

europ *Energies*

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses	p.2
Vendeur / acheteur du mois :	
Axègaz et Duc	p.6
Efficacité énergétique :	
les nouvelles offres de Cofely	
Services	p.7
Vendeur du mois :	
Alterna	p.9
Mot du juriste :	
infrastructure gazière entre	
terminaux GNL de Dunkerque	
et Zeebrugues	p.10
Flashes	p.12
Marchés	p.16

Indicateurs spot

	30 juillet	31 août	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Epex France	32,44	32,16	-0,28
Epex All.	30,18	31,69	+1,51
Gaz* (p/th)			
NBP	42,82	40,36	-2,46
Zeebrugge	42,59	41,56	-1,03
Zeeb. €/MWh	20,81	19,47	-1,34
Pétrole			
Brent (\$/b)	54,92	47,97	-6,95
Gasoil (\$/t)	478,00	484,00	+6,00
Fuel Oil (\$/t)	265,50	232,00	-33,50
Monnaies			
€/US (1€ =)	1,09	1,12	+0,03
€/£ (1€ =)	0,70	0,73	+0,03

* Base, *dayahead*, moyennes du mois écoulé.
p=pence. th=therm. b=baril de 160 litres. t=tonne.

Edito

La première moitié de la décennie actuelle a été marquée par une amélioration remarquable de la compétitivité du solaire photovoltaïque (PV). C'est la conclusion majeure d'une étude* que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) ont publiée fin août, après avoir passé en revue 188 unités de production d'électricité dans 22 pays. Les sources d'électricité dites « de base » (charbon, cycle combiné au gaz naturel et nucléaire) ont vu leurs coûts augmenter par rapport à l'édition 2010 de cette étude. La hausse est très faible pour le gaz (une quasi-stabilité, en fait, à environ \$US105/MWh), elle est de l'ordre de 10 % pour le charbon (à environ \$US100/MWh, sans captage et stockage du CO₂, ce qui l'aurait fortement défavorisé), et elle atteint 20 % (à environ \$US120/MWh) pour le nucléaire.

Cette comparaison est d'autant plus intéressante que l'hypothèse de calcul retenue est celle d'un coût actualisé à 10 %, ce qui est un taux élevé, favorisant les investissements à forte intensité capitalistique, comme le nucléaire, et qu'elle ne prend pas en compte la dernière chute des prix des énergies fossiles. Il s'agit d'indices médians, masquant des fourchettes très larges de coûts pour chaque source d'énergie considérée, qui s'expliquent principalement par la couverture géographique

étendue de l'étude. Pour le nucléaire, par exemple, le coût courant (sans actualisation) varie de \$US1087/kWe en Corée du Sud à \$US6215/kWe en Hongrie !

L'étude note une très légère amélioration de coût de l'énergie éolienne, dont l'indice médian (à 10 % d'actualisation) s'établit à environ \$US100/MWh en 2015. En coûts courants, la fourchette de l'éolien terrestre va de \$US1571/kWe aux USA à \$US2999/kWe au Japon. Celle de l'éolien offshore est presque deux fois plus élevée. En revanche, la chute enregistrée en cinq ans

dans le coût de l'énergie solaire (PV) est tout simplement extraordinaire, puisque son indice médian tombe d'environ \$US500/MWh dans l'étude 2010 à environ \$US200/MWh en 2015 (-60 %). Pour les parcs PV de taille industrielle sur terre, le coût courant du solaire varie de \$US1200/kWe en Allemagne à \$US2563/kWe au Japon. Celui des parcs solaires du secteur tertiaire est moins élevé. Les progrès réalisés par le solaire PV en un laps de temps relativement limité sont tout simplement uniques. Dommage que ce soit une source d'électricité aussi volatile et inégalement disponible sur la planète. ▼

Pierre Terzian

* Projected Cost of Generating Electricity, édition 2015.

Analyses

Belgique : l'État et Electrabel sont parvenus à un accord sur le nucléaire

Un projet de loi sur la prolongation du nucléaire est attendu. Le dossier de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique repasse dans le vert.

Le 29 juillet, le gouvernement fédéral belge et Electrabel ont signé un accord de principe sur les conditions de prolongation de dix ans d'exploitation des réacteurs de Doel 1 et de Doel 2, et sur la contribution nucléaire. Un projet de loi doit être déposé à la rentrée. Il est prévu, pour les réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, un montant forfaitaire de 200 millions d'euros en 2015 et de 130 millions d'euros en 2016. À partir de 2017, la contribution sera revue selon une formule à établir qui tiendra compte de l'évolution des

sera versée à hauteur de 40 % à l'État. Cette marge a été évaluée entre 421 millions et 507 millions d'euros en 2014 par la Creg. Spécifiquement pour la prolongation de Doel 1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros par an sera due à partir de 2016 et jusqu'en 2025. Cette redevance alimentera le fonds de transition énergétique créé par la loi du 28 juin 2015. En outre, l'accord clôt un litige en cours entre les deux parties relatif aux sites inoccupés, pour un montant complémentaire de 100 millions d'euros en 2015 et de 20 millions d'euros en 2016.

Cet accord lève une partie des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique sur les dix années à venir. À l'issue de cette signature, Engie a indiqué que ce cadre lui permettait d'investir 700 millions d'euros pour la prolongation de la durée de vie de Doel. Il a déjà prévu un investissement de 600 millions d'euros pour la prolongation de Tihange 1. Néanmoins, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) doit encore se prononcer sur la prolongation de Doel 1 et 2. À plus court terme, les réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2 sont toujours à l'arrêt, suite à la découverte de microfissures dans les cuves. Ils attendent le feu vert de pour redémarrer. Pour le moment, Electrabel estime jusqu'au 1^{er} novembre 2015 la durée d'indisponibilité de ces deux réacteurs.

La réserve stratégique

En anticipation d'une éventuelle décision ministérielle de constituer une réserve stratégique pour l'hiver 2016-2017, Elia a commencé à préparer la procédure d'appel d'offres qui pourra être organisée début 2016. Une première réunion de concertation dans le cadre d'un groupe de travail (« Task Force ») sur les modalités de cet appel d'offres a eu lieu le 2 septembre. Pour l'hiver 2015-2016, les besoins en réserve stratégique devraient être couverts, estime Elia. 750 MW ont été contractés en 2014 et les offres valablement remises dans le cadre de l'appel d'offres pour l'hiver 2015-2016 s'élèvent à 805 MW. En outre, des centrales de cogénération (130 MW) devraient revenir sur le marché et le redémarrage de Doel 1 (433 MW) devrait combler le manque restant. Pour rappel, en novembre 2014, les besoins en réserve stratégique avaient été évalués à 3500 MW, mais certaines centrales qui devaient être fermées vont finalement rester sur le marché et les actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie portent leurs fruits. Au total, fin juillet 2015, il ne restait plus que 1350 MW à couvrir.

coûts, du volume de production et du prix de l'électricité. La taxe nucléaire fixée par le gouvernement précédent s'élevait à 550 millions d'euros. En outre, la marge bénéficiaire des quatre réacteurs

La Belgique doit procéder à une évaluation à moyen terme

Par ailleurs, la ministre fédérale de l'Énergie, Marie-Christine Marghem, a missionné la Creg pour déterminer les mesures à prendre afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Le régulateur a rendu son rapport le 4 juin 2015 et l'a publié fin août. Il estime que la réserve stratégique est un dispositif qui fonctionne pour assurer, à court terme, la sécurité d'approvisionnement du pays. Mais l'une des principales conclusions de la Creg est que la Belgique doit mettre en place un système fiable d'évaluation des besoins de capacité de production d'électricité à moyen terme, soit à cinq et dix ans. Cette évaluation devra prendre en compte la gestion de

la demande (« demand response ») et l'évolution des capacités d'interconnexion avec les pays voisins. En attendant, bien malin qui pourra déterminer si un problème d'adéquation apparaîtra après 2018 et les moyens à mettre en œuvre pour y pallier. Actuellement, l'analyse de l'état de la sécurité d'approvisionnement du pays assurée par Elia ne concerne que la période hivernale à venir. Et les acteurs du marché, consultés par le régulateur, ont tendance à estimer que les problèmes d'adéquation sont moindres que ceux pointés par le GRT.

