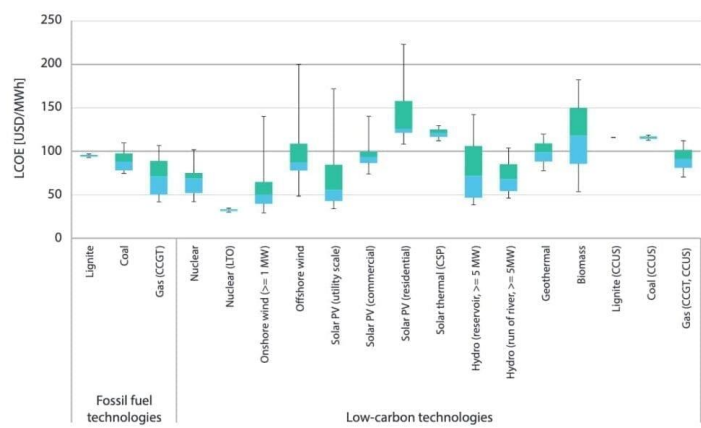


Direction Stratégie Et Systèmes

Bulletin de Veille Technologique

émis par La Société Algérienne de Production de
l'Electricité



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

Table des Matières

AIE / AEN: les énergies renouvelables, le nucléaire et l'hydrogène gagnent en compétitivité	3
Principales conclusions: les technologies à faible émission de carbone font des gains.....	3
Optimisme pour le nucléaire	4
La flexibilité offre de la valeur et du stockage.....	5
La nouvelle place lucrative de l'hydrogène dans la production	6
Prévenir les pannes coûteuses d'échangeurs de chaleur dans l'industrie de la production d'électricité	7
Pannes mécaniques.....	7
Encrassement par le tartre, la boue et les algues.....	8
Corrosion induite chimiquement.....	9
Planification de la maintenance : normes d'exécution et meilleures pratiques	10
Stratégies de planification de la maintenance	11
Tests de maintenance et conformité aux normes	11
Optimiser les budgets de maintenance et les pannes.....	12
Des chercheurs de GE développent des matériaux à très haute température pour les ailettes de turbine	13
Mitsubishi Power se rapproche du lancement de l'activité AM	14
Cinq risques émergents qui pourraient entraver les transitions énergétiques	14
La sécurité électrique englobe l'adéquation, la sécurité opérationnelle et la résilience	15
Risques émergents pour la sécurité électrique	15
25 différences entre les gestionnaires du secteur privé et du gouvernement	17
Calendrier des événements	20
Asia Turbomachinery & Pump Symposium.....	20
PowerGen International.....	20
NAPEC.....	20
ERA 11	20
Références	21

AIE / AEN: les énergies renouvelables, le nucléaire et l'hydrogène gagnent en compétitivité

D'ici 2025, l'économie des technologies de production à faible émission de carbone est sur le point de perturber la production à combustibles fossiles conventionnels de manière si dramatique que l'éolien terrestre pourrait avoir les coûts de l'électricité nivelés (LCOE) les plus bas en moyenne, et l'énergie nucléaire pourrait devenir la technologie à faible émission de carbone disponible avec les coûts attendus les plus bas..

Telles sont les principales conclusions de l'édition 2020 publiée le 9 décembre 2020 des coûts projetés de la production d'électricité, un rapport que l'Agence International d'Énergie (AIE) et l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) publient conjointement tous les cinq ans à titre de mesure prospective. pour aider les décideurs à évaluer les coûts des technologies de production d'électricité.

L'édition 2020 présente une analyse par le groupe d'experts sur les coûts de production d'électricité (EGC), une large coalition multinationale d'experts gouvernementaux, universitaires et industriels, des données sur les coûts au niveau des centrales pour 243 centrales qui devraient être mises en service en 2025. La centrale électrique données, reçues de 24 pays - principalement de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), mais aussi du Brésil, de la Russie, de l'Inde, de la Chine et de l'Afrique du Sud - comprennent un ensemble diversifié de technologies de production, mais l'EGC calcule leur LCOE en utilisant une méthodologie commune identique pour toutes les technologies et tous les pays.

La majorité des centrales, 52 des 243 centrales, sont solaires photovoltaïques, suivies de l'éolien terrestre (44), de l'hydroélectricité (30), du gaz naturel (26) et de l'éolien offshore (23). Des réponses moins importantes ont été reçues pour le charbon (18), la production combinée de chaleur et d'électricité (12), le nucléaire (8) et le stockage (8) et d'autres (14).

L'édition 2020, est diverge des éditions précédentes du rapport AIE / NEA car elle présente une mesure LCOE «ajustée en valeur» (VALCOE) pour tenir compte de l'importance croissante des «coûts système» - les coûts au niveau du système existant plutôt que uniquement sur la technologie au niveau de la centrale - dans le contexte de la part croissante des technologies d'énergie renouvelable variable (ERV). le rapport explique que "Toutes choses égales par ailleurs et, en particulier, à

des niveaux de sécurité d'approvisionnement en électricité identiques, plus une ressource est variable et moins corrélée à la demande sa production, plus les coûts supplémentaires de profil qu'elle impose au système dans son ensemble sont élevés".

Également pour la première fois, l'édition 2020 examine les coûts associés au stockage, aux piles à combustible, ainsi qu'à l'exploitation à long terme des centrales nucléaires, et fournit une analyse approfondie des «problèmes de limites», y compris la tarification du carbone et le zéro émission. crédits; les coûts du nucléaire existant et nouveau; couplage sectoriel (y compris pour le transport et le chauffage); et les utilisations émergentes de l'hydrogène dans le secteur de l'énergie. Enfin, les données du rapport sont accompagnées d'un «calculateur» LCOE, qui permet aux utilisateurs de sélectionner des variables telles que le taux d'actualisation, le carbone, la chaleur, le charbon et le prix du gaz.

Principales conclusions: les technologies à faible émission de carbone font des gains

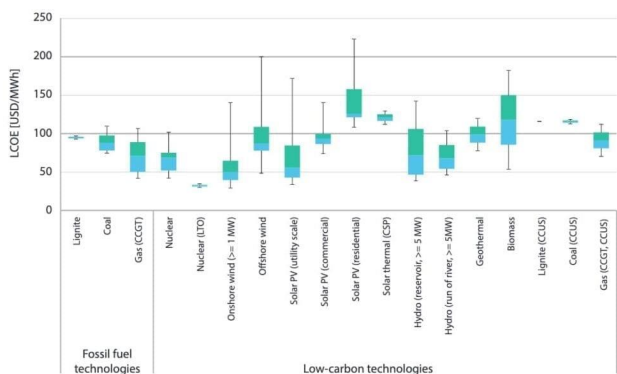
Parce qu'il fournit un aperçu complet de la multitude de facteurs à l'origine des transitions énergétiques dans le monde, le rapport offre un aperçu crucial de l'endroit où les forces du marché peuvent conduire le développement de technologies de production d'électricité à court terme.

Cependant, le rapport est parsemé de généralisations. La méthodologie, par exemple, calcule les LCOE pour les centrales au charbon, nucléaires et à gaz CCGT avec le même facteur de capacité présumé de 85%, tandis que les LCOE pour les centrales à gaz à turbine à gaz à cycle ouvert sont calculés à un facteur de capacité de 30%. Pour toutes les centrales renouvelables et de cogénération, il utilise des facteurs spécifiques à la centrale. Il suppose également un prix du carbone de 30 USD / tonne de CO₂ (tCO₂, un chiffre que le rapport suggère «reflète les coûts sociaux moyens attendus des émissions sur la durée de vie de la technologie».

Pourtant, le point le plus marquant du rapport est que le LCOE des technologies de production à faible émission de carbone est en baisse, de plus en plus en dessous du coût de la production de combustibles fossiles conventionnels. «Avec les coûts d'émissions modérés supposés de 30 \$ / tCO₂, leurs coûts sont désormais compétitifs, en termes de LCOE, avec une production d'électricité à partir de combustibles fossiles disponible dans de nombreux pays», dit-il.

Cependant, les données agrégées «ne racontent pas toute l'histoire des coûts de production nivelés», reconnaît le rapport. «En raison des sites plus ou moins favorables pour la production d'énergie renouvelable, des coûts de carburant variables et de la maturité technologique, les coûts de toutes les technologies peuvent varier considérablement d'un pays et d'une région à l'autre. De plus, la part d'une technologie dans la production totale d'un système électrique fait une différence sur sa valeur, son facteur de charge et ses coûts moyens », dit-il.

L'éolien terrestre, en particulier, devrait avoir, en moyenne, le LCOE le plus bas de la production d'électricité en 2025. «Bien que les coûts varient fortement d'un pays à l'autre, cela est vrai pour une majorité de pays (10 sur 14)», rapport dit. S'il est déployé à grande échelle, l'énergie solaire photovoltaïque pourrait également être «très compétitive en termes de coûts», et l'éolien offshore, qui est «maintenant nettement inférieur» à 100 \$ / MWh, est également «dans une fourchette compétitive». L'hydroélectricité au fil de l'eau et le réservoir peuvent également fournir des alternatives compétitives, «mais les coûts restent très spécifiques au site», indique le rapport.



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

LCOE par technologie. Source: Coûts projetés de la production d'électricité - Édition 2020

Les unités de charbon et de gaz avec captage, utilisation et stockage du carbone (CCUS) - les données ne proviennent que des États-Unis et d'Australie - ne sont actuellement pas compétitives par rapport aux centrales fossiles non atténuées, au nucléaire et à certains ERV à un prix du carbone de 30 \$ / tCO₂. «Les centrales équipées de CCUS ne constitueraient un complément compétitif au mix énergétique qu'à des coûts carbone considérablement plus élevés», constate le rapport. Pour les centrales au charbon, les unités CCUS pourraient devenir compétitives aux alentours de 50 à 60 \$ / tCO₂. Pour les CCGT alimentés au gaz, seuls les prix du

carbone supérieurs à 100 \$ / tCO₂ rendraient les centrales dotées de CCUS compétitives. «À des prix aussi élevés du carbone, les énergies renouvelables, l'hydroélectricité ou le nucléaire sont susceptibles de constituer les options les moins coûteuses pour garantir une électricité à faible émission de carbone», dit-il.

