

europ Energies

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses	p.2
Stratégie : l'intégration verticale de Total	p.6
Vendeur du mois : Quadran	p.7
Gestion de l'énergie : le SEME de nextep	p.8
Perspectives : l'hydrogène en France	p.10
Mot du juriste : les réseaux fermés de distribution	p.11
Flashes	p.12
Marchés	p.16

Indicateurs spot

	30 nov.	30 déc.	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Epex France	65,14	59,26	-5,88
Epex All.	38,22	37,48	-0,74
Gaz* (p/th)			
NBP	47,22r	46,68	-0,54
Zeebrugge	45,13r	44,84	-0,29
Zeeb. €/MWh	18,16r	18,04	-0,12
Pétrole			
Brent (\$/b)	47,30	54,66	+7,36
Gasoil (\$/t)	438,75	490,25	+51,5
Fuel Oil (\$/t)	268,00	301,75	+33,75
Monnaies			
€/US\$ (1€=)	1,06	1,05	-0,01
€/£ (1€=)	0,85	0,85	-

*Base, *dayahead*, moyennes du mois écoulé.
r=révisé. p=pence. th=therm. b=baril. t=tonne.

Edito

Le concept de sécurité d'approvisionnement gazier évolue avec le temps. Avant la libéralisation des marchés, pour un pays dépendant fortement ou entièrement des importations, ce concept reposait principalement sur trois piliers : des stockages et un réseau de transport/distribution adéquats ; une diversification des sources extérieures de gaz avec une répartition équilibrée tenant compte des avantages et des risques ; et de solides contrats d'achat/vente sur le long terme. Aujourd'hui, dans un environnement de plus en plus concurrentiel, caractérisé par un excédent de l'offre, les contrats de long terme n'ont plus la cote. La Commission européenne insistait même, il n'y a pas si longtemps, sur la nécessité de les supprimer.

Quant à la diversification des sources d'approvisionnement, elle semble facile à assurer, car les vendeurs font le siège des clients pour placer leur gaz, surtout le GNL.

C'est le GNL, justement, qui est perçu, depuis quelques années, comme le facteur de sécurité d'approvisionnement par excellence. Son offre est abondante, son marché se fluidifie et ses prix se mondialisent (aux différentiels de transport près). C'est donc la course à la construction de terminaux méthaniens partout, bien que l'effet de mode débouche parfois sur des exagérations, avec des terminaux démesurés par rapport aux marchés qu'ils desservent

(pays Baltes). Heureusement, les innovations réduisent la taille des modules de liquéfaction et de regazéification, diminuant ainsi les investissements requis ainsi que les risques.

Le GNL peut résoudre bien des problèmes... à condition d'en recevoir et de disposer du réseau intérieur nécessaire. Ainsi, la France est bien munie en capacités de regazéification, mais elle ne reçoit pas assez de GNL et elle souffre de congestions nord-sud. En outre, le GNL a les défauts de ses avantages : si sa liberté de destination favorise la concurrence lorsque l'offre est abondante, elle peut engendrer des sur-

Du GNL comme panacée universelle

enchères demain si le marché se retourne. Or, les prix bas du gaz et sa relative propreté (par rapport au fuel et au charbon) encouragent la demande et suscitent l'apparition de nouveaux usages. Un exemple : on estime que d'ici deux décennies, 200 millions de tonnes/an (Mt) de GNL peuvent être utilisés comme soute maritime. C'est presque l'équivalent de la demande mondiale de GNL, qui était de 245 Mt en 2015. Bien qu'on prévoie une forte hausse de la capacité de GNL (à 430 Mt en 2020 et 550 Mt vers 2035), le marché peut devenir déficitaire plus rapidement et plus fortement que prévu.

Le GNL est certes un facteur de sécurité, mais ne pas oublier les cycles, ne pas oublier les fondamentaux. ▽

Pierre Terzian

Analyses

France : l'obligation de capacité ajoute une nouvelle inconnue

Avec près de 23 TWh fournis en 2016, Uniper est l'un des principaux fournisseurs alternatifs en France.