Dans son étude, la Creg fait des propositions pour améliorer le fonctionnement du marché de l'énergie et de la réserve stratégique. Par exemple, il faudrait définir dans quelles conditions une unité participant à la réserve stratégique peut revenir dans le marché. Autre recommandation : le prix du déséquilibre pour les unités de production hors réserve stratégique devrait être abaissé pour diminuer leur risque financier en cas de panne imprévue. Pour le moyen terme, l'analyse des besoins indiquera s'il faut envisager la mise en œuvre d'un marché de capacité. La réser-

ve stratégique « ne pallie pas l'absence de signaux de prix de long terme permettant les investissements », rappelle la Creg. « La mise en place d'un mécanisme de [marché de capacité] est envisageable en remplacement de la réserve stratégique, si une analyse fiable des besoins à moyen terme [cinq à dix ans] démontre des besoins importants de nouvelles capacités de grande taille », ajoute le régulateur. Néanmoins, il rappelle que la mise en place de ce type de dispositif est longue, complexe et coûteuse, sans que son efficacité soit toujours démontrée. En outre, les opinions divergent sur le modèle de marché de capacité. Le régulateur préconise cependant les caractéristiques que devra présenter le dispositif, s'il s'avère nécessaire. Il faudra qu'il soit basé sur les volumes ; généralisé à l'ensemble des capacités (production, demande, en projet, existantes) ; neutre sur le plan technologique ; centralisé avec un acheteur unique ; avec participation facultative ; octroyant des contrats de un à trois ans ; dans lequel le revenu ne puisse être que complémentaire aux autres rémunérations de capacité. Un modèle donc assez éloigné de celui retenu par la France...

France : l'évolution des tarifs n'incite pas à anticiper leur extinction

L'évolution des prix de l'électricité au 1^{er} août ne couvre pas les coûts d'EDF. Une décision qui augure mal de l'accompagnement, par le gouvernement, de la fin des TRV jaunes et verts.

Le 29 juillet, la Cre a publié un avis négatif sur les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité jaunes et vert proposées par le gouvernement pour le 1^{er} août 2015. Le régulateur souligne qu'elles sont « très insuffisantes pour réaliser l'intégralité du rattrapage tarifaire de 2012 à 2014 d'ici au 31 décembre 2015 ». Les TRV ont augmenté de 0,9 % en moyenne pour les jaunes et de 4 % pour les verts, alors que des hausses de respectivement 2,5 % et 10,9 % auraient été nécessaires. Pour rappel,

les évolutions tarifaires du 23 juillet 2012 et du 1^{er} août 2013 ne permettaient pas de couvrir les coûts comptables d'EDF. La Cre a estimé que le niveau de sous-couverture était de 509 millions d'euros pour 2012 et de M€627 pour 2013. Les tarifs fixés au 1^{er} août 2013 sont restés en vigueur jusqu'au 31 octobre 2014. Sur la période du 1^{er} janvier au 31 octobre 2014, l'écart entre les coûts et recettes issus des TRV est estimé à M€922. Des rattrapages partiels ont été réalisés depuis le 1^{er} novembre 2014, estimés à M€205.

Les TRV ne couvrent plus les coûts d'EDF

On peut se demander comment EDF pourra récupérer le manque à gagner sur les tarifs jaunes et verts puisque ceux-ci vont disparaître au 31 décembre 2015. Pourtant, comme le rappelle la Cre dans son avis, le juge des référés du Conseil d'État avait insis-

té, dans sa décision de janvier 2015, sur l'obligation de procéder à ce rattrapage. « Nous ne pouvons pas cautionner le raisonnement du gouvernement qui consiste à augmenter le déficit tarifaire et à reporter à plus tard son apurement », a réagi Fabien Choné, directeur général délégué de Direct Energie et président de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode), sollicité par EUROP'ENERGIES. Mais pour l'Anode, le problème principal reste que, depuis l'arrêté du 30 octobre 2014 mettant en œuvre la méthode de tarification par empilement, les TRV ne couvrent plus les coûts d'EDF. « Nous regrettons vivement que la Cre, dans son avis, n'ait pas alerté sur les problèmes posés par la non-couverture des coûts », explique Fabien Choné. « La contestabilité [la possibilité pour les alternatifs de concurrencer les TRV, NDLR] n'est possible que si les TRV couvrent effectivement les coûts de l'opérateur historique », ajoute-t-il. L'Anode envisage de lancer un recours contre l'arrêté tarifaire fixant les évolutions au 1^{er} août 2015.

De son côté, la Cre est préoccupée par ce que ces décisions tarifaires augurent de l'accompagnement de la fin des TRV d'électricité pour l'ensemble des clients ayant un contrat dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA. Plus de 440 000 sites sont concernés. Selon l'observatoire de la Cre, au 31 mars, 92 % des sites moyens non résidentiels (92 % en volume), en majorité assimilables aux clients ayant souscrits un tarif jaune, et 78 % des grands sites non résidentiels (38 % en volume), assimilables aux clients ayant souscrits un tarif vert, n'avaient pas encore souscrit d'offres de marché. Le régulateur regrette que les hausses d'août « ne donnent pas aux consommateurs un signal suffisamment incitatif à choisir une offre de marché d'ici au 31 décembre ». En outre, la Cre recommande au gouvernement, « au regard de ce qui précède et des difficultés rencontrées lors de la première échéance de fin des TRV de gaz naturel, de veiller à ce que le niveau de l'offre transitoire soit fixé à un prix suffisamment dissuasif pour inciter les clients à souscrire une offre de marché au plus tard le 1^{er} juillet 2016 ».

France : Flamanville 3 entrera en service fin 2018

EDF relève à 10 milliards le coût de l'EPR de Flamanville. Les EPR de Taishan, en Chine, devraient être les premiers à démarrer dans le monde.

Jean-Bernard Lévy, PDG d'EDF, dans une opération de « transparence », a présenté, le 3 septembre, l'avancée du chantier de construction de l'EPR de Flamanville (1650 MW), réacteur nucléaire tête de série pour cette nouvelle technologie. Il a indiqué un coût actualisé de 10,5 milliards d'euros (en euros 2015) pour la réalisation du projet, contre 8,5 milliards d'euros (en euros 2011) annoncé fin 2012 et très loin des 3,3 milliards d'euros du devis initial. En outre, la mise en service de l'installation est repoussée au quatrième trimestre 2018. La dérive des coûts est notamment liée à l'allongement des délais, assure Jean-Bernard Lévy. Nommé en novembre 2014, le PDG a pris le temps d'examiner le dossier

et de revoir l'organisation autour d'un « management resserré et direct », avec la nomination de Xavier Ursat, directeur Ingénierie et Nouveaux projets nucléaires, et de Laurent Thieffry, directeur du projet Flamanville 3. La nouvelle feuille de route prévoit la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au premier trimestre 2016, le début des essais d'ensemble au premier trimestre 2017 et le chargement du combustible et le démarrage du réacteur au quatrième trimestre 2018.

Réussir Flamanville 3 : « une priorité absolue »

« Réussir Flamanville 3 est à notre portée. Nous en faisons une priorité absolue », a martelé Jean-Bernard Lévy. C'est un élément clé pour le développement international d'EDF et dans la perspective du renouvellement du parc nucléaire français. « Notre stratégie est basée sur la complémentarité entre le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques », a rappelé le PDG. EDF doit faire face, à l'international, à de nouveaux compétiteurs et à des nouveaux pays qui se lancent dans

le nucléaire. En effet, les deux EPR en construction à Taishan, en Chine, pourraient être les premiers à entrer en service dans le monde : la fin du chantier est prévue pour fin 2015. EDF participe à ce chantier dans le cadre d'un partenariat avec China General Nuclear Power Corporation (CGNPC), qui en est l'opérateur. Au Royaume-Uni, « la décision finale d'investissement pour deux réacteurs nucléaires à Hinkley Point C devrait être prise très prochainement », a rappelé Lévy. Elle est reportée depuis 2014, mais EDF, opérateur du projet, espère une conclusion et surtout un accord avec ses co-investisseurs — CGNPC et China National Nuclear Corporation (CNN) — d'ici à la fin 2015. « Les discussions avec, d'une part le gouvernement britannique, et, d'autre part, nos partenaires chinois, sont en phase finale », a ainsi expliqué Lévy. Le démarrage des réacteurs d'Hinkley aura lieu en 2023 au

plus tôt. Quant à l'EPR finlandais Okiluoto 3, il ne devrait entrer en service qu'en 2018. L'opérateur de cette future installation est le Finlandais TVO et le chantier a été confié au consortium Areva-Siemens.