Optimisme pour le nucléaire

En termes d'électricité distribuable, le nucléaire aura les coûts les plus bas attendus de toutes les options à faible émission de carbone en 2025, suggère le rapport. Les grands réservoirs hydroélectriques peuvent apporter «une contribution similaire», mais ils restent «fortement dépendants des dotations naturelles de chaque pays», dit-il. Pendant ce temps, par rapport à d'autres sources fossiles, les centrales nucléaires seront probablement plus abordables que les centrales au charbon, suggère-t-il. Et si les turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) au gaz sont compétitives dans certaines régions, «leur LCOE dépend beaucoup des prix du gaz naturel et des émissions de carbone dans les régions individuelles».

Cependant, les résultats varient selon les opportunités nucléaires. L'option la plus compétitive en termes de coûts pour le moment est le fonctionnement à long terme (LTO) par prolongation de la durée de vie. Les dépenses pour prolonger la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà des 40 ans typiques (pour les réacteurs à eau légère [LWR]) varient généralement, car elles impliquent le remplacement de composants plus lourds pendant les pannes prolongées, et prennent en compte les coûts de main-d'œuvre et indirects, tels que la gestion de projet, et les coûts de licence et les coûts d'ingénierie initiaux. Cependant, dans de nombreuses régions, le LTO a un LCOE allant de 30 à 50 \$ / MWh, et selon une analyse récente d'un groupe d'experts de l'AEN, l'investissement moyen d'une nuit en LTO pourrait aller de 450 \$ / kWe à 950 \$ / kWe. «Cela reste non seulement l'option la moins coûteuse pour la production à faible émission de carbone, par rapport à la construction de nouvelles centrales électriques, mais pour toute la production d'électricité à tous les niveaux», indique le rapport.

Le rapport, qui consacre un chapitre aux coûts des centrales nucléaires existantes et nouvelles, évalue également les coûts des projets de première génération (FOAK) de génération III. Surtout dans la plupart des pays de l'OCDE, les grands projets nucléaires FOAK ont subi des dépassements de coûts et des retards, note-t-il, mais «ces problèmes ne sont pas présents dans les pays qui construisent continuellement des centrales», comme la Chine et la Corée du Sud. «Si l'industrie nucléaire des pays occidentaux de l'OCDE tire parti de

l'expérience accumulée et des enseignements tirés des projets récents, la construction de centrales nucléaires peut entrer dans une phase d'apprentissage plus rapide lui permettant de livrer les prochains projets à moindre coût et avec beaucoup moins d'incertitudes, »Conclut-il. Des réductions des coûts au jour le jour à court terme comprises entre 20% et 30% pourraient être obtenues, suggère-t-il.

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MWe)	Initial announced budget (USD/kWe)	Actual construction cost (USD/kWe)
AP 1000	China	Sanmen 1, 2	2009	5	9	2 x 1 000	2 044	3 154
	United States	Vogtle 3, 4	2013	4	8/9*	2 x 1 117	4 300	8 600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3, 4	2008	5	8/10	2 x 1 340	1 828	2 410
	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16*	1 x 1 630	2 020	>5 723
EPR	France	Flamanville 3	2007	5	15*	1 x 1 600	1 886	8 620
	China	Taishan 1, 2	2009	4,5	9	2 x 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 x 1 114	2 244	**

* Estimate. ** No data available.
Notes: MWe = megawatt electrical capacity, kWe = kilowatt electrical capacity.
Source: NEA (2020).

Coûts de construction des projets récents de Génération III / III +, premiers du genre. Source: Coûts projetés de la production d'électricité - Édition 2020

Citant une étude de l'AEN 2020 axée sur la réduction des coûts de construction, le rapport met en évidence huit facteurs susceptibles de réduire les risques pour les grands projets de réacteurs de génération III. Il s'agit notamment de la maturité de la conception - s'assurer que la conception détaillée est terminée et prête pour la construction; gestion de projet; un régime de réglementation prévisible et stable; et la construction en série, qui aide à renforcer les capacités de la chaîne d'approvisionnement. Une intervention gouvernementale plus active, quant à elle, pourrait réduire considérablement les coûts de financement, «qui peuvent représenter 80% des coûts d'investissement totaux», dit-il.

Le rapport est également particulièrement optimiste quant aux coûts des petits réacteurs modulaires (SMR), qui s'étendent entre 10 MWe et 300 MWe. Il note que si les noyaux plus petits peuvent offrir une myriade d'avantages, ils ont un «effet négatif sur la compétitivité économique de l'unité», raison pour laquelle les concepteurs de réacteurs ont traditionnellement mis à l'échelle les réacteurs pour profiter des économies d'échelle. «Pour contrebalancer l'impact des déséconomies d'échelle, l'analyse de rentabilisation des SMR est soutenue par des économies de production en série, qui à son tour reposent sur la simplification de la conception, la standardisation et la modularisation», dit-il.

L'élargissement de la proposition de valeur pour les SMR nécessitera également des applications en dehors de la simple fourniture d'électricité de base, suggère-t-il. Les conceptions les plus avancées telles que les SMR non LWR qui sont conçus pour avoir des températures de

fonctionnement plus élevées pourraient, par exemple, fournir de la chaleur de procédé pour les secteurs industriels, faire partie de systèmes d'énergie hybrides intégrés et offrir flexibilité ou résilience dans les zones reculées. «La construction des premiers prototypes peut matérialiser certains des avantages annoncés des SMR et ainsi accélérer leur viabilité commerciale», conclut le rapport. «Le soutien du gouvernement est également essentiel sur ce front.»

La flexibilité offre de la valeur et du stockage

L'analyse VALCOE du rapport, qui prend en compte la manière dont les caractéristiques spécifiques au système interagissent avec les caractéristiques techniques et économiques des différentes technologies, par exemple leur variabilité, leur dispatchabilité, leur temps de réponse, leur structure de coût et leur place dans l'ordre de mérite, est également révélatrice.

«Les résultats montrent que les coûts de production d'une technologie au niveau d'une centrale peuvent varier considérablement de sa valeur au système», indique le rapport. «L'importance d'en tenir compte est particulièrement frappante lorsque l'on considère les énergies renouvelables variables: les unités solaires photovoltaïques montrent une forte corrélation dans la production des installations individuelles, ce qui entraîne, dans les scénarios analysés, une réduction significative de la valeur de la production avec des parts croissantes. La réduction pendant les heures de production élevée est un problème supplémentaire et peut dans la pratique réduire les facteurs de charge et augmenter le LCOE par rapport aux valeurs rapportées.»

Le rapport suggère que les technologies qui ne produisent de l'électricité que pendant une courte période avec des prix très élevés fournissent une valeur moyenne plus élevée par unité de production au système. «Les centrales de base, généralement les CCGT (une exception est l'Europe, où elles fonctionnent principalement pendant des heures avec une charge résiduelle élevée), le charbon et le nucléaire, qui produisent de manière fiable sur un nombre élevé d'heures fournissent une valeur similaire à la moyenne du système.»

Il convient également de noter que le rapport introduit un coût de stockage nivelé (LCOS), mais il est principalement basé sur un arbitrage énergétique intertemporel - ou «acheter de l'énergie électrique quand elle est bon marché, la stocker pendant une période de temps soigneusement déterminée et la vendre plus tard à un prix plus élevé.» Le LCOS, que l'AIE entend à terme

affiner en «une seule approche cohérente», prend en compte les investissements en capital fixe pour les coûts de stockage et de combustible (pour l'électricité utilisée pour la recharge). A l'avenir, l'AIE entend couvrir d'autres applications, allant des services auxiliaires à la facilitation du stockage saisonnier. «La compétitivité des différents stockages, et en fait des options de flexibilité plus larges, dépendra de leurs coûts et de la dynamique des prix, c'est-à-dire des conceptions du marché et des courbes de charge, pour les différentes applications», indique le rapport.

La nouvelle place lucrative de l'hydrogène dans la production

Le chapitre consacré à l'hydrogène du rapport donne un aperçu détaillé des utilisations potentielles et de l'économie du gaz dans un large éventail de secteurs. Dans le secteur de l'électricité - où l'hydrogène représente aujourd'hui moins de 0,2% de la production d'électricité - l'hydrogène peut ouvrir de nouvelles opportunités de liaisons avec d'autres secteurs, notamment le transport routier, le chauffage domestique et le chauffage industriel à haute température, dit-il.

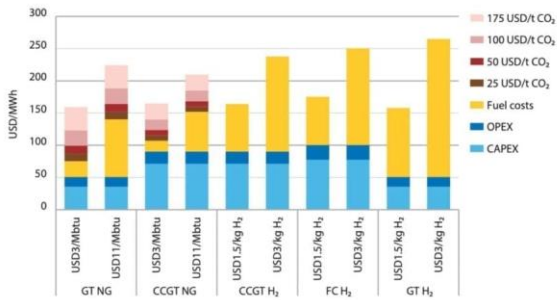
Parmi les utilisations émergentes de l'hydrogène figurent l'intégration de l'énergie renouvelable par le biais d'électrolyseurs, qui peuvent aider à absorber la production d'énergie renouvelable élevée en période de faible demande et soutenir les technologies de base pour éviter la montée en puissance. «Cependant, ces opportunités ne seront réalisées que si les heures de pleine charge qui en résultent lorsque le surplus d'électricité est disponible sont suffisamment élevées pour justifier l'investissement de l'électrolyseur», dit-il. Le rapport examine également les efforts visant à démontrer la production d'hydrogène dans les centrales nucléaires.

