climatisation du bâtiment. En hiver, le système utilisera la chaleur du moteur pour chauffer le complexe.



Utilisant quatre moteurs à gaz Jenbacher, l'usine de trigénération alimentée au gaz naturel fournira 4,25 MW d'électricité, 4,3 MW de chaleur en hiver et 3,5 MW pour produire 6 MW d'eau réfrigérée en été à la mosquée Djamaâ el Djazaïr en Algérie.

«Les principaux facteurs de sélection de Clarke Energy pour fournir les moteurs à gaz Jenbacher de GE pour ce projet étaient son réseau de support local et sa présence établie en Algérie, ainsi que le bilan mondial de plusieurs projets de trigénération des moteurs à gaz Jenbacher», a déclaré Murat Alkim, directeur général adjoint de AE Arma-Elektropanç.

Les moteurs ont été livrés au site de la mosquée et devraient entrer en service à la fin de l'année, parallèlement à l'ouverture de la mosquée.

«Nous sommes ravis de soutenir le développement de la mosquée Djamaâ el Djazaïr en fournissant la technologie de trigénération des moteurs à gaz Jenbacher de GE, qui permettra à la mosquée de générer sa propre électricité, chauffage et refroidissement pour le complexe sans dépendre du réseau local», a déclaré Jamie Clarke, directeur général de Clarke Energy, une société de Kohler. «Les technologies de cogénération et de cogénération de GE offriront des avantages importants en termes de fiabilité, d'efficacité énergétique et d'environnement pour ce projet international phare.»

Concepts de vibration généraux pour l'utilisateur final

Des vibrations excessives peuvent être provoquées par des forces de secousse («forces d'excitation») supérieures à la normale. Par exemple, le déséquilibre du rotor est peut-être trop élevé. De telles forces de secouage peuvent être d'origine mécanique (tel que le déséquilibre) ou hydrauliques (telles que des pulsations de pression de la tuyauterie). Ils peuvent même être à base électrique (par exemple, à cause d'un entrefer irrégulier dans un moteur ou d'impulsions harmoniques VFD). Dans tous ces cas, les vibrations élevées du rotor ne sont généralement que des déplacements oscillatoires «x» augmentés par le rotor en réponse à la force de secousse «F» agissant contre la rigidité du support de palier du rotor «k». Sous forme d'équation, $F = k * x$, et le calcul de x pour un F donné est appelé «analyse de réponse forcée».

Cet article est un extrait de l'étude intitulée «Guide de l'utilisateur final sur la dynamique des pompes centrifuges» par William Marscher de Mechanical Solutions, Inc.

Cependant, parfois toutes les forces de secousse sont en réalité raisonnablement faibles, mais des vibrations encore excessives sont rencontrées. Cela peut être une circonstance malheureuse lors de la mise en service du système, entraînant une violation des spécifications vibratoires, en particulier dans les systèmes à vitesse variable où la fréquence de la force excitatrice est plus grande que la fréquence de fonctionnement. Cette situation est connue sous le nom de résonance.

Une des raisons principales pour effectuer une analyse dynamique en rotation est de vérifier la possibilité de résonance. Le test roto-dynamique devrait également prendre en compte la résonance possible. Dans le dépannage des vibrations du rotor, il est recommandé d'étudier d'abord le déséquilibre, puis le désalignement et la résonance de fréquence naturelle, dans cet ordre, comme causes probables, à moins que le diagramme vibration / fréquence spécifique (le «spectre») indique d'autres problèmes (certains de ces autres problèmes seront discutés plus en détail ultérieurement).

Un concept important est la «fréquence naturelle», le nombre de cycles par minute pendant lesquels le rotor ou la structure vibre s'il est «frappé», comme un diapason. Les rotors et les carters de la pompe ont de nombreuses fréquences propres, dont certaines peuvent être à la plage de vitesse de fonctionnement ou proches de celle-ci, provoquant ainsi une «résonance». Le motif vibrant qui se produit lorsqu'une fréquence naturelle est proche de la vitesse de course ou de la fréquence d'une autre force forte est appelé «forme de mode».