Autre perspective pour EDF en France : la mise à l'arrêt d'une centrale nucléaire en accord la loi sur la transition énergétique publiée cet été. Le texte prévoit en effet le plafonnement à 63,2 GW de la puissance installée nucléaire. La mise en service de Flamanville 3 impliquera donc l'arrêt d'autres réacteurs. EDF devra annoncer 18 mois avant la connexion de Flamanville au réseau ses intentions en matière d'arrêt de certaines capacités pour se conformer à la loi, donc dans le courant de l'été 2017. Pour l'instant, le choix du gouvernement reste la fermeture de Fessenheim, a indiqué Jean-Bernard Lévy.

L'offre de GNL va augmenter en Méditerranée

Bonne nouvelle pour les acheteurs de GNL en Méditerranée. Eni a découvert un gigantesque gisement de gaz sur le prospect de Zohr, au large de l'Égypte.

Le potentiel est évalué à 850 Gm³ de gaz, pour le moment. L'entreprise italienne estime qu'elle peut en découvrir « encore plus ». Quoi qu'il en soit, Zohr représente déjà « la plus grande découverte de gaz en Méditerranée à ce jour » et peut-être « l'une des plus grandes réserves de gaz naturel au monde », selon Eni. Voilà qui tombe à pic pour l'Égypte, en proie à une sévère pénurie de gaz et — par ricochet — d'électricité. Les réserves de Zohr permettront à l'Égypte de ne plus importer de gaz pendant plusieurs décennies, mais Eni envisage aussi d'exporter une partie du gaz sous forme de GNL. Chez Eni (qui détient 100 % de Zohr), on se dit prêt à agir vite : une décision finale d'investissement pourrait être prise d'ici à la fin de l'année et les premiers forages débuteraient en janvier ou en février 2016. La production pourrait démarrer à une première échelle dès 2017, avec une connexion de Zohr à

un gazoduc existant. Le groupe italien se montre très confiant car, dit-il, il s'agira d'un développement « low cost » : le gisement est situé non loin des infrastructures d'Eni dans la région et le projet sera financé par les fonds propres de l'entreprise.

L'Égypte dispose de deux usines de liquéfaction : Idku (7,2 Mt/an ou 9,4 Gm³/an), opérée par BG ; et Damiette (5 Mt/an 6,6 Gm³/an), opérée par Union Fenosa Gas (une filiale 50/50 Eni/Gas Natural), qui détient 80 % de cette usine. Ces usines approvisionnaient des clients européens en Méditerranée, notamment en Espagne. Elles ont été mises à l'arrêt à cause de la pénurie de gaz en Égypte. Cette pénurie peut être résorbée avec environ 10 Gm³/an. Or, selon le ministre égyptien du Pétrole, au vu de ses réserves actuellement connues, Zohr peut produire 27 à 31 Gm³/an de gaz. Autrement dit, si ses réserves se confirment, ce champ pourra couvrir aussi bien les besoins en gaz de l'Égypte que ceux de ses usines de GNL. Le Caire ne pourra plus invoquer la clause de « force majeure » pour continuer de ne plus fournir de gaz à ses usines de liquéfaction. Jusqu'ici, il envisageait d'approvisionner celles-ci par du gaz devant venir d'Israël. Il peut maintenir ce projet (et devenir ainsi un « hub régional » de gaz) ou décider d'approvisionner les usines de GNL grâce à la découverte d'Eni.

Vendeur/acheteur du mois

France : Duc va alimenter deux sites au GNL par Axègaz

Le volailler a choisi la solution proposée par Axègaz. Son usine de Chailley est l'un des six sites alimentés par la société spécialisée dans la fourniture de GNL.

Duc est une entreprise agroalimentaire française de taille moyenne (185 millions d'euros de chiffres d'affaires en 2014) spécialisée dans l'élevage, l'abattage et la transformation des volailles. Elle opère quatre usines en France. Les sites de Saint-Bauzely (près de Nîmes) et de Gouaix (près de

Provins) sont raccordés au réseau de gaz naturel, alors que celui de Riec-sur-Belon (Finistère) est alimenté au fuel domestique. L'usine de Chailley (Bourgogne), la plus énergivore de l'industriel (22 500 MWh/an), était approvisionnée en fuel lourd avant le passage au GNL. Toutes les activités de Duc demandent un apport en chaleur important (vapeur, eau chaude sanitaire, cuisson des farines, chauffage des 'couvoirs', etc.). « À Chailley, nous sommes à 9 km du réseau gazier. Nous avons envisagé de demander un raccordement, mais c'est assez compliqué parce que les tuyaux devraient traverser trois communes. En 2011-2012, nous avons donc commencé à examiner la solution du GNL porté, qui émergeait tout juste.

Zoom :

Les deux axes de développement d'Axègaz

Axègaz, une entreprise spécialisée dans les solutions d'approvisionnement en GNL, fondée en 2012, a finalisé, début juillet, une nouvelle levée de fonds de 3,7 millions d'euros auprès notamment de fonds gérés par 123Venture (EUROP'ENERGIES de janvier 2013). La société entre dans une nouvelle phase de croissance et veut développer sa présence commerciale en France et en Europe. Son activité nécessite des investissements lourds pour financer des unités de stockage et de regazéification du GNL, ainsi que l'installation de stations-service. En effet, elle poursuit deux axes de développement de ses activités : le GNL de détail pour fournir des sites industriels non raccordés aux réseaux de gaz (et peut-être un jour alimenter également des communes) et le GNL véhicule.

Côté alimentation de sites industriels

« À ce jour, nous comptons six déploiements et notre chiffre d'affaires pour 2015 s'élève à 3 millions d'euros. Nous avons près de 70 projets à l'étude », indique Bernard Rosso, responsable du développement commercial auprès de l'industrie d'Axègaz, à EUROP'ENERGIES. La mise en œuvre d'un tel projet prend entre six mois et un an. « On installe la citerne de GNL et le vaporisateur chez le client, qui nous loue ces installations. Il faut que le site consomme suffisamment pour couvrir le prix de la location par les économies réalisées entre le prix d'achat du fuel ou du propane et celui du GNL », explique Bernard Rosso, qui estime à environ 500 tonnes de fuel/propane consommés par an la taille critique des usines pouvant tirer bénéfice d'un basculement au GNL. Néanmoins, des sites plus petits peuvent aussi en tirer profit. C'est le cas de l'usine d'IFF, située à Aumont-Aubrac, en Lozère, qui ne consommait que 250 tonnes de propane. « Dans le cas du groupe IFF, un fabricant d'huiles essentielles, la motivation est largement environnementale, mais le site a tout de même fait des économies », explique Bernard Rosso. Si Axègaz propose des contrats clés en main et s'il accompagne le client dans ses démarches administratives, son métier est avant tout d'acheter le GNL et de le vendre à des prix les plus attractifs possibles.

Côté transport

Axègaz met particulièrement l'accent sur ce nouvel axe de développement. « Notre objectif est de monter progressivement un réseau de stations-service publiques de gaz naturel véhicule sur le territoire français, près des grands axes routiers et des zones logistiques importantes », explique Bernard Rosso. La société a déjà une quinzaine de sites d'implantation en vue et elle a obtenu des accords pour deux terrains. La première station-service d'Axègaz devrait voir le jour à Lille-Lesquin en janvier 2016. Elle distribuera du GNL et du GNC (gaz naturel comprimé).

Nous avons monté le dossier en 2013-2014 », détaille Damien Calandre, directeur industriel et achat de Duc, pour EUROP'ENERGIES. Un appel d'offres a été lancé. « Environ cinq sociétés y ont répondu. Les commerciaux d'Axègaz se sont montrés les plus motivés », résume Damien Calandre.