En particulier, l'intérêt pour l'hydrogène stimule le déploiement rapide des technologies d'électrolyse, tant par le nombre de projets que par leur taille. De nombreux projets de l'ordre de 1 à 6 MWe ont été déployés depuis 2013 et un projet Power-to-Hydrogène de 10 MWe a été mis en service au Japon en avril. Pour l'avenir, «jusqu'à 2,8 GW dans des projets à grande échelle ont été annoncés pour être déployés au cours des trois prochaines années, ce qui pourrait porter la capacité installée à 3 GW d'ici 2023», indique le rapport. «Cela pourrait commencer à créer des économies d'échelle qui contribueront à réduire les coûts d'investissement et à étendre la chaîne d'approvisionnement de l'industrie des électrolyseurs.»

Les coûts associés aux attributs de stockage de l'hydrogène, quant à eux, évoluent également. «L'hydrogène et l'ammoniac ont des rendements de cycle relativement faibles (environ 40%), ce qui entraîne des coûts très élevés pour le stockage à court terme», indique le rapport. «Cependant, les coûts du volume de stockage sont très faibles, de sorte que les coûts liés au passage à des périodes de stockage plus longues et à des cycles inférieurs n'augmentent que légèrement. En conséquence, l'hydrogène et l'ammoniac entraînent le coût de stockage le plus bas lorsque la durée de décharge atteint 20 à 80 heures ou plus, en fonction du prix de l'électricité. De plus, il peut devenir compétitif par rapport à la production d'électricité flexible à partir du gaz naturel avec CCUS à certains prix du gaz naturel. »

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour la production d'électricité, comme dans les turbines à gaz, les turbines à gaz à cycle combiné et les piles à combustible, est également prometteuse. Bien que les turbines à gaz à hydrogène à grand volume soient toujours en cours de développement, l'intérêt pour les piles à combustible fixes est en plein essor, reflété par une expansion rapide de la capacité installée mondiale au cours de la dernière décennie. En 2018, près de 1,6 GW de capacité avaient été installés; la plupart fonctionnent au gaz naturel et seulement environ 70 MW avec de l'hydrogène. Une autre opportunité émergente est de combiner l'ammoniac et le charbon, comme cela a été démontré au Japon, note-t-il.

Cependant, l'économie de ces technologies varie. «La compétitivité des technologies de l'hydrogène par rapport au gaz naturel pour une production d'électricité flexible (équilibre de charge et génération de charge de pointe) dépend des prix de l'hydrogène et du gaz et de l'application potentielle des prix du carbone (ou de mesures politiques comparables pénalisant les émissions de CO₂)», indique le rapport. À faible prix de l'hydrogène (1,5 \$ / kg H₂) et à un prix élevé du gaz naturel (11 \$ / MBtu), les technologies de l'hydrogène exigeraient des pénalités de CO₂ de l'ordre de 25 à 50 \$ / tCO₂. Mais, dans un scénario où les prix du gaz naturel sont bas (3 \$ / MBtu), ces pénalités devront atteindre 175 \$ / t de CO₂ pour que les technologies de l'hydrogène deviennent compétitives par rapport au gaz naturel, dit-il.



Note: GT = gas turbine; CCGT = combined-cycle gas turbine; FC = fuel cell; NG = natural gas; CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. Gross efficiencies (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. Economic lifetime = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. Capacity factor = 15%. Source: IEA (2019a).

Coût actualisé de la production d'électricité à partir du gaz naturel et de l'hydrogène. Source: Coûts projetés de la production d'électricité - Édition 2020

—Sonal Patel est rédacteur en chef associé de POWER (@sonalcpatel, @POWERmagazine).

Prévenir les pannes coûteuses d'échangeurs de chaleur dans l'industrie de la production d'électricité

Les échangeurs de chaleur sont importants dans toutes les centrales thermiques et dans de nombreuses autres applications. S'ils ne sont pas correctement exploités et entretenus, diverses pannes peuvent survenir, entraînant des temps d'arrêt, une efficacité réduite et des coûts plus élevés. Cependant, il existe un certain nombre de mesures que vous pouvez prendre pour maintenir les échangeurs de chaleur en parfait état.

Les échangeurs de chaleur sont utilisés dans de nombreux processus critiques pour protéger d'autres équipements de fabrication précieux, optimiser la consommation d'énergie et réduire les coûts d'exploitation associés. Un échangeur de chaleur correctement sélectionné, installé et entretenu peut aider à améliorer la fiabilité et l'efficacité d'un système de fluide.

Cependant, bien que les échangeurs de chaleur offrent une efficacité de fonctionnement élevée, ils sont exposés à des risques spécifiques dans les centrales électriques, ce qui peut entraîner des temps d'arrêt coûteux s'ils ne sont pas traités. Il existe trois types courants de pannes d'échangeur de chaleur pouvant survenir:

- Pannes mécaniques
- Encrassement du tartre, de la boue et des algues
- Corrosion induite chimiquement

Pannes mécaniques

Les défaillances mécaniques peuvent prendre de nombreuses formes différentes, y compris, mais sans s'y limiter, l'érosion du métal, la vapeur ou les coups de bélier, la dilatation thermique et les cycles.

L'érosion des métaux. Une vitesse excessive du fluide sur le côté coque ou tube de l'échangeur de chaleur peut provoquer une érosion dommageable, en supprimant potentiellement le film protecteur du matériau du tube, exposant le métal frais à la corrosion. Les zones les plus sujettes à l'érosion sont le coude en U des échangeurs de chaleur à tubes en U (figure 1) et les entrées de tubes. Les zones d'entrée des tubes peuvent subir une perte de matière lorsqu'un fluide excessif à haute vitesse d'une buse est divisé en flux beaucoup plus petits lorsqu'il pénètre dans l'échangeur de chaleur. Lorsqu'une vitesse excessive se produit à l'entrée des tubes, elle produit généralement un motif d'érosion en forme de fer à cheval.



1. Un faisceau de tubes en U est montré ici en cours de fabrication dans un atelier mécanique. Source: Shutterstock

La vitesse maximale recommandée dans les tubes et la buse d'entrée dépend de nombreuses variables, notamment le matériau du tube, le fluide manipulé et la température. Les matériaux tels que l'acier, l'acier inoxydable et le cuivre-nickel supportent des vitesses de tube plus élevées que le cuivre.

Des problèmes d'érosion à l'extérieur des tubes peuvent survenir en cas d'impact de gaz humides à grande vitesse, tels que la vapeur. L'impact de gaz humide est contrôlé en surdimensionnant les buses d'entrée ou en plaçant des chicane d'impact dans la zone de projection de la buse d'entrée. Les limites de vitesse typiques de la buse côté enveloppe pour éviter l'érosion par impact sur l'extérieur des tubes peuvent être établies avec les éléments suivants:

densité x vitesse x 2 \leq 1500 lbm / pi²-seconde

où la densité est entrée en lbm / pi³ et la vitesse est la vitesse de la buse de la coquille en pi / seconde.

Coup de bélier ou de vapeur. Les coups de bélier ou les ondes de choc causés par l'accélération ou la décélération soudaine et rapide d'un liquide peuvent provoquer des coups de bélier ou de la vapeur. Les coups de bélier résultants peuvent atteindre 20 000 psi, ce qui est suffisamment élevé pour rompre ou effondrer le tube dans un échangeur de chaleur.

Dans une application de chauffage à eau / vapeur, des pics de pression dommageables peuvent entraîner une interruption du débit d'eau de refroidissement. L'eau de refroidissement stagnante est chauffée au-delà de son point d'ébullition pour générer de la vapeur, et la reprise de l'écoulement provoque une condensation soudaine de la vapeur, ce qui produit une poussée de pression dommageable ou un coup de bélier.

Par conséquent, le débit d'eau de refroidissement doit toujours être démarré avant que la chaleur ne soit appliquée à un échangeur de chaleur. Les vannes de régulation modulantes sont également préférables aux vannes de régulation de débit de fluide, qui s'ouvrent ou se ferment soudainement et provoquent des coups de bélier. Si des fluides condensables sont manipulés dans la coque ou dans les tubes, les événements du brise-vide peuvent aider à prévenir les dommages causés par les coups de bélier résultant de l'accumulation de condensat.

L'installation de purgeurs de vapeur correctement dimensionnés avec des conduites de retour peut aider à éliminer les coups de bélier en empêchant la condensation de s'accumuler dans la coque. Les directeurs des centrales doivent également s'assurer que les conduites sont inclinées vers un réservoir de condensat ou une pompe de retour de condensat.

Expansion thermique et cyclisme. Les contraintes accumulées associées à des cycles thermiques répétés ou à une expansion peuvent entraîner une défaillance du tube. Ceci est plus susceptible de se produire avec une conception de plaque tubulaire fixe à tube droit, où le tube est fixé entre les deux plaques tubulaires et ne peut ni se dilater ni se contracter.

Ce problème s'intensifie lorsque la différence de température sur la longueur du tube augmente, provoquant une flexion du tube, ce qui produit une contrainte qui agit de manière additive jusqu'à ce que la

résistance à la traction du matériau soit dépassée et se fissure. La fissure s'étend généralement radialement autour du tube et entraîne souvent une rupture totale. Dans d'autres cas, la fissure se produit à mi-chemin du tube et le longe longitudinalement. Les défaillances dues à la dilatation thermique des fluides sont les plus courantes dans les échangeurs chauffés à la vapeur.

Un échangeur de chaleur de type tube en U, qui permet aux tubes de se dilater et de se contracter librement, est une solution. Des soupapes de décharge peuvent également être installées dans le système de fluide chauffé pour éviter ce type de panne. Il est conseillé de prévoir des moyens d'absorber l'expansion du fluide. Par exemple, l'installation d'un réservoir dans le système de fluide chauffé empêche la décharge périodique des soupapes de décharge, ce qui entraîne une perte de fluide du système et impose une charge excessive sur la soupape.

Encrassement par le tartre, la boue et les algues

Diverses croissances ou dépôts marins peuvent laisser un film ou un revêtement sur les surfaces des tubes de transfert de chaleur, qui agissent comme un isolant limitant le flux de chaleur, provoquant une élévation de la température des parois des tubes et une augmentation de la corrosion.