Chaque fréquence naturelle a une forme de mode différente qui lui est associée et où cette forme se déplace le plus est généralement la plus sensible, le pire des cas pour une force passionnante telle qu'un déséquilibre à appliquer, mais est également le meilleur endroit pour essayer »Comme un gousset ou de la masse ajoutée. En résonance, l'énergie vibratoire des «coups» antérieurs de la force est bouclée exactement au moment où le coup suivant se produit. La vibration dans le cycle suivant inclura alors le mouvement dû à tous les coups jusqu'à ce point et sera plus élevé qu'il l'aurait été pour un coup seul (le principe est le même que celui de la balle de pagaie d'un enfant). Le mouvement de vibration continue à être amplifié jusqu'à ce que son grand mouvement consomme autant d'énergie que celui qui est fourni par chaque nouveau coup. Malheureusement, le mouvement à cet endroit est généralement assez important et endommage souvent les roulements, les joints et les jeux internes (par exemple, les bagues d'usure).

Il est souhaitable que les fréquences propres du rotor et des paliers soient bien séparées des fréquences auxquelles ces forces de type "dribbler" se produiront. Ces forces ont le plus souvent tendance à être 1 fois la vitesse de fonctionnement (typique du déséquilibre), 2 fois la vitesse de fonctionnement (typique du désalignement) ou le nombre de pales de la turbine. Les aubes de la turbine passent devant une volute ou une ailette de diffuseur «eau de coupe».

En pratique, l'amplification de la vibration due à la résonance est généralement d'un facteur deux à vingt-cinq supérieure à ce qu'elle serait si la force provoquant la vibration était stable au lieu d'osciller. Le niveau de Q

dépend de la quantité d'absorption d'énergie, appelée «amortissement», qui se produit entre les points hauts de l'oscillation de force. Dans une carrosserie d'automobile, cet amortissement est assuré par les amortisseurs. Dans une pompe, elle est fournie principalement par les roulements et le liquide piégé entre le rotor et le stator dans des «joints annulaires» tels que les bagues d'usure et le piston d'équilibrage. Si l'amortissement est proche du point où il arrête à peine le mouvement oscillant (c'est ainsi que les amortisseurs sont censés fonctionner, pour assurer une conduite en douceur), la situation est appelée «amortissement critique». Le rapport entre l'amortissement réel et l'amortissement critique est la meilleure façon de juger de la résistance d'un système de rotor à la vibration résonnante.

En d'autres termes, il peut être plus familier, pour les valeurs pratiques du taux d'amortissement, de 2 fois le facteur d'amortissement environ égal au décrement logarithmique ou «log dec» (mesure combien la vibration décroît d'un rebond vers le suivant). De plus, le facteur d'amplification Q est égal à environ $1 / (\text{rapport d'amortissement } 2^*)$. Une manière de vivre avec la résonance (non recommandée pour longtemps) consiste à augmenter le taux d'amortissement en fermant les jeux annulaires du joint ou en passant à un palier qui, de par sa nature, absorbe davantage d'énergie (par exemple un palier antifriction). Cela peut diminuer Q au point de ne pas provoquer de dommages par frottement ou d'autres détériorations liées aux vibrations.

Pour cette raison, la norme de pompe centrifuge API610 ne considère pas une fréquence naturelle comme une «vitesse critique» (c'est-à-dire une fréquence naturelle plus que intéressante) si son Q est inférieur ou égal à 3,3. Le problème avec toute approche reposant sur une atténuation des vibrations est que le mécanisme utilisé (tel que le jeu plus étroit des bagues d'usure) pour augmenter l'amortissement peut ne pas durer pendant toute la durée de vie prévue de la pompe. Un concept contre-intuitif mais important est «l'angle de phase», qui mesure le délai entre l'application d'une force et le mouvement vibrant qui se produit en réponse à celle-ci.