Un ROI estimé à deux ans

« Nous avons fait une étude comparative entre le fuel lourd et le GNL. Selon nos prévisions, le retour sur investissement pour Duc sera de 18 à 24 mois », estime le directeur industriel et achat. Sur le site de Chailley, Axègaz a installé un réservoir cryogénique de 92 m³, associé à deux vaporisateurs pour regazéifier le GNL et alimenter l'usine en gaz. En outre, le contrat d'exploitation de la chaufferie arrivait à échéance. C'était l'occasion de le mettre en concurrence et de le faire évoluer. Dalkia, le prestataire retenu par Duc, a adapté les brûleurs des chaudières de l'usine. Le site a totalement basculé au gaz en mars 2015, après avoir obtenu l'autorisation administrative. « Nous portons le financement de l'installation et nous louons la citerne à Duc. Le contrat court sur cinq ans. Nous avons aidé Duc à toutes les étapes du projet », précise Bernard Rosso, responsable du développement commercial auprès de l'industrie d'Axègaz. C'est une convention tripartite : Axègaz fournit le GNL à Dalkia, à raison d'un ou deux

camions par semaine, et gère le remplissage de la cuve ; Dalkia vend de la chaleur à Duc. Pour la mise aux normes des chaudières, l'investissement s'est élevé à environ 300 000 euros. Le financement de ces travaux a été porté par Dalkia.

Même si les prix des produits pétroliers ont baissé depuis le pic de 2011-2012, le schéma reste très rentable pour Duc, qui estime à plus de 10 % ses économies futures sur sa facture d'énergie. En outre, le producteur de volailles est particulièrement satisfait de l'évolution de ses chaudières : « Elles sont nettement plus performantes et plus réactives. La production de chaleur est plus linéaire et les coûts d'entretien sont moins élevés », se réjouit Damien Calandre. Cela a été l'occasion pour Duc de lancer un processus plus large de recherche d'économie d'énergie. L'industriel va maintenant faire basculer son usine de Riec-sur-Belon au GNL. Ce site consomme environ 5400 MWh/an. L'usine est alimentée par deux chaudières au fuel domestique. « Pour ce site, nous n'avions pas d'autre alternative, car il est éloigné du réseau de gaz naturel. Comme le prix du fuel domestique est très élevé, nous estimons que nos économies devraient représenter 25 % de la facture d'énergie avec le passage au GNL », précise Damien Calandre. Axègaz a été retenu aussi pour Riec. Le passage du fuel au gaz devrait se faire à la fin de cette année.

Effacité énergétique

Les nouvelles offres de Cofely Services

La filiale d'Engie développe ses offres comme des modules intégrables, depuis l'approvisionnement en énergie jusqu'aux services associés. Principe et nouveaux développements.

« Le socle de notre métier, c'est la performance énergétique, tout ce qui a trait à la transition énergétique. Nous déclinons largement cette 'promesse' selon

trois piliers : l'amont, pour un mix énergétique aussi vertueux et économique que possible ; la performance énergétique du procédé industriel, au sens large, et des bâtiments ; et l'aval, pour la sensibilisation de l'utilisateur aux éco-gestes », résume Alain Colle, directeur commercial de Cofely Services, pour EUROP'ENERGIES. La société développe des offres applicables à l'industrie, d'une part, et aux bâtiments tertiaires, d'autre part. L'atout de Cofely Services est de pouvoir offrir une large gamme de services, qui peuvent être contractés indépendamment ou être combinés. « Nous essayons de développer une politique commerciale par agrégation de briques com-

plémentaires. Tout s'emboîte, ce qui permet de personnaliser les offres », explique Alain Colle. La gamme des offres de la société s'enrichit au fil du temps, notamment avec l'évolution des systèmes d'information et de communication. Le « big data » et le « smart » donnent une nouvelle dimension aux services énergétiques. Alain Colle en présente quelques développements.

Cofely Services s'adresse aux industriels de toutes tailles. Comme toutes les grandes sociétés de services énergétiques, elle traite la question des fluides autour du « process » industriel, mais elle prépare également une toute nouvelle offre, qui doit permettre à l'industriel « d'aller chercher l'optimum de fonctionnement de son 'process' », explique Alain Colle. Cette solution est développée au sein d'une start-up interne appelée « Blu-e ». « Le système des 'big data' permet de stocker un volume important de données dans le 'cloud'. L'idée est de suivre la consommation d'un procédé minute par minute et d'enregistrer l'évolution d'une série de paramètres, choisis avec les ingénieurs de l'usine. Cela permet de déterminer les réglages des différents paramètres qui permettent un fonctionnement optimal du 'process' », détaille le directeur commercial de Cofely Services. Cette approche statistique a été testée sur une quinzaine de sites. Elle s'adresse aux très grands consommateurs exploitant notamment des procédés de séchage. « Selon nos premières estimations, les économies d'énergie seraient comprises entre 10 et 15 %, même pour des installations déjà optimisées », indique Alain Colle. La commercialisation de cette offre va bientôt être lancée.

Mise en œuvre de modèles prédictifs en aval

Sur le segment des bâtiments tertiaires, Cofely complète ses services en aval, avec la mise en œuvre de modèles prédictifs. Une offre est en cours de construction au sein de la start-up interne « Deep-Ki », créée il y a un peu moins d'un an au sein d'Engie. « L'idée est d'arriver à estimer, à partir de la compilation de données sociologiques et de consommation, quels sont les sites potentiellement les plus énergivores. C'est un outil d'aide à la décision, qui permet de prévoir où l'on doit porter en priorité les efforts d'efficacité énergétique »,

explique Alain Colle. Ce dispositif « d'audit virtuel » s'adresse aux multi-sites, tels que des chaînes de magasins. « Les dispositions réglementaires prévoient que les audits énergétiques obligatoires doivent porter sur 65 % de la consommation totale du groupe. Dans ce cadre, il est particulièrement intéressant de cibler les magasins par lesquels on doit commencer... », explique le directeur commercial. Le modèle a déjà été testé auprès de quelques clients et il va continuer de l'être auprès de plusieurs prospects.

Sensibilisation des utilisateurs finals à la maîtrise de l'énergie

Un autre grand axe de développement des services énergétiques est celui de la sensibilisation des utilisateurs finals à la maîtrise de l'énergie. Cofely Services propose depuis six mois une offre « D'Effi ». « Une fois le système d'approvisionnement et la performance du bâtiment optimisés, la dernière piste d'économie d'énergie est de former les occupants aux éco-gestes », rappelle Alain Colle. Ce dispositif commence par un audit mené notamment par des sociologues. Ensuite, des recommandations sont émises. « D'Effi propose la mise en place d'un plan d'action mobilisateur sous la forme de 'défis' énergétiques. On propose des challenges à thèmes et des outils permettant de visualiser les résultats. Par exemple, dans une tour, on mesure quel étage aura été le plus vertueux en matière d'économie d'énergie », explique Alain Colle. Ces dispositifs sont « extrêmement mobilisateurs », assure-t-il.

Enfin, Cofely Services complète ses offres avec les services associés (gardiennage, ménage, entretien, etc.). Une tendance qui s'est fortement accentuée au Royaume-Uni, où Cofely est bien implanté (EUROP'ENERGIES d'avril 2015), et que l'énergéticien importe sur le Continent. « Nous travaillons depuis trois ou quatre ans sur le développement de ce type d'offres. Nous disposons d'un réseau de prestataires et d'un système de pilotage centralisé, qui nous permet de comparer les solutions disponibles », détaille Alain Colle. Le domaine des services énergétiques est en pleine mutation. Le nombre des acteurs se multiplie, venant d'horizons divers. Cofely Services s'adapte à ce contexte changeant et intègre les nouvelles technologies.

Le vendeur du mois

Alterna développe de nouvelles offres

La société de commercialisation de 45 ELD veut augmenter ses ventes d'électricité à 3 TWh et ses ventes de gaz à 1 TWh en France.