Le tartre est le résultat de la précipitation de minéraux dissous dans les fluides caloporteurs. La solubilité de ces minéraux est modifiée par des forces à l'intérieur de l'échangeur de chaleur, telles que des changements de température ou des réactions chimiques. Par exemple, lorsque le bicarbonate de calcium est chauffé, du dioxyde de carbone est libéré et le matériau est réduit en carbonate de calcium, qui précipite et recouvre les surfaces de transfert de chaleur.

Le taux de précipitation est réduit avec l'augmentation de la vitesse du fluide. La vitesse du fluide doit être adaptée à la capacité du matériau du tube à résister aux effets érosifs de la vitesse.

Les solides en suspension se trouvent généralement sous forme de sable, de fer, de limon ou d'autres particules visibles dans les fluides caloporteurs. Si les vitesses ne sont pas suffisamment élevées pour les maintenir en suspension, les particules se déposent. Les solides en suspension sont très abrasifs pour les tubes et autres pièces de l'échangeur de chaleur. Si des solides abrasifs en suspension sont manipulés dans l'échangeur de chaleur, la vitesse du fluide doit être maintenue suffisamment basse pour éviter l'érosion.

Les algues et autres excroissances marines sont un problème sérieux si elles pénètrent dans un échangeur de chaleur. Dans de nombreux cas, l'environnement dans l'échangeur de chaleur est propice à une prolifération rapide des algues ou d'autres excroissances marines, qui restreignent l'écoulement et empêchent le transfert de chaleur.

Les algicides chimiques, tels que le chlore, sont efficaces pour contrôler les algues et autres excroissances marines. Vérifiez toujours que tout traitement chimique est compatible avec les matériaux de construction. Des vitesses de fluide élevées découragent également leur attachement et leur expansion.

Corrosion induite chimiquement

Ces défaillances résultent de l'interaction chimique complexe entre les matériaux de l'échangeur de chaleur et les fluides qui y circulent, et de nombreuses autres commandes du système. Les types courants de défaillances de corrosion induites chimiquement comprennent:

- Corrosion générale
- Corrosion par piqûres
- Corrosion sous contrainte
- Corrosion galvanique

Corrosion générale. Ce type de corrosion est caractérisé par une attaque relativement uniforme sur le tube, la plaque tubulaire, le chapeau / canal d'entrée ou la coque. Il se peut que rien n'indique que de la corrosion se produit.

Des conditions agressives assez stables génèrent ce type d'attaque. Un pH bas (inférieur à 7) combiné avec du dioxyde de carbone ou de l'oxygène peut produire cette attaque sur le cuivre provoquant l'apparition d'une couleur bleue ou vert bleuâtre à l'intérieur des tubes. Divers produits chimiques, tels que l'acide, produisent également ce type de perte de métal.

La sélection d'un matériau ayant une résistance à la corrosion adéquate pour son environnement, ainsi que l'utilisation de produits chimiques de traitement appropriés, maximisent la durée de vie de l'échangeur de chaleur. Il est important de garder à l'esprit les divers facteurs agissant en combinaison - vous devrez peut-être consulter un métallurgiste.

Corrosion par piqûres. Des piqûres localisées se produisent fréquemment dans les métaux ferreux et non ferreux. Elle résulte du potentiel électrochimique créé par les différences de concentration en oxygène à l'intérieur et à l'extérieur de la fosse, souvent appelée cellule de concentration. La fosse sans oxygène agit comme une anode et la surface métallique non protégée sert de cathode, ce qui entraîne un petit nombre de puits, dont chacun peut provoquer une panne de l'échangeur de chaleur.

La corrosion par piqûres est plus susceptible de se produire pendant les périodes d'arrêt lorsqu'il n'y a pas d'écoulement et que l'environnement est le plus approprié pour l'accumulation de cellules de concentration. La sensibilité à la corrosion par piqûres est encore renforcée par les rayures, les dépôts de saleté ou de tartre, les défauts de surface, les ruptures des couches de calamine protectrices, les ruptures des films de surface métalliques et les conditions aux limites des grains.

Pour éviter la corrosion par piqûres, assurez-vous que les matériaux de construction sont convenablement sélectionnés, nettoyez et préparez correctement l'échangeur de chaleur pour les périodes d'arrêt.

Corrosion de stress. Cette forme de corrosion attaque les joints de grains dans les zones sollicitées. Les tubes d'échangeur de chaleur présentent généralement des contraintes résiduelles à la fois évitables et inévitables. Ces contraintes résultent de l'étirage ou de la formation du tube pendant la fabrication, de la formation de coudes en U ou de l'expansion des tubes en plaques tubulaires. Les ruptures de cette corrosion prennent la forme de fines fissures, qui suivent les lignes de contrainte et les joints de grain du matériau. Les ions chlorure peuvent provoquer une corrosion sous contrainte sur les tubes en acier inoxydable, tandis que l'ammoniac peut provoquer une fissuration par corrosion sous contrainte sur les tubes en cuivre ou en alliage de cuivre.

Le maintien des températures de paroi du tube en dessous de 115 ° F (calculées avec des températures de fluide maximales et non moyennes) évite les problèmes de fissuration par corrosion sous contrainte avec une concentration d'ions chlorure jusqu'à 50 ppm. Les alliages cuivre-nickel ont une bonne résistance à la fissuration par corrosion sous contrainte et doivent être utilisés dans des applications où de faibles concentrations d'ammoniac sont attendues.

Corrosion galvanique. La corrosion galvanique se produit lorsque des métaux différents sont joints en présence d'un électrolyte, tel que de l'eau acide. Il produit généralement une vitesse de réaction plus élevée sur le métal le moins noble, le faisant se corroder rapidement.

Les métaux regroupés ont moins tendance à produire de la corrosion galvanique. Lorsque deux métaux de groupes sensiblement différents sont couplés ensemble dans un électrolyte, le résultat est une corrosion substantielle du métal moins noble. En règle générale, une différence de tension supérieure à 0,2 volt suggère un risque galvanique, et plus les métaux sont éloignés, plus le risque de corrosion est grand. Tenez compte non seulement des différents matériaux pour les composants de l'échangeur de chaleur, mais également pour la tuyauterie et les raccords connectés à l'échangeur de chaleur.

Avec un échangeur de chaleur soigneusement sélectionné et entretenu, les opérateurs peuvent garder une longueur d'avance sur les problèmes. De plus, des spécifications et une maintenance intelligentes permettront d'optimiser les systèmes de fluides pour la fiabilité, l'efficacité et, surtout, la tranquillité d'esprit.

—John Boyer (john.boyer@xylem.com) est responsable de l'équipe commerciale de transfert de chaleur pour Xylem, et Jim Klimek (jim.klimek@xylem.com) est responsable du développement des produits et des activités de transfert de chaleur pour Xylem.

Planification de la maintenance : normes d'exécution et meilleures pratiques

L'équipement et les installations qui soutiennent les infrastructures essentielles d'aujourd'hui sont vitaux pour la société moderne. Cet article fournit des conseils de test et de maintenance pour garantir que les systèmes restent en parfait état.

Ces normes exigent l'élaboration d'un plan de maintenance du système de protection (PSMP), l'exécution de ce plan et la création d'enregistrements de rapports qui sont soumis à un audit tous les trois ans. Depuis lors, les exigences de maintenance du système électrique de la NERC ont pris de l'ampleur.

Se tenir au courant des exigences de la NERC et déterminer les détails du PSMP, les listes d'équipements et les procédures de test ont toujours présenté des défis que les centrales électriques ont du mal à relever. Il existe de nombreuses ressources qui identifient et définissent les tâches de maintenance électrique et les tests à effectuer sur les actifs électriques. Les sources les plus fréquemment citées sont les «Spécifications de

test de maintenance des équipements électriques» de l'American National Standards Institute / InterNational Electrical Testing Association (ANSI / NETA MTS-2019) et la «Pratique recommandée pour la maintenance des équipements électriques» de la National Fire Protection Association (NFPA 70B). Des recommandations supplémentaires de test et de maintenance peuvent être trouvées dans les normes NERC Protection and Control (PRC) et Modeling, Data, and Analysis (MOD), ainsi que dans Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), American Society for Testing and Materials (ASTM).), Les normes de la National Electrical Manufacturers Association (NEMA) et dans la documentation des fabricants d'équipements.

Pourtant, même avec toutes ces informations à portée de main, la création d'un plan d'entretien détaillé du système électrique peut être un défi. Les documents de référence ne sont pas toujours clairs et concis. De plus, les spécifications des tests ne concordent pas toujours. Le processus peut être déroutant.

De plus, bien que ces documents fournissent une bonne base pour laquelle la maintenance et les tests doivent être effectués, ils ne couvrent pas les détails des techniques de test appropriées. Ils ne tiennent pas non plus compte du type de système de distribution d'énergie ou de la criticité de l'équipement. Certains systèmes peuvent inclure des alimentations et des transformateurs redondants pour augmenter leur fiabilité et réduire l'impact en cas de panne de l'équipement. Les équipements alimentant les infrastructures critiques peuvent nécessiter plus de maintenance et de tests, par exemple, que les équipements alimentant les bureaux administratifs.

Les tests et la maintenance concernent l'aversion au risque, et le niveau de fiabilité souhaité (ou taux de défaillance acceptable) doit être établi pour déterminer la portée des tests et de la maintenance. Pour garantir un programme de test et de maintenance efficace, les facteurs suivants doivent être pris en compte: Criticité de l'équipement servi, âge de l'équipement, état de l'équipement, environnement d'exploitation de l'équipement, historique de l'équipement et configuration du système.

Les entreprises fonctionnent avec un budget limité et ne peuvent généralement prendre en charge les pannes d'équipement que pendant des périodes limitées. Par conséquent, les contraintes de budget et de temps doivent être prises en compte lors de la détermination

des équipements à tester et des tests et tâches de maintenance à effectuer.