Outre son positionnement historique sur le segment des grands comptes, la société a également développé ses activités auprès des PME-PMI, segment sur lequel elle poursuit actuellement son déploiement. Ses clients sont directement impactés par la mise en œuvre du mécanisme de capacité. Comment Uniper les a-t-il accompagnés ? Comment répercute-t-il le coût de l'obligation de capacité sur les factures ? Et comment voit-il la suite ? « Globalement, le rythme de l'année 2016 a été très différent de ce que nous avons anticipé. En 2015, le marché de l'électricité PME-PMI s'est ouvert beaucoup plus vite que prévu et l'activité commerciale a été très intense au second semestre. En revanche, début 2016 a été très calme. Puis nous avons connu un regain d'activité, avec la fin des contrats qui avaient été signés en 2014 », explique Mareva Edel, directrice commerciale d'Uniper, à EUROP'ENERGIES. Cette année, Uniper a signé beaucoup de contrats de deux ans et plus. « Les marchés nous ont aidés. Les prix bas nous ont permis de proposer des prix fixes inférieurs aux TRV. Les clients ont réalisé des économies de l'ordre de 15 à 20 % sur la part énergie », précise Mareva Edel. La fin de l'année a été bousculée par des prix de l'électricité en hausse et très volatils à partir de la fin octobre. « Il a fallu aborder la question de l'Arenh avec des clients qui ne connaissaient pas encore ce dispositif ! », explique la directrice commerciale.

Selon elle, le marché de l'énergie devient de plus en plus « un marché de grande expertise ». Le fournisseur doit être à la pointe sur tous les nouveaux sujets réglementaires. « Notre objectif est d'accompagner nos clients dans la durée. Nous les avons informés tout au long de l'élaboration du projet de

mécanisme de capacité. Il fallait que les acheteurs aient toutes les informations disponibles pour décider de leur stratégie. Nous avons dû adapter le niveau d'information pour les PME », explique Mareva Edel. Uniper rappelle qu'il est à la fois vendeur et acheteur de garanties de capacités. « Avoir des capacités en interne est une souplesse dont d'autres acteurs ne disposent pas et un avantage à long terme tant que ce marché manque de liquidité, nous donnant ainsi accès 'physique' à des certificats », estime sa directrice commerciale. Pour la toute première phase du dispositif d'obligation de capacité, Uniper a pu vendre et acheter comme il le souhaitait. « Nous sommes contents que cela ait fonctionné. Le prix de l'enchère a finalement reflété les propositions de prix de gré à gré pré-enchère. En effet, avec un certificat de capacité à 10 000 euros/MW, le surcoût représente autour de 1,1 euro/MWh pour un profil plat. C'est un sujet dont les acheteurs vont devoir s'emparer », estime Mareva Edel. A ses grands clients, Uniper proposait un jeu de six à sept clauses possibles, laissant de la souplesse tant sur le mécanisme de prix que sur le niveau de l'obligation. Pour 2017, la plupart des acheteurs ont opté pour une couverture des obligations de capacité au prix de l'enchère. Rappelons toutefois que les clients ayant souscrit de l'Arenh avaient ainsi couvert une bonne partie de leur obligation de capacité.

La concurrence va se jouer sur le « premium »

La grande inconnue maintenant est de savoir comment les choses vont se mettre en place pour les prochaines années. Côté PME, la concurrence va se jouer sur le « premium » proposé par les fournisseurs. Autrement dit, sur le coefficient ajouté au prix de la garantie de capacité représentant les coûts du fournisseur pour assurer l'achat des garanties, le portage financier et le règlement des écarts. « La difficulté pour les acheteurs sera de comparer les différentes offres », avertit Mareva Edel. L'obligation de capacité ajoute une nouvelle variable au contrat d'achat d'électricité et va complexifier les négociations. D'autant plus que les deux marchés sont déconnectés. Ils ne fonctionnent pas selon les mêmes principes et ils n'ont pas

le même « timing ». Dans le mécanisme de capacité, l'obligation pourra commencer à être couverte quatre ans avant l'année de livraison et être poursuivie deux ans après. L'un des enjeux pour les fournisseurs va donc être financier, « d'autant plus qu'il n'y a pas aujourd'hui de marché à terme de la garantie de capacité ». Enfin, on peut se

demander quelle influence aura cette nouvelle obligation sur les contrats de fourniture d'énergie, en termes de calendrier de signature (vaudra-t-il mieux signer avant ou après les enchères ? au début ou à la fin de l'année ?) et de durée des contrats (passer à deux ou trois ans pour étaler la couverture des besoins en capacité ?).

France : le démarrage du mécanisme d'obligation de capacités

80 GW de capacités de production d'électricité et d'effacement de consommation ont été échangés en 2016 pour l'année de livraison 2017.