En juin, Alterna a accueilli sept nouvelles entreprises locales de distribution (ELD). Elle compte désormais 45 partenaires. Cette société, créée en 2005, permet à ces ELD de commercialiser du gaz et de l'électricité en dehors de leurs zones de desserte. Elle permet une optimisation de l'approvisionnement, notamment via la salle de marché mise en place en 2003 par Sorégies, la plus importante des ELD partenaires d'Alterna. Avec la fin des tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz et d'électricité pour les professionnels, ces fournisseurs historiques locaux doivent faire face à la concurrence sur leurs territoires respectifs. La vente d'énergie via Alterna leur permet de conserver des clients multi-sites, disposant de points de livraison ailleurs que sur leur zone historique, et de compenser les pertes de clients. « Notre priorité est de fidéliser nos clients historiques sur l'ensemble des territoires des membres. Cela représente 5000 sites aux tarifs jaunes et verts, pour un volume d'environ 1 TWh », explique Sylvain Gomont, directeur général d'Alterna, à EUROP'ENERGIES. Une démarche entamée depuis l'année dernière déjà. « Nous avons commencé début 2014 à informer nos clients de la fin des TRV. Mais c'est surtout en ce moment que l'activité bat son plein. Les clients ont intensifié leurs sollicitations depuis le mois de mars », précise le DG.

Alterna propose des offres de trois, cinq ou dix ans

Alterna projette d'augmenter ses volumes de vente à 3 TWh d'ici à la fin 2015 et à 1 TWh en gaz. Elle vise également les clients qui passeront en offre transitoire début 2016. « Forts de cette expérience auprès de nos clients historiques, nous répondons d'ores et déjà aux sollicitations d'autres clients partout en France », explique Sylvain Gomont. En électricité, Alterna propose des offres de trois, cinq ou dix ans. « Nous sommes convaincu que les clients

ont intérêt à sécuriser leurs achats à long terme, car les prix sont historiquement bas. Ils vont remonter assez fortement dans quelques années, car EDF va devoir rajouter ses centrales nucléaires et le prix du CO₂ va augmenter après la Cop21 », estime Marc Loisel, président d'Alterna.

Alterna est aussi présente sur le marché des collectivités locales

La société s'adresse plus particulièrement aux PME-PMI, avec des offres sur mesure, des cotations spécifiques basées sur les feuillets de gestion ou sur les courbes de charges et, pour les sites raccordés en moins de 36 kVA en électricité, des offres reflétant la réalité des coûts des différents éléments, hors référence aux TRV. Elle est aussi présente sur le marché des collectivités locales. « Compte tenu de notre ancrage local, les collectivités territoriales représentent un enjeu fort pour nos sociétaires. Il est important, pour les ELD, de maintenir un lien avec les autorités concédantes et leurs actionnaires publics », précise Sylvain Gomont. Alterna a répondu à une série d'appels d'offres, notamment dans le cadre de groupements de commandes organisés par des syndicats d'énergie. En gaz naturel, nous avons gagné la fourniture de bâtiments publics en Indre-et-Loire, par exemple. « Pour l'électricité, nous sommes attributaires de plusieurs accords-cadres », précise Sylvain Gomont.

Depuis 2009, Alterna vend du gaz naturel en propre et fournit des clients partout sur le territoire. Dans le gaz, la stratégie de commercialisation d'Alterna est très différente de celle de l'électricité : « Nous n'avons pas la même analyse du marché. Nos offres sont à court terme car nous sommes convaincus que le prix du gaz peut encore baisser, notamment grâce à la détente sur le marché asiatique. Nous pensons aussi que le développement des gaz de schiste va contribuer à faire baisser les prix. Le gaz naturel a moins baissé que les produits pétroliers », analyse Marc Loisel.

Dans les mois qui viennent, Alterna va continuer à faire évoluer sa gamme d'offres. Des réflexions sont menées pour des offres spécifiques pour l'éclairage public et la valorisation de l'effacement, qui devraient être lancées d'ici à la fin 2015.

Le mot du juriste

Infrastructure gazière entre terminaux GNL de Dunkerque et Zeebrugues : régime réglementaire (trop) sur mesure

Le mot de David Haverbeke et Wouter Vandorpe, avocats au cabinet Fieldfisher, Bruxelles, Pratique Energy & Utilities.

Les récents développements concernant les infrastructures qui vont relier le terminal GNL de Dunkerque à celui de Zeebrugues suscitent certains remous dans les milieux réglementaires. Ce mot du juriste fait le point sous l'angle de la régulation et du marché belge.

Contexte

Le 26 mars 2015, le régulateur fédéral belge (Creg) a approuvé la demande de Fluxys de modifications au Contrat standard de transport de gaz pour y intégrer (i) un nouveau point d'interconnexion qui est prévu à Alveringem (frontière belgo-française) et (ii) un nouveau service (cross border delivery service) permettant une liaison directe entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport belge. Avec un démarrage prévu pour le troisième trimestre 2015, le terminal de Dunkerque a notamment pour objectif, tel qu'il en a été fait écho récemment par la presse, d'accueillir du GNL issu de gaz de schiste provenant des États-Unis pour réexportation vers ou via la Belgique.

Développement du projet

À l'origine, dans son étude du 11 février 2010, la Creg avait émis de sérieux doutes quant à la possibilité d'une connexion directe entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport de gaz naturel belge, pour des raisons de « saine concurrence » et aux motifs notamment que la connexion (i) devait être développée de manière bidirectionnelle et (ii) ne pouvait pas être indirectement régie par des règles d'exemption applicables au terminal GNL de Dunkerque. D'autres options étaient envisagées, notamment au moyen d'une connexion existante (Blaregnies-Taisnières). En effet, de par un statut particulier au terminal de Dunkerque (dérogant aux règles d'accès régulés de tiers), la Creg craignait une dégradation de la position du terminal de Zeebrugues,

qui est soumis à un régime de libre accès régulé assorti de la possibilité des contrats de « terminalling » à long terme à des tarifs régulés. L'enjeu était d'éviter une transposition de la dérogation de Dunkerque à la frontière et au-delà affectant le terminal de Zeebrugues. En mars 2010, la demande d'exemption des règles d'accès au tiers est acceptée par la Commission européenne sous conditions ayant trait notamment à l'allocation et l'utilisation des capacités du terminal, à la participation d'EDF dans les capacités et leur revente, ainsi qu'à la transparence des tarifs. Sur cette base, et fort du soutien du gouvernement belge qui voyait dans une liaison Dunkerque – Zeebrugues une piste complémentaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, Fluxys a pris ensuite une participation de 25 % dans le terminal de Dunkerque.

Statut liaison d'installations ou d'interconnexion

La directive Gaz 2009/73/CE et la loi Gaz belge donnent la même définition d'« interconnexion », à savoir : « une ligne de transport qui traverse ou franchit la frontière entre deux États membres, à la seule fin de relier les réseaux de transport de ces États membres ». Or, la liaison directe entre le terminal de Zeebrugues et le terminal de Dunkerque — qualifiée de « liaison d'installation » — présente certaines caractéristiques d'une interconnexion, à tout le moins sur la partie localisée à Alveringem. En effet, le but de lier le Zeebrugues Trading Point (ZTP) au point d'échange de gaz Nord en France (peg Nord) est d'autoriser le flux de gaz entre la France et la Belgique, ce qui est au regard de la directive Gaz et de la loi Gaz précisément le but d'une interconnexion. Dès lors, définir la liaison uniquement comme « liaison d'installation » pourrait constituer une évasion des prescrits des codes de réseaux, ou à tout le moins leur esprit, qui se développent ces dernières années. Ainsi, plus particulièrement, les procédures européennes de gestion des congestions et le code d'équilibrage entreront en vigueur respectivement en septembre et en octobre de cette année, tandis que la réglementation relative à l'allocation des capacités (Code Réseau euro-

péen CAM) est entrée en vigueur depuis sa récente publication au JOCE le 25 juillet 2015.