Un angle de phase de zéro degré signifie que la force et la vibration qui en résultent agissent dans la même direction, se déplaçant les unes par rapport aux autres. Cela se produit à très basses fréquences, bien en dessous de la fréquence naturelle. Un exemple de ceci est une force appliquée lentement à un ressort doux. Par ailleurs, un angle de phase de 180 degrés signifie que la force et la vibration qui en résultent agissent dans des directions exactement opposées, de sorte qu'elles sont parfaitement décalées les unes par rapport aux autres. Cela se produit à très hautes fréquences, bien au-dessus de la fréquence naturelle. L'angle de phase est important car il peut être utilisé avec des pics de données de champs de vibration pour identifier de manière positive les fréquences naturelles, par opposition aux forces d'excitation excessives. Cela est nécessaire pour déterminer les étapes à suivre pour résoudre un grand nombre de problèmes de vibration. L'angle de phase joue également un rôle important dans la reconnaissance et la résolution des problèmes d'instabilité en dynamique de rotation, qui nécessitent généralement des solutions différentes de celles des problèmes de résonance ou de force oscillante excessive.

Par le personnel et les collaborateurs de TMI

Calendrier d'événements

Gastech

Date/heure de l'événement	17-20 Septembre 2018
Description	Depuis plus de 45 ans, l'exposition et la conférence Gastech sont à la pointe des industries internationales du gaz, du GNL et de l'énergie.
Emplacement	Barcelone, Espagne
Plus d'informations	http://www.gastechevent.com Appelez au +44 (0) 203 615 5914 Contactez par e-mail info@gastechevent.com Trouvez nous dm: events global energy 4e étage, Northcliffe House, 2 Derry Street, Londres, Royaume Uni W8 5TT

ICWEAA'2018 : Conférence internationale sur l'énergie éolienne et ces applications

Date/heure de l'événement	6-7 Novembre 2018
Description	L'énergie éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus compétitives. En conséquence, la capacité installée mondiale est en constante évolution et atteint près de 540 GW en 2017. En Algérie, à l'heure actuelle, il n'existe qu'un seul parc éolien d'une capacité installée de 10 MW. Cependant, dans le programme Énergies Renouvelables adopté par le gouvernement algérien, l'objectif global d'énergie éolienne est d'installer 5 GW d'ici 2030. L'objectif de cette conférence est de réunir chercheurs, ingénieurs et industriels pour établir l'état de l'art de la recherche dans le domaine de l'énergie éolienne ainsi que les défis et les opportunités pour la mise en œuvre de ce programme.
Emplacement	Alger, Algérie

Plus d'informations	Address : Division Energie Eolienne - Centre de Développement des Energies Renouvelables, BP 62 Route de l'Observatoire. Bouzaréah. CP 16340. Alger. Algeria. Tel : +213(0) 23 18 90 60, +213(0) 23 18 90 51, +213(0) 23 18 90 53 Fax : +213(0) 23 18 90 56, +213 (0) 23 18 90 58 Email : icweaa@cder.dz ou icweaa@gmail.com
----------------------------	---

Power-Gen International

Date/heure de l'événement	4-6 Décembre 2018
Description	Présentant une grande variété de produits et de services, POWER-GEN International représente un regard horizontal sur l'industrie en mettant l'accent sur de nouvelles solutions et innovations de l'avenir.
Emplacement	Orange County Convention Center Orlando, FL États-Unis
Plus d'informations	Site Web: www.power-gen.com Organisateur : Pennwell Corp. Téléphone : +44 (0) 1992 656 615 Email : leec@pennwell.com Site Web: www.pennwell.com

Source

www.utilities-me.com
www.naaju.com
www.power-eng.com
www.powerengineeringint.com
www.turbomachinerymag.com
www.pnewswire.com
<https://dieselgasturbine.com>

La structure stratégie et veille assurent la veille stratégique (technologique, normative, concurrentielle, réglementaire ...) au sein de la société algérienne de production d'électricité, pour plus de détails, veuillez contacter guenniche.hamza@spe.dz

Pensez à l'environnement. Imprimez ce document seulement si vous en avez vraiment besoin.

SPE - Août 2018 -