Selon le site de transparence de RTE, plus de 85 % des capacités certifiées pour livraison en 2017 ont été échangés avant le 17 décembre 2016, dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacités entré en vigueur début décembre 2016. Au total, environ 93 GW ont été certifiés, dont un peu moins de 1875 MW de capacité d'effacement de consommation. 80,5 GW ont été échangés entre le 7 et le 16 décembre 2016, en OTC et sur la bourse EpexSpot, à un prix autour de 10 000 euros/MW. Le site de RTE enregistre toutes les transactions. Non seulement les achats-ventes de gré à gré et sur les Bourses, mais aussi les cessions internes aux entreprises intégrées (entre la partie producteur et la partie fournisseur) et les cessions automatiques liées au contrat Exeltium et à l'accès régulé au nucléaire historiques (Arenh). Au guichet du 15 novembre 2016, les réservations d'Arenh pour le premier semestre 2017 avaient été particulièrement importantes (40,75 TWh). Les nouvelles règles en cours d'adoption prévoient que ce niveau de réservation doit être maintenu au semestre suivant. Les réservations d'Arenh atteignent donc (au minimum) 82,2 TWh pour l'ensemble de 2017.

Avant le 15 décembre et l'enchère organisée par EpexSpot, environ 57,55 GW avaient déjà été échangés. La première transaction a été un trans-

fert automatique de garanties de capacités liées à l'Arenh et au dispositif Exeltium. Il portait sur 10 GW. Les autres échanges étaient associés à un prix. Les garanties correspondant à 3,5 MW de capacités ont été échangées pour un prix fixé à 90 % du Prix de référence marché (PRM). Un heureux gagnant a acheté des garanties pour 950 euros (la transaction portait sur 115 MW) ! Pour les autres échanges, le prix est celui de l'enchère du 15 décembre sur EpexSpot. Deux échanges portent sur des volumes conséquents, l'un sur presque 14 GW et l'autre sur un peu moins de 32 GW. Pourrait-il s'agir de cessions internes au sein de groupes verticalement intégrés production/fourniture ? Dans les règles du mécanisme d'obligation de capacité approuvées par Bruxelles, les acteurs intégrés ont l'obligation de déclarer les prix des cessions internes auxquelles ils procèdent. Le 15 décembre, à 15h30, les résultats de l'enchère sur EpexSpot sont tombés. 22,6 GW ont été négociés pour 2017, soit 226 358 garanties échangées. Le prix d'équilibre est de 999,98 euros/garantie, soit 9999,8 euros/MW.

Une deuxième enchère serait organisée en 2017

Au 4 janvier, aucune nouvelle transaction n'était enregistrée sur le site de transparence de RTE. Les acteurs ont encore du temps pour couvrir 2017 puisque le mécanisme prévoit que les garanties peuvent être achetées à partir de quatre ans avant l'année de livraison et jusque deux ans après. EpexSpot a indiqué sur son site Internet qu'en 2017, une deuxième enchère pour des garanties pour 2017 serait organisée et que les garanties pour 2018 et 2019 seraient négociables pendant deux autres enchères. Le calen-

drier exact n'est pas encore connu. En outre, les 3 et 4 janvier 2016 ont été désignés comme jour PP1 et PP2 par RTE, c'est-à-dire comme jours de forte consommation (PP1) et de tension sur le sys-

tème (PP2) pour lesquels le GRT vérifie les obligations de capacités. Bref, le mécanisme est bien lancé. Les acteurs doivent progressivement s'y adapter.

France : hausse ou baisse de la consommation de gaz en 2030-2035 ?

L'évolution du mix électrique français est un enjeu pour l'industrie gazière. L'AFG et les gestionnaires de réseaux ont présenté plusieurs scénarios.

L'Association française du gaz (AFG) et les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution (GRT-D) de gaz ont publié des scénarios d'évolution de la demande gazière en France. C'est la première fois que l'AFG se livre à un tel exercice, qui porte sur l'évolution du gaz distribué par canalisation, du GNL (combustible et carburants) et des GPL à l'horizon 2030. Les GRT-D, de leur côté, publient un bilan prévisionnel commun sur la période 2016-2035 concernant le gaz distribué par leurs réseaux. Ils proposent un scénario de référence, en ligne avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), et deux scénarios encadrant le scénario de référence. En 2015, la consommation en gaz naturel française a atteint 461 TWh, dont près de 53 % pour les bâtiments résidentiels et tertiaires ; 36 % pour l'industrie et 11 % pour la production d'électricité. Ces exercices de projection conduisent à des résultats assez différents. L'AFG aboutit à une croissance de la demande de gaz alimentée par les GRT-D à 560 TWh en 2030. Dans leur scénario de référence, les gestionnaires de réseaux anticipent une réduction de la consommation de gaz, qui atteindrait 385 TWh en 2035 (avec deux alternatives, à 336 et à 516 TWh). Cette baisse serait essentiellement liée aux efforts de maîtrise de l'énergie. Les visions divergent surtout sur les hypothèses de demande de gaz pour la production d'électricité à partir du gaz. En outre, l'AFG souhaite révéler au maximum le potentiel des usages du gaz dans le mix énergétique français.