Éléments d'analyse et conclusion

Le point d'interconnexion créé par la nouvelle liaison entre les terminaux GNL de Dunkerque et de Zeebruges tombe aujourd'hui sous le champ d'application du Code Réseau européen CAM, tel que ceci est confirmé par la récente mise à jour de la liste de projets d'intérêt commun (PCI). L'on peut en déduire, par voie de conséquence, que ceci est également le cas pour le service de « cross border delivery » entre le terminal de Dunkerque et le réseau belge, la zone Zeebrugge Beach et la zone de marché de Zeebruges Trading Point. Fluxys a confirmé par ailleurs, dans sa demande à la Creg, que la capacité disponible au point d'interconnexion d'Alveringem serait proposée dans le respect des dispositions du Code de Réseau CAM, mais cette garantie n'a pas encore été donnée pour la capacité de la liai-

son d'installations Dunkerque – Zeebruges, tel que la Creg l'a constaté dans sa décision précitée du 26 mars 2015. L'on ne saurait donc exclure des contestations à cet égard par des utilisateurs ou demandeurs de telles capacités. Une coopération entre terminaux GNL de Zeebruges et de Dunkerque paraît certes utile en termes de sécurité d'approvisionnement dans la région Centre-Ouest-Européenne (CWE), mais elle reste sensible du point de vue du droit de la concurrence. Pour respecter le prescrit des dispositions réglementaires tant européennes que belges, la nouvelle infrastructure doit garantir le libre accès à tout tiers et la capacité disponible doit être allouée de manière objective et transparente, ce qui ne semble pas être le cas actuellement en pratique.

Au vu de leur importance stratégique, il ne fait pas de doute que les installations de Dunkerque et de Zeebruges continueront à faire l'objet d'une surveillance minutieuse de la part des autorités de régulation.

Cheniere va livrer du GNL US à EDF, à Dunkerque, à un prix indexé TTF

Si vous êtes clients gaz d'EDF ou partenaire commercial, ceci vous intéresse particulièrement. L'énergéticien français a trouvé un fournisseur intéressant en GNL pour son terminal de regazéification de Dunkerque, situé dans le nord de la France. En effet, Cheniere Marketing International, filiale de Cheniere Energy, va lui livrer jusqu'à 26 cargaisons (2,7 Gm³) de GNL, entre 2016 et 2018, à un prix lié à l'indice TTF. Le GNL proviendra du terminal de Sabine Pass de Cheniere, qui doit entrer en service dans quelques mois aux États-Unis, ou du portefeuille d'approvisionnement de Cheniere Marketing, qui représente 9 millions de tonnes/an (ou 12,6 Gm³/an) composés de droits aux termes desquels elle peut acquérir et vendre sur le marché tout GNL qui sera produit à Sabine Pass ou au terminal que Cheniere va construire à Corpus

Christi, excédant les volumes requis pour les contrats des clients de ces deux terminaux. Cheniere va acheter à un prix lié aux cotations Henry Hub (HH) le gaz destiné à la liquéfaction. Des souplesses commerciales sont prévues en fonction de l'évolution des différences éventuelles entre le prix d'achat de gaz HH et la vente de GNL à EDF à un prix lié au TTF. Ainsi, des mécanismes prévoient un partage des profits entre le terminal et Cheniere Marketing permettant l'optimisation du fonctionnement de celui-ci quelle que soit la marge brute offerte par le marché. Il se peut, en effet, que la différence entre la somme « prix HH du gaz destiné à la liquéfaction + coût de transport » du GNL jusqu'à Zeebrugge, d'une part, et l'indice de prix TTF, de l'autre, ne soit pas suffisamment large, à un moment donné, pour le versement par Cheniere Marketing de la rémunération pour liquéfaction prévue. Le contrat passé entre Cheniere Marketing et EDF prévoit en outre que si le vendeur trouve une opportunité de livraison plus lucrative qu'à Dunkerque, il peut détourner la cargaison destinée à EDF en versant à ce dernier une compensation.

Flashes

France : EDF doit rembourser G€1,37

La Commission européenne a adopté, le 22 juillet 2015, une décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles européennes le traitement fiscal français des provisions créées entre 1986 et 1997 pour le renouvellement des ouvrages du réseau d'alimentation général. La France n'a pas prélevé tout l'impôt sur les sociétés dû par EDF en 1997 lors de la requalification en dotation de capital de certaines provisions comptables, indique la Commission. Une exonération d'impôt qui a procuré un avantage économique indu à EDF par rapport aux autres opérateurs du marché, ajoute-t-elle. EDF devra rembourser à l'État le montant de l'aide augmenté des intérêts, soit environ 1,37 millions d'euros (dont 889 millions d'euros d'exonération d'impôt et 488 millions d'euros d'intérêts). EDF a pris acte de la décision de la CE, mais il déposera un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Ce dossier oppose EDF et la CE depuis plusieurs années. En 2013, la CE avait rouvert l'enquête suite à l'annulation d'une première décision en la matière par la Cour de justice de l'UE.

France : François Brottes président de RTE

C'est donc François Brottes qui succède à Dominique Maillard à la présidence du directoire de RTE. Le conseil de surveillance de l'entreprise a proposé, le 23 juillet, après accord de la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, la candidature de ce dépu-

té PS de l'Isère. Il a pris ses fonctions le 1^{er} septembre 2015. En février, François Brottes avait été chargé par le Premier ministre d'un rapport sur la sécurité d'approvisionnement électrique en France et en Europe. Il doit proposer au conseil de surveillance de RTE un nouveau directoire. Son mandat court sur cinq ans.

Wallonie : TVA élec. à 21 % pour les particuliers

En Belgique, le gouvernement wallon a bouclé son budget. Il est arrivé à un accord sur l'ajustement budgétaire 2015, le budget 2016 et le « virage

fiscal ». La TVA sur l'électricité va repasser de 6 % à 21 % au 1^{er} octobre. Le coût de la diminution de cette TVA pour les ménages, décidée par le gouvernement précédent, serait la principale cause du déficit budgétaire. En outre, des failles dans la législation permettaient à certains professionnels d'en bénéficier.

R.-U. : 27 permis dans les schistes

Le gouvernement britannique a annoncé, le 18 août, qu'il allait délivrer une série de permis d'exploration de gaz de schiste. Elle concerne 27 blocs cou-

France : Sowatt (filiale de Sorea) vise 250 GWh/an d'ici à 2016 en Rhône-Alpes

Sowatt a été lancé en juillet 2015 par Sorea, une société d'économie mixte issue du regroupement de régies de la Vallée de la Maurienne (Savoie). La mise en place d'un achat groupé via la plate-forme « placedesenergies.com » fin 2014 a montré que les entreprises savoyardes, « face à la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité jaunes et verts, souhaitent privilégier une relation avec un opérateur de proximité », explique Frédéric Marchand, directeur général de Sorea, à EUROP'ENERGIES. « Nous étions auparavant dans une démarche d'accompagnement. En mars 2015, le conseil d'administration a décidé la création d'une filiale à 100 % », précise le DG de Sorea. Avec un plan de développement ambitieux, puisque Sowatt vise un portefeuille de 250 GWh/an en 2016 et de 500 GWh/an en 2020 sur l'ensemble de la région Rhône-Alpes, avec un ancrage en Maurienne et Savoie.

Sowatt compte déjà près de 150 clients professionnels, dont les remontées mécaniques des trois stations de ski situées sur le territoire de Sorea (Valmeinier, Valloire et Karellis), ainsi que la moitié des sites nationaux de l'UCPA. Son portefeuille est constitué essentiellement de clients hors territoire historique. En septembre, elle lance une démarche active auprès des clients historiques. Sorea compte environ 400 clients aux TRV jaunes et verts. L'approvisionnement en électricité est assuré via un partenariat avec Engie. En outre, « Sowatt propose tous les services associés adaptés au monde du marché libéralisé : audits énergétiques, suivi de consommation avec alerte, portail clients, etc. », précise Frédéric Marchand. Il propose également une offre effacement qui s'adresse notamment aux sites disposant de groupes électrogènes.