Stratégies de planification de la maintenance

Une fois que la base du plan est établie avec une liste des équipements et les tests prescrits à effectuer, une stratégie de planification de la maintenance devra être appliquée. Le NERC fournit des paramètres pour trois stratégies de planification de la maintenance de base: la maintenance basée sur le temps, la maintenance conditionnelle et la maintenance basée sur les performances. Le choix de la bonne stratégie pour votre système et la criticité opérationnelle dépend de votre budget et de divers autres paramètres.

Maintenance en fonction du temps. La maintenance en fonction du temps fait référence à la maintenance ou au reconditionnement d'un élément pour restaurer ses performances et sa fiabilité à une heure, un intervalle ou une utilisation fixe, quel que soit son état. Des intervalles de maintenance ou de test maximum sont appliqués pour les composants ou groupes de composants. L'intervalle peut avoir été développé à partir d'une expérience antérieure ou d'une recommandation du fabricant. L'intervalle de vérification peut également être basé sur d'autres facteurs, y compris l'expérience du propriétaire d'actif particulier ou les expériences collectives de plusieurs propriétaires d'actifs qui sont membres d'un conseil national ou régional. Habituellement, les intervalles d'entretien sont fixes et varient en nombre de mois ou d'années.

Maintenance conditionnelle. La maintenance conditionnelle recherche des preuves physiques ou autres qu'une défaillance se produit ou est sur le point de se produire. Il s'agit du processus de collecte et de surveillance des informations disponibles à partir des relais modernes basés sur des microprocesseurs et d'autres dispositifs électroniques intelligents qui surveillent les batteries, les décharges partielles et les éléments du système de protection. Une combinaison d'inspections visuelles et de dispositifs de surveillance générera des informations sur la santé du système pendant le fonctionnement normal, et les informations peuvent être évaluées sur site ou à un endroit pratique éloigné de la sous-station. La maintenance basée sur le temps et la maintenance conditionnelle sont souvent utilisées de manière efficace en combinaison.

Maintenance basée sur les performances. Les programmes de maintenance basés sur les performances nécessitent des processus d'audit comme ceux inclus dans les systèmes de qualité industriels

largement utilisés. Ces systèmes suivent les performances des systèmes de protection et demandent au propriétaire de démontrer comment ils analysent les constatations de défaillances et d'aberrations de performances, et mettent en œuvre des actions d'amélioration continue. Un processus de maintenance basé sur les performances peut justifier des intervalles de maintenance plus longs ou exiger des intervalles plus courts par rapport à une stratégie basée sur le temps.

Tests de maintenance et conformité aux normes

Une documentation fiable et précise des procédures de test et des données de test est vitale pour un projet de test et de maintenance efficace. En fonction de l'appareil et des essais réalisés, des variations d'un essai ou d'une procédure d'essai peuvent être appliquées. Certains tests ou procédures donneront des résultats similaires et précis, tandis que d'autres peuvent ne pas fournir les résultats escomptés ou inclure ou exclure des composants qui affectent les résultats. Les professionnels des tests peuvent trier le bruit pour trouver des données significatives.

Soumettre une organisation à des amendes ou des pénalités réglementaires, ou pire encore, soumettre des employés à un environnement de travail dangereux sont des résultats inacceptables. La création ou la mise à jour d'un programme de conformité complet prend du temps, des connaissances et une expertise. Les spécialistes de la conformité se tiennent au courant de l'évolution des réglementations et utilisent leur expertise pour adapter les services aux besoins uniques d'une installation critique.

Une fois qu'un programme de conformité est créé, il est essentiel de documenter les procédures et les résultats de test et de maintenance, puis de produire des rapports de routine pour tirer pleinement parti du programme. Ces rapports seront nécessaires pour les audits de conformité et fourniront des informations de vérification importantes en cas d'incident. Le rapport de test résume les activités du projet, les données de test, l'analyse et les recommandations. Outre les autocollants de test, le rapport est la seule preuve que des tests électriques ont eu lieu, de sorte que le processus de documentation doit être précis et fiable. Les valeurs et les unités de mesure, ainsi que toutes les observations, doivent être enregistrées.



1. Les tests électriques impliquent plus que le simple raccordement de l'équipement de test et l'enregistrement des données; des techniciens expérimentés examinent attentivement les composants pour détecter tout signe de dommage, de détérioration, d'usure excessive et / ou de surchauffe, et d'autres défauts. Gracietesté: Services de fiabilité électrique

En plus d'effectuer les tests électriques (Figure 1), un testeur expérimenté examinera attentivement l'appareil et notera tout signe de dommage, de détérioration, d'usure excessive, d'échauffement excessif et d'autres défauts. Ces inspections doivent être clairement documentées sur la fiche technique du test. Le propriétaire de l'équipement doit supposer que si les inspections et les essais ne sont pas documentés, ils n'ont probablement pas eu lieu.

Pendant le projet, les données de test doivent être constamment revues par le technicien pour s'assurer que tous les paramètres de test sont respectés, et tout équipement présentant des données de test inquiétantes est immédiatement identifié et porté à l'attention du propriétaire. C'est là que les conseils d'un technicien certifié NETA de niveau III ou IV sont requis. Les testeurs seniors peuvent s'assurer que les données sont exactes et formuler des recommandations judicieuses en fonction de leurs années d'expérience. Lorsque des données de test moins qu'acceptables sont découvertes, un nouveau test immédiat est souvent justifié pour vérifier les données et s'assurer que les données de test n'ont pas été affectées par une méthode de test, un défaut de l'équipement de test ou une autre influence externe.

Une fois les données de test vérifiées, le chef de projet et le représentant du propriétaire doivent communiquer pour déterminer la meilleure marche à suivre et enregistrer ces conversations dans le rapport de test. Le processus de documentation doit impliquer une transcription minimale des informations d'une source à une autre pour éviter d'introduire des erreurs supplémentaires. Alors que certaines sociétés de test continuent à utiliser des formulaires de test papier sur les projets, puis à entrer les données dans un système informatique à un moment ultérieur, le processus le plus précis et le plus efficace consiste à saisir directement les données de test dans une base de données fiable pendant les tests.

La clé du succès dans l'utilisation d'un système de gestion de données est d'utiliser des formulaires standardisés et une base de données commune où toutes les données peuvent être stockées, sauvegardées, exploitées et récupérées. Cette base de données ne doit pas résider uniquement sur un ordinateur portable ou de bureau local; il doit être synchronisé avec un système d'architecture de données commerciale avec une redondance et des processus de sauvegarde réguliers pour éviter de perdre les données ou d'exposer les données à un risque inutile de corruption.

Optimiser les budgets de maintenance et les pannes

De nombreuses procédures de maintenance nécessitent l'entretien de l'équipement électrique hors tension lors des arrêts programmés. La maintenance hors ligne peut être difficile à planifier et à coordonner avec les demandes opérationnelles. L'intégration d'un programme de maintenance en ligne entre les services hors ligne peut aider à hiérarchiser les réparations et les remplacements, et à optimiser le travail lors d'une panne.

Il existe quatre tests de maintenance prédictive qui devraient faire partie de tout programme de maintenance. Les quatre composants sont l'inspection visuelle, les tests de décharge partielle, l'enquête infrarouge / thermographique et l'échantillonnage et l'analyse des fluides isolants. Ces tests peuvent réduire le besoin de services hors ligne, améliorer les performances du système, réduire le risque de défaillance du système et aider à optimiser les dépenses budgétisées.

Ces tests de maintenance prédictive peuvent être effectués pendant que le système est en ligne. Ils sont non destructifs, non invasifs et examinent les équipements électriques dans des conditions de

fonctionnement normales. Idéalement, ces tests devraient être coordonnés entre les interruptions planifiées afin que les données résultantes puissent être utilisées pour informer et aider à hiérarchiser les besoins de service hors ligne.

Combinées, ces quatre activités peuvent identifier les variations des propriétés qui sont des indicateurs de défaillance imminente des actifs. S'ils sont réalisés par une agence de test qualifiée, ils peuvent être exécutés de manière efficace et rentable. Les avantages comprennent l'évaluation dans des conditions de fonctionnement normales, la collecte de données sur les tendances pour des évaluations prédictives, l'identification des problèmes avant que des problèmes importants ne surviennent, l'identification de l'équipement à prioriser lors des interruptions de maintenance, la collecte de données permettant d'allonger le délai entre les arrêts programmés et l'amélioration du budget allocation vers les besoins de maintenance les plus critiques. De plus, les services de maintenance prédictive peuvent être exécutés plus fréquemment que les services hors ligne, réduisant ainsi le risque d'incidents et de pannes liées au système, améliorant la sécurité des employés et du public, augmentant la tranquillité d'esprit et évitant les problèmes qui pourraient affecter la réputation et la crédibilité opérationnelle de votre entreprise. .

De plus en plus, une fiabilité élevée est requise et les systèmes doivent être conçus avec une redondance adéquate à l'esprit. Pour répondre aux demandes des utilisateurs pour ces systèmes, certaines tâches de test et de maintenance doivent être effectuées. Si un niveau élevé de fiabilité est requis pour une conception de système qui ne dispose pas d'une redondance suffisante, des tests et une maintenance supplémentaires ou plus détaillés (ainsi que du temps et de l'argent) seront nécessaires. Lors de l'examen de ces facteurs et décisions importants, et afin d'assurer le fonctionnement fiable et efficace de ces systèmes et équipements, les propriétaires et les exploitants devraient travailler avec un fournisseur de services de test et de maintenance pour établir un périmètre de travail personnalisé pour un programme de test et de maintenance.

—Leif Hoegberg est directeur de l'ingénierie et du support technique pour les services de fiabilité électrique (ERS) de Vertiv. Il est un technicien certifié NETA de niveau IV avec plus de 30 ans d'expérience en génie électrique, en exploitation et en service sur site.