Pour le secteur résidentiel, les gestionnaires de réseau prévoient une baisse d'environ 0,4 %/an de la consommation. Elle passerait de 159 TWh en 2015 à 116 TWh en 2035. Pour le tertiaire, la consommation 2015 s'est élevée à 89 TWh en 2015 (80 TWh selon l'AFG). La demande de gaz de ce segment sera de 75 TWh en 2035 selon les gestionnaires de réseaux et dès 2030, selon l'association gazière. Côté industrie, la consommation 2015 était d'environ 165 TWh en 2015. Elle devrait être de 145 TWh autour de 2035, estiment les GRT-D (les alternatives basse et haute étant de 125 TWh et 170 TWh). Elle devrait augmenter de 0,15 % par an jusqu'à 2030, selon l'AFG. Côté mobilité, la consommation actuelle est d'environ 1 TWh, avec 14 000 véhicules en 2015. En 2030, elle pourrait s'élever à 16 TWh et à 24 TWh en 2035.

Référence : le bilan 2015-2021 de RTE

Pour l'évolution de la production d'électricité à partir du gaz, l'AFG et les gestionnaires de réseaux ont pris pour référence le bilan prévisionnel 2015-2021 de RTE. Pour la suite, ils se réfèrent aux objectifs de la PPE avec une grande inconnue : quelle sera l'évolution réelle du mix énergétique dans la production d'électricité ? En 2016, quatorze tranches de cycles combinés au gaz (CCGT) sont raccordées au réseau de transport, représentant une puissance installée de 6,3 GW. Trois sites accueillent des turbines à combustion (TAC) au gaz, avec une puissance cumulée de l'ordre de 0,8 GW. Une CCGT supplémentaire devrait être construite à Landivisiau, en Bretagne. Ce projet, mené par Direct Energie est en attente du feu vert de la Commission européenne. La consommation de gaz naturel pour produire de l'électricité avait beaucoup diminué en 2014 (8 TWh). Elle est remontée en 2015 (21 TWh) et a atteint près de 46 TWh en 2016. Les GRT-D retiennent une variante haute et une variante basse. Pour la variante haute,

au-delà de 2025, des nouveaux moyens de production en pointe et en semi-base seraient réalisés pour compenser la baisse du nucléaire. La consommation pourrait alors atteindre 55 TWh en 2030. La variante basse prévoit une consommation limitée à 10 TWh entre 2017 et 2035. Côté cogénération, 873 sites de 4,7 GW au total ont consommé 26 TWh de gaz naturel en 2015. Selon les GRT-D, le parc pourrait se maintenir ou souffrir

d'une évolution réglementaire et fiscale qui conduirait à une limitation de son activité. Dans ce cas, la consommation de gaz par les cogénérations pourrait s'élever à seulement 15 TWh en 2035. L'AFG anticipe une consommation très optimiste de 90 TWh à l'horizon 2030 pour les CCGT et de 75 TWh pour les cogénérations, dans le cas où la part du nucléaire serait effectivement limitée à 50 % de l'électricité consommée.

Le marché du GNL est moins souple qu'on ne le pense

Selon l'AIE, le marché mondial du GNL offre peu de flexibilité en termes de volumes.

Dans une étude sur la sécurité gazière mondiale publiée récemment, l'AIE s'intéresse au niveau de flexibilité des infrastructures de GNL à travers la planète. L'objectif est de savoir dans quelle mesure ces infrastructures peuvent répondre à une éventuelle hausse de la demande. Premier constat de l'étude : en termes de volumes, les terminaux d'exportation sont moins flexibles qu'on ne pourrait le penser. À ce jour, environ 15 % des capacités d'exportation de GNL sont hors-service. Principale raison : le manque de gaz pour alimenter les

constate l'AIE, mais la situation pourrait s'améliorer dans les mois et les années à venir, à mesure que de nouveaux projets GNL seront mis en service. Toutefois, ce changement sera conjoncturel et non structurel, car les usines GNL US et australiennes qui vont voir le jour ne sont pas censées fonctionner en dessous de leurs pleines capacités.