France : début des travaux préparatoires du Turpe 5

En France, la Cre a lancé les travaux préparatoires des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et de transport d'électricité (Turpe) pour la prochaine période régulatoire. Le régulateur envisage de synchroniser, au 1^{er} juillet ou au 1^{er} août 2017, l'entrée en vigueur du Turpe 5 pour les domaines de tension HTB et HTA-BT. Il a lancé, le 22 juillet, une consultation publique sur l'évolution de la structure des tarifs. Les contributions peuvent lui être adressées jusqu'au 25 septembre. La consultation publique sur la proposition de nouvelles grilles tarifaires devrait être lancée au premier trimestre 2016. La délibération portant décision sur le Turpe sera prise à la fin 2016.

vrant une superficie totale de 2700 km². La plupart sont situés dans le nord de l'Angleterre. En tout, 95 candidatures (émanant de 47 sociétés, dont Engie) ont été présentées pour ces licences. L'attribution officielle des permis devrait avoir lieu d'ici à la fin de 2015. L'objectif est notamment de compenser le déclin de la production conventionnelle en mer du Nord afin de limiter la dépendance du Royaume-Uni aux importations d'énergie.

France : l'Ugap notifie cinq fournisseurs

Dans le cadre de sa deuxième vague d'achat groupé de gaz naturel,

Europe : les énergéticiens doivent vite fixer une stratégie face aux géants des TIC

Dans son étude, « Secteur européen de l'énergie : leçons de survie en milieu hostile », le cabinet spécialisé sur le marché de l'énergie Watt's Next Conseil rappelle que, en 2014, pour la deuxième année consécutive, le chiffre d'affaires global des 25 principaux énergéticiens (hors pétroliers) a baissé (de 2,6 % en 2013 et de 5,6 % en 2014) pour atteindre 636 milliards d'euros. En plus de l'érosion de la performance opérationnelle, des dépréciations d'actifs ont dégradé le résultat net de plusieurs entreprises. Dans ce contexte difficile, les énergéticiens ont mis en place des programmes de désendettement et de recentrage sur leur cœur d'activité. Logiquement, les investissements industriels de ces opérateurs ont également fortement diminué, passant de 73 milliards d'euros en 2010 à moins de 60 milliards d'euros en 2014. « Une tendance lourde qui va continuer, les opérateurs réduisant presque tous leurs enveloppes d'investissements pour les prochains exercices », indique Watt's Next. Deux situations pourraient intervenir, souligne Watt's Next : « Un manque d'investissement dans les systèmes énergétiques européens et/ou l'arrivée de nouveaux investisseurs ».

Dans ce contexte de marché difficile, les énergéticiens se préparent à la révolution des « smart grids » et de l'efficacité énergétique, mais ils ne sont pas seuls dans la course. Le domaine intéresse également les géants mondiaux des nouvelles technologies du numérique, en particulier Google et Apple, voire Microsoft. Ces acteurs déploient des efforts colossaux en R&D. Watt's Next conclut que tout n'est cependant pas perdu pour les énergéticiens, qui ont « des compétences à faire valoir », mais « les choix stratégiques doivent être pris dès à présent ».

l'Ugap, la centrale d'achats publics, a notifié les marchés pour une consommation totale de 3,2 TWh. Ce dispositif a rassemblé 2027 acheteurs publics. Cinq opérateurs ont été retenus. Engie remporte trois lots (1,9 TWh) ; Eni, un lot (1,1 TWh) ; Energies Strasbourg, un lot (45 GWh) ; Gaz de Bordeaux, un lot (17 GWh) ; et Gaz électricité de Grenoble, un lot (5 GWh). L'Ugap indique que le cahier des charges avait été « optimisé pour tenir compte des spécificités des zones de distribution et permettre, le cas échéant, des réponses en groupement d'entre-

prises locales de distribution, ce qui constitue une approche inédite dans ce domaine ». Cet appel d'offres fait suite à une première consultation, lancée en avril, et rassemblant plus de 1800 personnes publiques pour 4,4 TWh. L'Ugap a également lancé un achat groupé pour l'électricité.

France : le FDE 62 retient EDF

En France, dans le cadre d'un groupement de commandes pour la fourniture

re en électricité des sites aux tarifs (TRV) jaunes et verts, la Fédération départementale d'énergie du Pas-de-Calais (FDE62) a retenu EDF pour les trois lots proposés. Ces lots étaient les suivants : sites consommant plus de 7 GWh/an ; sites à courbes de charge ; sites profilés. Dans le cadre de ce marché, la FDE62 a « imposé un mémoire technique exigeant, afin de conjuguer achat d'électricité et optimisation des points de consommation ». EDF a présenté « un excellent mémoire technique concernant la relation clientèle » et a « parfaitement répondu à nos attentes concernant l'optimisation de nos points de consommation », assure le FDE62. Il a aussi proposé le prix de fourniture

le plus bas. L'appel d'offres portait sur 1100 sites des communes et établissements publics du département. L'économie moyenne est évaluée à 12 % par rapport aux TRV. Les adhérents peuvent opter pour une fourniture d'électricité verte, moyennant un surcoût. Le contrat porte sur trois ans, à prix fixe sur la durée de l'engagement.

RWE : réorganisation du groupe

RWE a enregistré une perte au deuxième trimestre 2015 et confirmé, à la mi-août, que l'ensemble de son

France : bilan du fonctionnement de l'Arenh

En France, la Cre a lancé, le 30 juillet, une consultation publique relative à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh). Ce dispositif, mis en œuvre en juillet 2014, prévoit l'obligation pour EDF de mettre à disposition de ses concurrents jusqu'à 100 TWh d'électricité nucléaire à un prix régulé par l'État. Cette consultation, qui se clôture le 15 septembre, doit alimenter le rapport sur le fonctionnement de l'Arenh que le régulateur va rendre au gouvernement à la fin 2015. Le régulateur analysera les impacts du dispositif sur les marchés de gros et de détail, fera des propositions quant à ses évolutions possibles et étudiera son devenir après 2025. L'étude de la Cre démarre alors que les commandes d'Arenh sont tombées à 12,3 TWh pour le premier semestre de 2015 et même 4 TWh pour le second semestre, contre environ 30 TWh les années précédentes !

Allemagne : forte baisse du prix du gaz importé au premier semestre

Le prix moyen du gaz naturel importé par l'Allemagne a baissé de 13,5 % au premier semestre de 2015 par rapport à la période correspondante de 2014. Il est tombé de 266,3 euros/1000 m³ à 230,3 euros/1000 m³, respectivement. Exprimée en dollars US, la chute est encore plus prononcée : -29,5 %, à \$255,7/1000 m³. Il y a trois ans encore, ce prix était de \$415/1000 m³. L'Allemagne a augmenté de 17 % le volume de ses importations de gaz, qui est passé à 53,4 Gm³ sur la période janvier-juin 2015. Cette hausse a surtout profité aux Pays-Bas, dont les exportations de gaz vers l'Allemagne ont bondi de 46 % au premier semestre de 2015 (par rapport à la période correspondante de 2014). Les importations allemandes de gaz en provenance de la Norvège ont augmenté de 23 % alors que celles qui proviennent de Russie n'ont progressé que de 6 %.

Coût et volume du gaz importé par l'Allemagne* (premiers semestres)

	2013	2014	2015	% var. 15/14
Volume (en Gm ³)	48,1	45,6	53,4	-17,1
Prix moyen :				
- en €/1000 m ³	300,3	266,3	230,3	-13,5
- en \$US/1000 m ³	396,4	362,7	255,7	-29,5

* Données de base Bafa en € et en TJ.

Source : Conversions d'EUROP'ENERGIES.

exercice 2015 serait difficile, avec des performances opérationnelles en baisse. « Le principal facteur à cela a été la poursuite du déclin des marges dans la production conventionnelle d'électricité », a indiqué le groupe allemand. Premier opérateur de centrales électriques au charbon en Europe, RWE doit aujourd'hui s'adapter à la transition énergétique. Son conseil de surveillance a approuvé, le 10 août, une proposition de la direction pour une réorganisation interne. La finalité est de « réduire la bureau-

cratie » et de rendre le groupe plus flexible. À partir de début 2017, la holding de gestion sera transformée en société opérationnelle, dans laquelle seront fusionnées la plupart des filiales du groupe et qui sera organisée en quatre directions : production électrique conventionnelle, commercialisation, réseau et énergies renouvelables.