Des chercheurs de GE développent des matériaux à très haute température pour les ailettes de turbine

GE Research a reçu un projet de 1,6 million de dollars dans le cadre du programme ULtrahigh Temperature Impervious Materials Advancing Turbine Efficiency (ULTIMATE) d'ARPA-E, financé par le département américain de l'énergie, pour développer des solutions matérielles permettant de nouveaux seuils d'efficacité des turbines.

La société développe des innovations d'alliage réfractaire pour une efficacité supérieure (RAISE) - un système de matériaux à très haute température qui permettrait aux ailettes de turbine à gaz de fonctionner à 1700 ° C (3092 ° F). La société a déclaré que le projet aidera à stimuler les efforts visant à pousser l'efficacité des turbines au-delà de 65% et à accélérer la décarbonisation du secteur de l'énergie.

La recherche sur les matériaux avancés est depuis longtemps un élément essentiel du portefeuille technologique de GE Research. Des améliorations constantes ont été apportées à la fois à la tolérance à la température et à la durabilité des superalliages qui à leur tour ont permis des progrès dans les technologies des turbines de production d'énergie et des moteurs à réaction.

Dans le cadre de ce projet, les chercheurs de GE démontreront la preuve de concept de sa composition d'alliage, de ses revêtements et de ses processus de fabrication grâce à la modélisation et à des tests à l'échelle du laboratoire. En cas de succès, l'équipe pourrait recevoir un financement supplémentaire pour continuer à développer et faire évoluer davantage le développement de sa plate-forme technologique. GE a déclaré qu'il espérait établir de nouveaux records dans l'efficacité des turbines à gaz et accélérer les efforts de décarbonisation du secteur de l'énergie.

—Par le personnel et les contributeurs de TMI.

Mitsubishi Power se rapproche du lancement de l'activité AM



Prototype de composant de chambre de combustion de turbine à gaz de petite classe (MHA3300)

Mitsubishi Power et Aubert & Duval, un fabricant d'alliages spéciaux et de poudres métalliques, ont convenu d'une licence technologique pour une composition et une fabrication spécifiques de poudres métalliques utilisées comme matériaux pour la fabrication additive métallique (FA).

Cet accord ouvre la voie à un lancement à grande échelle de l'activité AM de Mitsubishi Power, où la société utilisera des technologies exclusives développées dans le cadre d'opérations dans des turbines à gaz et d'autres systèmes d'énergie thermique. En septembre, Mitsubishi Power a créé la «zone AM» au sein de ses usines Hitachi dans la préfecture d'Ibaraki pour servir de base de développement et de fabrication à l'activité AM. L'usine est équipée d'équipements de fabrication de poudre et de systèmes AM métalliques, et est capable d'une production entièrement intégrée, du développement de matériaux en poudre et en fil à la fabrication métallique et à la finition des produits.

Les technologies de matériaux exclusives de Mitsubishi Power dans la FA en métal peuvent préparer des matières premières pour diverses applications et améliorer les performances des équipements de fabrication de poudre. La société utilise des buses de gaz haute performance spécialement développées pour le système d'atomisation de gaz afin de produire des matériaux en poudre métallique en atomisant un gaz inerte en métaux fondus sous vide.

La zone AM, en collaboration avec les gouvernements locaux, organise des visites et d'autres activités pour promouvoir une plus grande utilisation des technologies AM. Des visites en ligne sont également proposées pour

présenter les dernières technologies au cours de cette période de numérisation croissante due à la pandémie COVID-19. Mitsubishi Power a déclaré qu'il prévoyait de prendre des mesures d'économie de main-d'œuvre grâce à des opérations à distance et à la fabrication numérique.

Un rapport récent prévoit que l'industrie de la FA augmentera et dépassera 10 milliards de dollars au cours des 10 prochaines années.

- Par le personnel et les contributeurs de TMI.

Cinq risques émergents qui pourraient entraver les transitions énergétiques

Lors de la 2e Conférence ministérielle mondiale virtuelle sur l'intégration des systèmes des énergies renouvelables le 27 octobre, plusieurs décideurs politiques de haut rang ont souligné un certain nombre de défis localisés affectant les systèmes électriques et les transitions énergétiques propres de leur pays. Mais la plupart ont convenu que dans l'ensemble, les plus grandes menaces sont enchevêtrées dans un trilemme complexe - et comme certains le suggèrent, une trinité impossible - d'assurer la fiabilité, l'accessibilité et la durabilité.

En ouvrant la session, Fatih Birol, directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), a décrit la question comme une priorité «numéro un» pour l'AIE. Alors que l'organisation intergouvernementale basée à Paris a été créée pour assurer la sécurité pétrolière mondiale à la suite de la crise pétrolière de 1973, sa mission s'est étendue au cours des décennies qui ont suivi à la sécurité gazière. Mais les ministres avaient récemment demandé à l'AIE de «garder un œil sur la sécurité électrique», car, bien qu'elle représente aujourd'hui un cinquième de la consommation mondiale d'énergie, «l'électricité est essentielle au fonctionnement des sociétés modernes - comme la crise du COVID-19 l'a fait. mis en évidence - et pour réduire les émissions mondiales », a déclaré Birol. Le rôle de l'électricité dans les futurs systèmes énergétiques, quant à lui, devrait jouer un rôle beaucoup plus important dans le chauffage, le refroidissement et les transports, ainsi que pour de nombreux secteurs intégrés numériquement, tels que la communication, la finance et la santé.

Dans son scénario de développement durable optimiste, l'AIE prévoit que l'électricité pourrait surpasser le pétrole en tant que plus grande source d'énergie au monde d'ici 2040. De nombreux pays - en particulier ceux qui relèvent du cadre de l'Organisation de coopération et de

développement économiques (OCDE) - maintiennent déjà un niveau élevé de sécurité électrique, dû principalement à des systèmes centralisés bien dotés et à des chaînes d'approvisionnement relativement simples. Cependant, les récents développements technologiques et politiques provoquent un changement radical dans le modèle de sécurité électrique qui a prévalu au cours du siècle dernier. Les gouvernements et les services publics doivent reconnaître ces menaces émergentes pour la fiabilité, a déclaré Birol, et mettre à jour leurs politiques, réglementations et conceptions de marché pour suivre le rythme du changement. L'approche devra être large et intégrer les niveaux technique, économique et politique, a-t-il déclaré.

La sécurité électrique englobe l'adéquation, la sécurité opérationnelle et la résilience

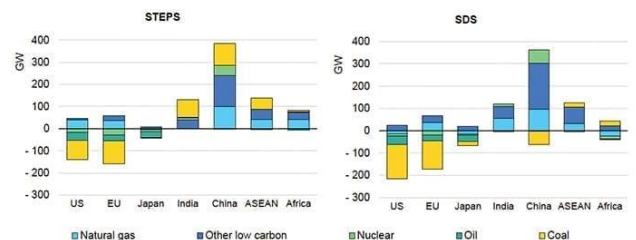
Pour faire ressortir le problème, l'AIE a publié le 27 octobre un rapport unique en son genre examinant les menaces de fiabilité dans le contexte des changements variés et intenses des systèmes électriques du monde. La définition précise donnée par l'AIE de ce qu'elle considère comme la «sécurité électrique», c'est-à-dire la capacité du système électrique à assurer une disponibilité ininterrompue de l'électricité en résistant aux perturbations et aux imprévus, est particulièrement remarquable. » La définition, selon l'AIE, englobe trois autres facteurs cruciaux: l'adéquation, ou «la capacité du système électrique à répondre à la demande électrique globale dans une zone à tout moment dans des conditions d'exploitation normales»; la sécurité opérationnelle, c'est-à-dire «la capacité du système électrique à conserver un état normal ou à revenir à un état normal après tout type d'événement dès que possible»; et la résilience, ou la «capacité du système et de ses composants à absorber, s'adapter et se remettre à la fois des chocs à court terme et des changements à long terme».

Dans le rapport, l'AIE met en évidence trois types d'interruptions de l'approvisionnement en électricité. Il s'agit notamment des pannes de courant en cascade ou des événements du système noir, lorsqu'une panne initiale entraîne l'effondrement du système suite à une série croissante de surcharges de ligne. «Ces événements sont principalement dus à des pannes d'équipement et à des imprévus simultanés, et sont très rarement liés au manque de capacité de production installée. Des exemples récents sont la panne de courant à Hokkaido en 2018, en raison d'un tremblement de terre, et la panne de courant en Australie du Sud en 2016, qui a résulté de violentes tempêtes et de normes d'interconnexion défectueuses. Le délestage, c'est-à-

dire la déconnexion délibérée de l'alimentation électrique par un opérateur du système comme mesure préventive pour maintenir l'équilibre du système lorsque l'alimentation est censée être courte, est plus courant. L'événement de délestage de la Californie en août 2020 en est un exemple frappant. Enfin, certains pays souffrent de longues périodes de rationnement de l'électricité parce que les gestionnaires de réseau doivent limiter l'approvisionnement en électricité sur une base planifiée en raison d'importants déficits de l'offre et de la demande. Le rationnement actuel de l'électricité en Afrique du Sud sert de mise en garde sur les effets macroéconomiques d'un approvisionnement non fiable.

Risques émergents pour la sécurité électrique

L'AIE, en particulier, a mis en évidence cinq risques émergents qui menacent la sécurité électrique.



1. Ajouts nets de capacité de production disponible par technologie jusqu'en 2030. Notes: STEPS = scénario de politiques déclarées; SDS = Scénario de développement durable; UE = Union européenne; ASEAN = Association des nations de l'Asie du Sud-Est; et d'autres à faible émission de carbone comprennent la géothermie, l'énergie solaire concentrée, la biomasse et l'énergie marine. Source: AIE World Energy Outlook 2019

Un paysage d'approvisionnement en mutation. Alors que les sources renouvelables variables comme le vent et le solaire PV deviennent moins chères que la production d'énergie thermique, elles inondent les marchés du monde entier. Mais comme ce sont des générateurs non synchrones et n'apportent pas d'inertie du système, leur croissance nécessitera une flexibilité substantielle du système (figure 1), ainsi que des prévisions de production plus élaborées. Pour une meilleure résistance aux perturbations physiques de l'approvisionnement et aux fluctuations des prix du carburant, l'AIE a suggéré de diversifier les alimentations électriques (mais en privilégiant les sources à faible émission de carbone), en augmentant la flexibilité dans la réponse de l'offre et de la demande. Pendant ce temps, bien que les générateurs distribués puissent être plus résilients que les systèmes centralisés, les opérateurs auront également besoin d'une meilleure connaissance de la situation.