S'il existe peu de flexibilité en matière de volumes, on note en revanche plus de souplesse en termes de destinations. Ce paramètre a été examiné avec attention par l'AIE, car il représente selon elle un facteur clé de résilience du système gazier mondial. À ce jour, une multitude de structures contractuelles coexistent dans ce domaine, allant d'une grande souplesse à une forte rigidité. On trouve, en gros, trois modes de flexibilité concernant la destination : la non-contractualisation de la production, la contractualisation vers une destination spécifique avec redirection vers une autre région et, enfin, les destinations multiples. Du côté de l'offre, le Qatar a représenté jusqu'à présent plus de 50 % des volumes non contractualisés, tandis que le Nigeria, Trinidad-et-Tobago, la Guinée équatoriale et encore le Qatar se sont illustrés en matière de redirections vers une autre région et des destinations multiples. D'une manière générale, note l'AIE, la tendance est à une baisse de la rigidité. L'étude a comparé les contrats signés avant 2009 et après cette date et elle distingue trois tendances. Premièrement : les volumes pour chaque contrat ont baissé, car il y a globalement plus de vendeurs et d'acheteurs. Ensuite, la prédominance de l'indexation sur les prix du pétrole a diminué. Enfin, la part des contrats comportant des destinations flexibles a augmenté. Il y en avait seulement 33 % avant 2009, mais 60 % actuellement.

Contrats de GNL récents selon la flexibilité de la clause de destination

Contrats signés :	Clause de destination	Volumes (Gm ³)	Durée moyenne (années)
En 2014	Flexible	1,41	20
	Fixe	1,35	12
En 2015	Flexible	1,55	17
	Fixe	0,90	11

Sources : OCDE et AIE.

usines. Des problèmes techniques et sécuritaires expliquent aussi ce phénomène. Résultat : lorsque l'on exclut ces 15 %, on découvre que le taux d'utilisation des usines GNL est très élevé dans le monde et que les marges disponibles pour répondre à une hausse de la demande sont particulièrement faibles. Cela est vrai depuis 2011,

Stratégie

Total : intégration verticale dans le gaz et les renouvelables

Comme c'est le cas dans le pétrole, Total recherchera l'intégration verticale dans le gaz naturel et les énergies renouvelables également.

Total poursuit une stratégie de développement dans laquelle les renouvelables occupent une place de plus en plus importante. Dans un entretien avec la lettre PETROSTRATEGIES, publication sœur d'EUROP'ENERGIES, le PDG de la major française, Patrick Pouyanné, a ainsi indiqué que son groupe investit en moyenne \$100 millions dans la R&D en matière de renouvelables et de digital, « un vrai effort pour la préparation de notre futur ». Environ 7 à 8 % du budget global R&D 2017 de Total est consacré au CO₂ avec pour objectif une part d'au moins 10 %. « Quand je dis CO₂, j'entends différentes formes d'actions dans le captage, le stockage, la transformation et sa valorisation éventuelle. C'est un sujet essentiel pour atteindre l'objectif du Traité de Paris d'un monde à zéro émissions nettes de CO₂ en 2050 », a déclaré Pouyanné. Certes, « Total restera une major pétrolière et gazière », mais elle a intégré le climat à sa stratégie. « D'ici vingt ans environ, on devrait avoir un portefeuille à 30-35 % de pétrole, 45-50% de gaz et 15 à 20 % de renouvelables et d'activités bas carbone pour que notre mix énergétique, mis à la disposition de nos clients, soit sur cette trajectoire compatible 2°C », a indiqué le PDG du groupe français. Aujourd'hui, le mix approximatif de Total est de 50 % de pétrole, 45 % de gaz et environ 5 % de renouvelables. « Ce n'est pas seulement une question de climat, c'est aussi tenir compte de l'évolution prévisible de nos marchés. Nous pensons que le pétrole aura encore sa place, mais que sa demande plafonnera à l'horizon 2040, que le gaz, à l'inverse, a un vrai futur et va gagner des parts de marché, et puis les renouvelables, les bas-carbone et le stockage de l'énergie connaîtront une forte croissance : de 10 % à 20-30 % du mix énergétique. Donc positionnons-nous sur les marchés qui offriront la croissance que nous voulons », a déclaré Patrick Pouyanné.