France : transbordement sur une jetée unique

La Cre a autorisé Fosmax LNG, filiale d'Elengy (72,5 %) et de Total (27,5 %), à commercialiser, à titre expérimental, jusqu'à la fin de la période tarifaire actuelle, un service de transbordement de GNL de navire à navire au terminal de regazéification de Fos-Cavaou, qu'il opère dans le sud de la France. Le transbordement sera effectué entre deux méthaniers appontant sur une même jetée, le second bateau étant fixé au premier. Fosmax LNG prévoit la réalisation d'une à deux opérations par an. Pour la suite, l'opérateur anticipe un

accroissement des besoins avec la mise en service des trains de liquéfaction en cours de développement aux États-Unis. Le transbordement de GNL ne rentre pas dans le champ des services régulés. Néanmoins, Fosmax LNG s'est engagé à assurer la transparence sur l'affectation des coûts liés à cette activité et à mettre en place des règles opérationnelles pour que les conditions d'accès aux services régulés ne soient pas dégradées. Fosmax LNG devra communiquer un retour d'expérience à l'issue de l'expérimentation et le présenter en Concertation GNL. Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés (ATTM4) est entré en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une durée de quatre ans.

Belgique : importations d'élec. réduites à 3250 MW

Cet été, le niveau d'importation maximum d'électricité de la Belgique est réduit, du fait de travaux importants de renforcement du réseau de transport avant la période hivernale,

indique Elia. Cette situation se combine avec d'importantes injections de production éolienne en provenance du nord de l'Europe et des indisponibilités non planifiées de moyens de production et d'infrastructures de transport dans la région centre-ouest de l'Europe. Elia a dû réduire le niveau d'importation maximum de la Belgique de 4500 MW à 3250 MW.

AGENDA

- 22 septembre 2015, Paris : Assises des énergies renouvelables en milieu urbain (<https://ile-de-france.ademe.fr/>)
- 6-7 octobre 2015, Paris : colloque ATEE « La place du stockage d'énergies dans la transition énergétique » (<http://atee.fr/région/actualites/>)
- 13-15 octobre 2015, Paris : congrès Gazelec (www.congresgazelec.com)

Taux de conversion usuels

	1 kWh	1 GJ	1 therm	1 MBtu	1 m ³ de gaz	1 bep	1 tep	1 tec
1 kilowatt heure (kWh)	1	0,0036	0,0342	0,0034	0,0949	0,00059	0,00008	0,000125
1 gigajoule (GJ)	277,5	1	9,5	0,95	26,3	0,1634	0,022	0,03467
1 therm	29,27	0,10545	1	0,1	2,78	0,0172	0,0023	0,00365
1 million de Btu (MBtu)	292,7	1,054	10	1	27,8	0,172	0,0232	0,0365
1 mètre cube de gaz (m ³)	10,54	0,038	0,36	0,036	1	0,0064	0,00087	0,00136
1 baril équivalent pétrole (bep)	1 700	6,12	58,14	5,814	155,5	1	0,135	0,637
1 tonne équivalent pétrole (tep)	12 602	45,37	431	43,1	1 153	7,4	1	1,573
1 tonne équivalent charbon (tec)	8 012	28,84	274	27,4	733	1,57	0,6357	1

Les marchés

Electricité : les prix risquent d'être chahutés

Le mois d'août est comme tous les ans un mois de baisse de la consommation en France (-6,7 % par rapport au mois de juillet). La part de nucléaire a représenté 83,9 % et les renouvelables 14 %.

Les prix à terme de l'électricité ont baissé jusqu'au 24 août, date à laquelle les prix de pétrole ont commencé un rebond. Les prix du gaz naturel et du charbon ont également remonté en fin de mois. Les annonces successives d'un ralentissement économique en Chine, au Japon et au Canada ne concourent pas à créer des pressions haussières sur les matières premières énergétiques. Cependant, la baisse

de ces dernières commence à être mise en avant dans le ralentissement, voire la baisse des économies émergentes des Brics. D'un autre côté, les pays européens continuent de développer des politiques plus ou moins agressives pour déployer des énergies renouvelables. Les prix à terme de l'électricité risquent donc d'être chahutés dans les semaines qui viennent.

€/MWh	Moyenne mensuelle des day ahead (base) européens sur les trois derniers mois								
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
juin-15	38,71	30,07	14,33	54,28	32,10	48,65	38,50	30,44	39,02
juil-15	38,89	30,18	14,38	54,44	32,44	48,66	38,56	30,62	39,62
août-15	38,87	31,69	12,91	55,59	32,16	52,72	42,57	32,66	42,52
M/M-1 %	-0,05	5,02	-10,26	2,11	-0,85	8,34	10,39	6,68	7,34

€/MWh	Moyenne Day-Ahead 2015 et écarts par rapport à EPEX France pour le mois sous revue								
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
Moyenne 2015	38,87	31,69	12,91	55,59	32,16	52,72	42,57	32,66	42,52
Moyenne-EPEX Fr	6,71	-0,47	-19,26	23,42	0,00	20,56	10,40	0,50	10,36

€/MWh	Moyenne Day-Ahead 2014 et 2015 et écarts par rapport à EPEX France (janvier au mois en cours)								
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
Moyenne 2014	39,53	31,73	28,63	37,14	31,94	48,80	41,63	35,33	38,11
Moyenne 2015	40,92	31,01	21,06	49,77	37,84	52,47	37,50	37,62	43,66
Moyenne - EPEX Fr	3,08	-6,83	-16,78	11,92	0,00	14,62	-0,35	-0,23	5,82

Les productions éolienne et solaire photovoltaïque ont baissé d'un mois sur l'autre, passant de 5,55 à 5,53 %. Ce n'est pas le scénario allemand, où les renouvelables continuent de peser lourdement sur les équilibres quotidiens. Les effets du « coupling » de marché ont permis une convergence des prix moyens mensuels.

Gaz : GNL et pétrole font reculer le prix

Le prix moyen *day-ahead* du gaz a reculé en août en Europe, sous l'effet d'un effondrement des cours du pétrole brut et de l'arrivée de cargaisons de GNL, en particulier en provenance du Qatar. L'Europe a ainsi profité de la baisse du prix spot du GNL en Asie et de la chute des cours du pétrole. Le prix moyen *day-ahead* est passé de 20,81 €/MWh en juillet sur Zeebrugge à 19,47 €/MWh. Sur le NBP britannique, il a reculé d'une moyenne de 20,92 €/MWh en juillet à

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - août 2015 - en €/MWh)

	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Oct. 2015	40,44	42,88	40,89	32,38	34,20	32,82
T4 2015	42,54	45,45	43,40	32,36	33,93	32,71
Cal-16	38,12	39,91	38,54	29,77	31,38	30,30

Gaz : Moyennes mensuelles des day ahead									
€/MWh	PEG Nord	PEGSud/TRS	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV	
mars-15	22,12	22,45	21,72	21,82	22,14	8,95	21,94	24,05	
avr-15	22,02	22,13	21,69	22,03	22,03	8,24	21,95	23,23	
mai-15	20,80	21,24	20,65	20,59	20,70	8,71	20,69	22,38	
juin-15	20,73	21,20	20,39	20,52	20,38	8,45	20,72	22,12	
juil-15	20,93	21,34	20,81	20,86	20,92	8,82	20,95	23,38	
août-15	19,54	20,29	19,47	19,58	18,91	8,52	19,78	21,75	

Gaz : Moyennes des day ahead (janvier au dernier mois)									
€/MWh	PEG Nord	PEGSud/TRS	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV	
2014	20,89	24,90	20,41	20,45	20,32	11,65	20,62	22,08	
2015	21,22	21,72	20,89	20,96	21,07	8,63	21,10	23,21	

PEG Nord = France; Zeebrugge = Belgique; TTF = Pays - Bas; NBP = Royaume-Uni; HH = Henry Hub = USA; NCG = Allemagne; PSV=Italie

18,91 €/MWh en août. Le taux de replissage des stocks européens reste en

retrait par rapport à l'année dernière à la même époque.

Avertissement

Les informations contenues dans ce document sont basées sur des sources considérées comme fiables. EUROP'ENERGIES ne saurait être tenu pour responsable de l'usage que le lecteur ferait de ces informations.