Pour s'assurer que tous les facteurs sont évalués, l'AIE a exhorté les gouvernements à tenir compte de

l'ensemble des complexités de l'électricité dans la mesure où elles affectent la production, le transport et la distribution dans les cadres de planification. Il a également mis en évidence les nouvelles pratiques de planification intégrée, telles que la planification interrégionale dans différentes juridictions et zones d'équilibrage; planification intégrée à travers une diversité de ressources d'offre et de demande; et une planification intégrée entre le secteur de l'électricité et d'autres secteurs.

L'investissement sera crucial pour la sécurité future du système. Malgré une croissance impressionnante de l'éolien et de l'énergie solaire photovoltaïque ces dernières années, les dépenses globales dans le secteur de l'électricité «semblent être inférieures à ce qui sera nécessaire pour relever les défis de sécurité à venir», a déclaré l'AIE. Les ressources qui connaissent une baisse notable des investissements, en particulier en raison de la pandémie, comprennent de nouvelles centrales électriques à faible émission de carbone à grande échelle, telles que l'hydroélectricité et le nucléaire. Les dépenses en électricité au gaz naturel ont également stagné, et même les investissements dans le stockage des batteries ont connu une «stabilisation» en 2019. «Ces tendances sont clairement mal alignées avec les besoins futurs de systèmes électriques durables et résilients», a déclaré l'AIE. «Le maintien de la fiabilité face à une plus grande variabilité de l'offre et de la demande nécessitera des investissements plus importants et plus rapides dans les réseaux et les ressources flexibles - y compris les ressources de demande, distribuées et de stockage - pour garantir que les systèmes d'alimentation sont suffisamment flexibles et diversifiés à tout moment.»

Un lien risqué entre la sécurité de l'alimentation électrique et la délivrabilité du gaz. Alors que le charbon, le lignite et le nucléaire se poursuivent, de plus en plus de pays se tournent vers le gaz naturel pour offrir de la flexibilité. Mais cela crée «un lien plus intime» entre la sécurité de l'approvisionnement en électricité et la délivrabilité du gaz naturel. «Cela rend nécessaire d'évaluer la délivrabilité du système de gaz, en particulier si l'on considère la baisse de la production nationale et les fermetures potentielles de sites de stockage de gaz», a averti l'AIE.

La cybersécurité est une préoccupation permanente. L'AIE a salué les capacités de la numérisation pour améliorer le rendement des centrales électriques, les économies de coûts et les temps d'interruption, ainsi que pour mobiliser une gamme de dispositifs d'utilisation

finale pour répondre aux besoins du secteur de l'électricité. «Les appareils connectés et l'Internet des objets, ainsi que d'autres technologies de réseau intelligent, peuvent débloquer des ressources de réponse à la demande plus importantes, améliorer l'efficacité énergétique et faciliter l'intégration de parts plus élevées d'énergies renouvelables variables de manière rentable et sécurisée», a-t-il déclaré. Cependant, la croissance des appareils connectés et des ressources énergétiques distribuées «élargit également la surface potentielle de cyberattaque des systèmes électriques», a-t-il averti. Depuis l'attaque de 2015 contre le réseau électrique de l'ouest de l'Ukraine, les incidents ont considérablement augmenté. Cependant, alors que les efforts pour faire face aux cyberrisques se multiplient sur l'ensemble de la chaîne de valeur mondiale et que les gouvernements mettent en œuvre des approches politiques en matière de cyber-résilience, les investissements et les efforts réglementaires doivent suivre le rythme de l'évolution des cybermenaces, a-t-il déclaré.

Augmentation de la pression du changement climatique. Le changement climatique entraîne une augmentation des températures mondiales, des schémas de précipitations erratiques, une élévation du niveau de la mer et des événements météorologiques extrêmes plus fréquents ou plus intenses, ce qui a «des implications significatives pour la sécurité électrique», a déclaré l'AIE. Pour la production, les effets du changement climatique peuvent réduire l'efficacité et modifier la disponibilité et le potentiel de production des installations thermiques et renouvelables. Les réseaux de transport et de distribution peuvent également subir des pertes plus importantes, des changements de capacité de transfert et des dommages physiques. L'impact le plus incertain du changement climatique, quant à lui, peut être son effet sur la demande d'électricité, qui varie déjà en fonction des besoins de refroidissement et de chauffage. L'AIE a averti que, jusqu'à présent, même si plusieurs pays reconnaissent ces risques, seuls 17 pays membres de l'AIE ont intégré des actions concrètes de sécurité électrique - y compris les trois dimensions clés de la robustesse, de l'ingéniosité et de la reprise - pour la résilience climatique dans les stratégies nationales d'adaptation. Parmi celles-ci, seules six actions couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur.

Pour gérer tous ces risques, l'AIE a exhorté les pays à identifier, puis à travailler pour gérer et atténuer les risques, et à suivre les progrès. Les plans d'intervention et de récupération après les perturbations seront tout

aussi importants. Ces exploits seront peut-être mieux abordés en établissant des responsabilités, des incitations et des règles claires dans tout le système électrique, a-t-il déclaré.

—Sonal Patel est rédacteur en chef associé de POWER (@sonalpatel, @POWERmagazine).

25 différences entre les gestionnaires du secteur privé et du gouvernement

C'est devenu un cliché que le gouvernement serait meilleur s'il n'était dirigé que par des gestionnaires du secteur privé utilisant des pratiques commerciales standard. Mais Jan Mares, qui a été dans les deux environnements, dit que ce n'est pas la même chose. Mares, qui a travaillé dans le secteur privé dans les industries chimiques et manufacturières, et était le chef des énergies fossiles au département de l'énergie de l'administration Reagan, offre 25 raisons pour lesquelles la gestion gouvernementale et la gestion commerciale diffèrent.

1. La taille, la valeur monétaire et la complexité de nombreux programmes gouvernementaux dépassent celles du secteur privé.

2. Le gouvernement a moins de mesures du progrès ou du succès que le secteur privé, bien que cela change en raison des exigences de la loi sur la réforme du rendement du gouvernement. Dépenser un programme n'équivaut pas au progrès. Le secteur privé a le profit comme mesure claire.

3. La plupart des individus rejoignent des organisations du secteur privé dans l'espoir d'avoir la possibilité soit de gagner des sommes importantes, soit d'être formés de manière à ce que l'occasion de gagner des sommes importantes puisse se produire dans un emploi ultérieur. Les personnes qui adhèrent au gouvernement le font en sachant que des taux de compensation élevés ne sont pas possibles; ils se joignent pour d'autres raisons telles que le pouvoir et / ou avoir plus de pouvoir / responsabilité que dans le secteur privé. La gestion de ces deux groupes aux motivations radicalement différentes est très différente pour chaque groupe.

4. La fonction publique et les règles de rémunération du gouvernement rendent plus difficile l'encouragement de performances exceptionnelles et découragent les performances médiocres.

5. Il y a très peu de gain personnel au gouvernement pour prendre des risques sur les politiques ou les

programmes et réussir à atteindre les objectifs plus efficacement. Cependant, il existe un potentiel de critiques substantielles et d'autres pertes personnelles si la tentative d'innovation échoue.

6. La réalité clé pour le secteur privé est la concurrence induite par le marché, alors que le gouvernement est presque toujours un monopole légiféré.

7. Les gestionnaires du secteur privé s'inquiètent de la création de valeur ajoutée, c'est-à-dire d'un produit ou d'un service qui peut être vendu de manière compétitive au public. Cela nécessite la capacité et les compétences nécessaires pour changer, évoluer, s'adapter et s'améliorer constamment. Le gouvernement est souvent très différent. Les gestionnaires du gouvernement savent souvent ce qui doit être fait et souhaitent le faire, mais sont confrontés à des restrictions de lois, de règlements et de politiques - souvent imposées des années plus tôt pour d'autres circonstances - qui empêchent une action rapide.

8. L'autorité et la responsabilité au sein du gouvernement ont tendance à être asymétriques, tandis que l'autorité et la responsabilité dans le secteur privé sont plus clairement équilibrées. La responsabilité au sein du gouvernement peut être énorme tandis que l'autorité est souvent assez limitée.

9. L'autorité au sein du gouvernement peut être ambiguë et peu claire dans certaines circonstances. Dans d'autres cas, il est très clair et strictement limité par des lois, des règlements, des politiques et des directives qui laissent peu de place, voire aucune, à l'initiative individuelle.

10. Dans la plupart des organisations exceptionnelles du secteur privé, il existe des buts et des objectifs clairs et bien compris, emploi par emploi, de haut en bas. Au sein du gouvernement, les buts et objectifs ont été mal formés, flous et souples. La Loi sur la réforme du rendement du gouvernement et les différents ministères s'efforcent de changer cela. Les objectifs du gouvernement sont souvent divergents, ce qui peut prêter à confusion.

11. Le leadership supérieur / politique dans les ministères et les organismes est transféré plus fréquemment et dans une plus large mesure que dans le secteur privé. Les secrétaires de cabinet ne restent pas plus de trois ans en moyenne; Le mandat du secrétaire adjoint est inférieur à 24 mois. Les nouveaux secrétaires de cabinet remplacent fréquemment un nombre important de hauts dirigeants au cours de leur première année. Cela provoque des départs et des arrêts en

direction des ministères ou des agences. La seule situation similaire du secteur privé est une prise de contrôle hostile.