« La priorité est de développer les marchés du gaz. Entre le gaz et le charbon, ce n'est pas gagné, car le charbon est meilleur marché. Il faut qu'il y ait un

prix du CO₂ pour que les prix des énergies reflètent leur contenu en CO₂. On n'a pas besoin d'un prix du CO₂ très élevé pour cela. À \$25 ou \$30 la tonne, on fait basculer les centrales au charbon vers le gaz », indique-t-il dans cet entretien. « Sur le gaz, on était historiquement producteur et liquéfacteur, mais moins présents sur l'aval. Nous souhaitons développer une stratégie intégrée dans la chaîne du gaz pour deux raisons : parce qu'il faut créer des marchés, il faut aller chercher le client ; et aussi parce que, comme dans le pétrole, la marge se déplace le long de la chaîne de valeur, il y a des cycles, et la meilleure façon de résister aux cycles est d'être présent sur toute la chaîne de valeur ».

« Un horizon de prix volatils »

« Ce que je viens de décrire, c'est également la stratégie qu'il faut avoir dans les renouvelables. Quand on parle de solaire, Total est majoritaire dans Sunpower, nous sommes donc d'abord un acteur amont. Or, aujourd'hui, les acteurs amont souffrent. Les prix des cellules ont baissé et les producteurs ne retrouvent pas dans les prix des cellules leurs investissements et couvrent seulement leurs coûts opératoires, car il y a de fortes surcapacités. Pour équilibrer la chaîne du solaire, il faut qu'on soit plus présent dans l'aval, qu'on soit intégré. Car la bonne stratégie est celle de l'intégration verticale. C'est ce que Sunpower a commencé à faire dans les marchés où elle est bien positionnée, c'est-à-dire le marché des surfaces limitées (toits, parkings, etc.), car ses cellules sont plus efficaces que celles de ses concurrents qui misent surtout sur de grandes fermes solaires où l'efficacité n'est pas prioritaire. Total, en tant que groupe, a vocation à être un acteur de l'aval solaire également. Y compris sur des fermes solaires et quitte à ne pas utiliser de meilleures cellules Sunpower, s'il le faut. Notre volonté est de soutenir le développement de Sunpower, auquel nous sommes durablement attachés, mais aussi de nous développer à côté de Sunpower pour accélérer cette intégration ».

À la question « dans quelle zone de prix pour le pétrole et le gaz se place-t-il comme chef d'entreprise ? », Pouyanné a répondu : « Je me place dans un horizon de prix volatils, qui ont des cycles bas et des cycles hauts. Il faut donc que nous nous positionnions sur des actifs qui soient résilients aux cycles. C'est vrai dans l'amont et c'est vrai dans l'aval aussi ».

Le vendeur du mois

France : Quadran, le nouvel acteur intégré du renouvelable

Energies Libres, sa filiale pour la commercialisation de l'électricité, vient de racheter Enel France. Elle défend un modèle alternatif et promeut l'autoconsommation.

Energies Libres s'était déjà fait remarquer en remportant, en mai 2016, plusieurs lots dans le cadre de l'appel d'offres de la Cre pour assurer la continuité de fourniture de clients professionnels n'ayant pas changé de fournisseur. Sur les 13 000 sites gagnés, environ 800 sont restés dans le portefeuille d'Energies Libres. Avec la finalisation du rachat d'Enel France, début décembre 2016, le fournisseur d'électricité change de dimension. Ses volumes de vente passent d'environ 200 GWh/an à plus de 2 TWh. La société était présente sur le marché BtoB du tertiaire, des artisans et des petits professionnels raccordés en plus de 36 kVA. Elle hérite d'un portefeuille d'une centaine de très grands clients, publics et privés, dont les plus connus sont la RATP, Eiffage et Valeo. Quelle est la stratégie du fournisseur ?