12. Le nombre moyen d'années d'expérience, soit sur les questions de fond dont ils sont responsables, soit dans la gestion en général de la direction politique est bien inférieur à celui de leurs homologues du secteur privé. Cela est particulièrement vrai pour les personnes en dessous du niveau de secrétaire du Cabinet.

13. Le principal objectif de la plupart des nominations politiques est de promouvoir les politiques de l'Administration et / ou de changer les politiques de l'Administration précédente. Peu de personnes nommées politiques se concentrent sur les questions de gestion organisationnelle parce qu'elles n'ont aucune expérience; ne sera pas longtemps au gouvernement; et désir de se concentrer sur les questions de politique et non sur les questions de gestion. Les personnes nommées politiques reçoivent peu d'encouragement à se concentrer sur les questions de gestion.

14. Les diverses formes de contrôle exercées sur une agence gouvernementale par rapport aux quelques formes de contrôle exercées sur le secteur privé sont stupéfiantes. Une agence gouvernementale a au moins trois groupes de direction différents dont elle est responsable. L'un compte 100 PDG (le Sénat); l'un compte 435 PDG (la Chambre); et l'un d'eux a un PDG (le président) et au moins 435 assistants (le personnel de la Maison-Blanche, y compris le Bureau de la gestion et du budget [OMB], le Conseil des conseillers économiques [CEA], le Bureau de la politique scientifique et technologique [OSTP], la sécurité nationale] Conseil [NSC], Homeland Security Council [HSC] et autres). Il en résulte une confusion et un retard potentiel sur les questions ou décisions les plus importantes. En outre, nombre de ces «PDG» et / ou leur personnel exigent des rapports sur les actions et / ou leur approbation ou l'autorisation des actions que l'agence cherche à prendre conformément aux lois et politiques existantes.

15. Le personnel des commissions des crédits, des ordonnances et du contrôle gouvernemental est très puissant et peut directement ou par l'intermédiaire de ses membres diriger les actions des agences gouvernementales. Le pouvoir exécutif ne tient pas compte de ce personnel à ses risques et périls. Aucune institution similaire n'affecte le secteur privé.

16. La norme au sein du pouvoir exécutif est que les secrétaires disposent de plusieurs assistants spéciaux, même les secrétaires adjoints en ont de un à trois. À moins que ces assistants ne soient expérimentés et / ou sages, ce qui n'est pas normal, ils peuvent semer la confusion chez les fonctionnaires subalternes quant à ce que souhaite leur mandant. Dans le secteur privé, les postes d'assistants spéciaux sont rares.

17. Le contrôle d'une agence du pouvoir exécutif est beaucoup plus important que celui d'une organisation du secteur privé. Ce contrôle est assuré à la fois par des entités gouvernementales et non gouvernementales.

18. Contrôle gouvernemental. a) Chaque département a un inspecteur général (IG), qui est chargé d'évaluer le département pour les déchets, la fraude et les abus, et la mauvaise gestion. L'IG a accès à tous les aspects des activités de l'agence et rend compte de ses conclusions simultanément au Congrès et au secrétaire. (b) Les commissions des crédits, des autorisations et de la réforme du gouvernement de chaque chambre tiennent des auditions périodiques ou d'autres formes de contrôle de l'agence. (c) Le Congrès lui-même a le General Accountability Office, le Congressional Budget Office et le Congressional Research Service, qui enquêtent, à des degrés divers, et rédigent des rapports sur les agences du pouvoir exécutif.

19. Contrôle non gouvernemental. Ceci est également plus étendu que celui du secteur privé. La presse nationale, les médias généralistes et la presse spécialisée couvrent largement le pouvoir exécutif. Il existe plusieurs «groupes de réflexion» concernant presque tous les aspects du pouvoir exécutif, qui rédigent des rapports critiquant les actions du pouvoir exécutif. Les parties prenantes concernées du secteur privé ou public fourniront des informations et conduiront à la presse et au Congrès. Ces parties prenantes sont fréquemment organisées par le biais d'associations professionnelles ou d'organisations non gouvernementales, qui savent comment influencer l'action gouvernementale.

20. Les «lanceurs d'alerte» reçoivent plus d'encouragements et de protection dans le gouvernement que dans le secteur privé et sont donc plus actifs. Ils fournissent un aperçu et des informations au Congrès, aux médias et / ou aux parties prenantes concernées en raison de différences de politique avec l'administration, de la colère contre leur employeur ou pour d'autres raisons.

21. Le gouvernement agit beaucoup plus lentement que le secteur privé; il y a peu de sentiment d'urgence ou de temps. L'analogie du temps et de la distance nécessaires pour faire tourner un pétrolier est appropriée.

22. Le personnel de carrière, et parfois politique, du pouvoir exécutif a la capacité de ralentir et / ou de faire dérailler les actions du secrétaire ou du président en se conformant très lentement ou en se conformant «apparemment» aux décisions et / ou ordres. Ceux qui souhaitent ralentir ou retarder l'action peuvent fournir des informations à des personnes dans d'autres parties du pouvoir exécutif ou plus souvent à des personnes extérieures au pouvoir exécutif dans le secteur privé ou au pouvoir législatif dans l'espoir de contester ou de remettre en question l'action dirigée par le secrétaire ou le président. Un tel manque de soutien du chef de l'organisation et / ou de loyauté envers l'organisation se produirait rarement dans le secteur privé.

23. Étant donné que les élus politiques savent que leur ancienneté est très limitée, ils passent souvent un temps disproportionné à envisager ou à travailler à leur prochaine activité dans le secteur privé. Cette distraction, avec ses implications sur la performance de l'individu et de ceux qui se situent au-dessus ou au-dessous de l'individu, ne se produit pas dans le secteur privé.

24. Au sein du gouvernement, les questions sont rarement décidées de manière «permanente» avec peu de chances de modification ou de renversement. Les changements de contrôle de la Maison Blanche, ou de l'une ou des deux chambres du Congrès, peuvent souvent conduire à un réexamen de décisions antérieures de la firme, que la situation des faits externes ait ou non changé de manière significative.

25. Étant donné que le mandat des employés politiques est limité par rapport aux employés de carrière et que l'expérience pertinente des employés politiques est susceptible d'être inférieure à celle des employés de carrière, il existe d'importantes possibilités de conflits entre la «société B», c'est-à-dire les employés de carrière qui «B là avant et B là après» les employés politiques. Les employés de carrière reconnaissent que le Congrès ou le secteur privé peuvent réagir négativement aux changements proposés ou mis en œuvre par des employés politiques qui seront démis au moment où la réaction négative affectera l'organisation gouvernementale.

Future. Ancien combattant d'Union Carbide Corp., il a été secrétaire adjoint pour l'énergie fossile au ministère de l'Énergie pendant l'administration Reagan et un directeur clé du ministère de la Sécurité intérieure de l'administration de George W. Bush.

[Remarque: Cet article a été initialement publié le 1er mai 2013. Il a été révisé et mis à jour par l'auteur le 29 décembre 2020.]

Calendrier des événements

Asia Turbomachinery & Pump Symposium

Date / date de l'événement	Février 23 - 25, 2021
La description	Le Symposium sur les turbomachines et les pompes en Asie est un événement incontournable de l'industrie, offrant un forum d'échange d'idées entre les ingénieurs et techniciens d'équipements rotatifs du monde entier. À l'approche de son troisième programme biennal, l'ATPS se fait connaître pour son impact sur les industries des turbomachines, des pompes, du pétrole et du gaz, de la pétrochimie, de l'énergie, de l'aérospatiale, de la chimie et de l'eau.
Emplacement	Centre de conventions de Kuala Lumpur Kuala Lumpur, Malaisie
Information additionnelle	https://atps.tamu.edu

PowerGen International

Date / date de l'événement	Mars 30 - Avril 1, 2021
La description	L'exposition et sommet PowerGen International sert de centre d'affaires et de réseautage pour 15 000 producteurs d'électricité, services publics et fournisseurs de solutions engagés dans la production d'électricité.
Emplacement	Orange County Convention Center Orlando, FL États-Unis
Information additionnelle	www.powergen.com

NAPEC

Date / date de l'événement	15 - 18 mars 2021
La description	NAPEC est Le plus grand salon professionnel international de l'industrie pétrolière et gazière en Afrique, dédié au marché de l'Afrique du Nord, Consacré aux

	activités de l'Upstream, le Midstream et le Downstream et tous les fournisseurs de produits, services et technologies qui gravitent autour de l'activité pétrolière et gazière.
Emplacement	Oran - Algérie
Information additionnelle	contact@napec-dz.com www.napec-dz.com
	  

ERA 11

Date / date de l'événement	Mai 24 - 26, 2021
La description	<p>En raison du contexte sanitaire, Myriade Communication a pris la décision de reporter la onzième édition du Salon international des énergies renouvelables, des énergies propres et du développement durable, Era 2020.</p> <p>Initialement programmé du 19 octobre au 21 octobre 2020, au Centre des conventions d'Oran, la 11ème édition du Salon Era se déroulera du lundi 24 mai au mercredi 26 mai 2021.</p> <p>Myriade Communication travaille dès à présent à organiser la 11ème édition du Salon Era, aux nouvelles dates arrêtées, dans le respect scrupuleux des mesures sanitaires requises.</p>
Emplacement	Centre de conventions d'Oran.
Information additionnelle	https://era.dz/salon/fr

المعرض الدولي للطاقات المتجددة، الطاقات النظيفة و التنمية المستدامة
SALON INTERNATIONAL DES ENERGIES RENOUVELABLES,
DES ENERGIES PROPRES ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

11ème **Édition** **24-25-26**
MAI 2021
centre de conventions d'Oran

Références

www.powermag.com

www.turbomachinerymag.com

www.euro-energie.com

www.napec-dz.com/

www.era.dz

La mission de la division veille est d'assurer la veille stratégique (technologique, normative, concurrentielle, économique ...) au sein de la société algérienne de production d'électricité, pour plus de détails, veuillez contacter la division veille.

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

SPE – Décembre 2020 -