Intégration des activités de vente et de production

Quadran est né en 2013 de la fusion de deux acteurs du développement des renouvelables, JMB énergie et Aérowatt, qui ont eu la volonté de rester indépendants et de développer des installations pour leur propre compte. Aujourd'hui, le groupe compte près de 450 MW de capacités installées, essentiellement de l'éolien et du photovoltaïque. 100 MW supplémentaires sont en cours de construction. En 2015, Quadran crée Energies Libres, avec l'idée d'assurer un débouché à sa production d'électricité verte sans passer par des agrégateurs. « Energies Libres porte notre volonté de commercialiser, à terme, directement notre énergie », explique Jérôme Billerey, directeur général de Quadran, à EUROP'ENERGIES. Le système de l'obligation d'achat ne le permet pas encore, mais le dispositif évolue avec la mise en œuvre du complément de rémunération. « Nous nous apprêtons à devenir un acteur global. À l'image d'EDF, mais au niveau d'une entreprise de taille moyenne d'environ 250 collaborateurs, nous maîtrisons tous les aspects

du métier », précise le DG. Avec un équilibre entre les activités : « En année pleine, notre chiffre d'affaires devrait atteindre 220 millions d'euros, dont environ 100 millions pour la production », indique Jérôme Billerey.

Carole Lajous vient d'être nommée directrice générale du Pôle Energies Libres de Quadran, qui repose sur un triptyque : Energies Libres Grands comptes (qui reprend les activités d'Enel France) ; Energies Libres (environ 2000 clients entre 36 et 250 kVA) ; et une plate-forme de services. En termes de segments de clientèle, « notre portefeuille était complémentaire avec celui d'Enel France. Nous allons regrouper les équipes et poursuivre un développement aussi sur le segment moyen », explique Carole Lajous à EUROP'ENERGIES. Elle espère dépasser 2 TWh de ventes en 2017. L'objectif est de vendre essentiellement de l'électricité verte, « mais nous gardons des offres sur mesure pour les grands comptes », explique la DG du Pôle Energies Libres. La plate-forme de services permet de valoriser les savoir-faire liés aux autres activités du groupe. Energies Libres propose une solution d'agrégation ouverte à d'autres producteurs indépendants d'électricité renouvelable ; un service de responsable d'équilibre ; des services d'optimisation des consommations ; et un ensemble d'offres d'autoconsommation solaire. Quadran est notamment partenaire de Comwatt, qui développe des box intelligentes. « Côté autoconsommation, nous proposons plusieurs formules, avec ou sans investissements dans l'installation de panneaux solaires par le client », précise Carole Lajous. Quadran a remporté près de 1,3 MWc dans le cadre de l'appel d'offres national pour des projets d'autoconsommation dans les secteurs industriel, agricole et tertiaire qui s'ajoutent à d'autres projets régionaux en cours de réalisation.

« L'originalité d'Energies Libres réside dans l'intégration des activités de vente et de production. Grâce à l'appui des techniciens de Quadran, nous pouvons faire des offres d'autoconsommation qui sont intéressantes aussi bien pour les grands comptes que pour les clients plus modestes », explique Carole Lajous. En outre, la société, basée en Occitanie, joue sur la proximité grâce à un réseau d'agences réparties dans l'Hexagone. « L'achat d'Enel France nous permet de gagner en visibilité et en capacité de développement. Notre objectif est de fédérer nos clients autour d'une vision globale de l'énergie », conclut Jérôme Billerey.

Gestion de l'énergie

Nextep propose un système de management de l'énergie (SEME)

La PME basée à Puteaux, dans les Hauts-de-Seine, vient de remporter le marché lancé par Uni-HA pour proposer à ses adhérents un outil de gestion des énergies.

En juin 2016, Uni-HA, un réseau d'achats groupés de centres hospitaliers en France, a lancé un appel d'offres pour un « Système expert de management de l'énergie » (SEME). Après une procédure de plusieurs mois incluant un test des solutions proposées, la candidature de nextep a été retenue. « Nous avons été choisi comme attributaire de l'accord-cadre, décliné en marchés subséquents, pour une durée initiale de deux ans, reconductible », précise Lionel Caudron, président cofondateur de la société, à EUROP'ENERGIES. Qu'est-ce qu'un SEME et quel est le positionnement de nextep ?

Le terme de SEME apparaît de plus en plus souvent dans le secteur de l'énergie. Le SEME est le prolongement logique des outils de suivi des fluides. « Pour des raisons de compétitivité et pour s'inscrire dans les impératifs de la transition énergétique, les clients doivent traiter de plus en plus de données pour relier l'énergie aux usages », explique nextep. Concrètement, un SEME désigne l'ensemble des traitements de données qui permettent non seulement de contrôler les consommations et les coûts, mais aussi de disposer de tableaux de bord, d'histogrammes, de statistiques et d'alertes, pour une gestion globale de l'énergie et de l'environnement. Cet outil répond à trois problématiques : l'achat d'énergie, la sobriété énergétique et l'arbitrage entre les sources d'approvisionnement. En outre, le système intègre les évolutions fiscales et réglementaires. La difficulté étant de tout traiter dans une base de données unique et cohérente.

Deux sphères d'expertise : l'énergie et les « métiers »

Sur ce point, nextep affirme qu'on ne peut pas tout faire entrer dans la même base de données.

« Il existe deux sphères d'expertise : l'énergie et les 'métiers' (gestion du patrimoine ou des procédés industriels), mais les solutions informatiques permettent de créer des passerelles pour les faire dialoguer », précise Joris Straub, chef de projet. Côté « énergies », on rentre les historiques des contrats, les flux de facture, la télérelève des compteurs et des sous-compteurs. Côté « métiers », on renseigne le « dimensionnel » (surfaces, bâtiments, etc.), les usages de l'énergie, les contrats de service, les modes d'exploitation, les programmes d'investissements. Les fonctions de base sont l'optimisation des contrats, le contrôle des consommations et des coûts par point de livraison pour des multi-sites. « Le logiciel permet une analyse indépendante des courbes de charges et une vérification des factures en additionnant énergie, acheminement et taxes. La qualité des factures est souvent insatisfaisante. Elles sont présentées de façon soit complexe, soit trop simpliste et on y retrouve des erreurs », estime Joris Straub. Des modules peuvent ensuite être ajoutés aux fonctionnalités de base pour gérer les contrats de services, effectuer des comparaisons entre différents types de sites, établir des budgets, etc.

Une société qui vient du secteur de l'énergie

Un des atouts de nextep est de venir du secteur de l'énergie : « Nous sommes à l'écoute des experts métiers. En général, les sociétés du secteur de l'informatique ne prennent pas les problèmes par le bon bout ». nextep a été fondée en 2001. Ses activités étaient alors centrées sur la télérelève des consommations de gaz naturel et d'électricité pour un suivi en temps réel. « Très vite, nous avons développé des plates-formes clients et nous avons traduit les consommations en euros pour satisfaire à la fois les techniciens et les personnes en charge du suivi budgétaire et financier », explique Lionel Caudron. Depuis 2005, la PME a connu de beaux succès avec, dans le secteur public, des contrats signés avec le Sipperec (2006-2012) et avec les ministères des Finances (en 2007, 2011 et 2014) et de la Défense (2012, 2015). Dans le privé, nextep cible des clients de secteurs très divers, dont Michelin, Transdev, Dupont, des coopératives agricoles, etc. La PME suit une stratégie : rester indépendante des fournisseurs d'énergie et de

leurs filiales de services, des constructeurs de bâtiments ou de matériels. « Le modèle économique est difficile. Il repose sur notre seule valeur

ajoutée, mais il répond au besoin de valorisation de la donnée et cela plaît aux clients », assure Lionel Caudron.

Le choix d'un SEME vu par Olivier de Miras, acheteur énergie d'Uni-HA

EUROP'ENERGIES : Comment voyez-vous le marché des Systèmes experts de management de l'énergie (SEME) ?

Olivier de Miras : C'est un marché relativement récent, en plein démarrage. Avant le lancement de notre projet SEME, nous avons « benchmarké » 25 entreprises et solutions logicielles. Le nombre des acteurs a donc véritablement décollé et la façon d'aborder le sujet s'est considérablement enrichie. Nous recensons trois grandes catégories de solutions. Les logiciels liés aux bâtiments et aux équipements sont apparus les premiers pour répondre aux problématiques de terrain des responsables de maintenance. Les logiciels à l'orientation contractuelle et financière ont accompagné la libéralisation des marchés de l'énergie. Ils se sont développés essentiellement à destination des acheteurs d'énergie des groupes industriels. Et enfin, les logiciels orientés « Iso 50 001 », qui mettent en forme les informations mais avec peu de capacités d'intégration automatique des données ou de calculs complexes.

EE : Les SEME permettent-ils de couvrir tous les besoins en gestion de l'énergie ?

Odm : Notre groupe de travail a conclu qu'à ce jour, aucun outil sur le marché ne réunit toutes les caractéristiques nécessaires à la gestion de l'ensemble de la chaîne de valeur du management de l'énergie, à savoir de la préparation des appels d'offres de fournitures des Utilités jusqu'au suivi quotidien des usages énergétiques. De ce constat, nous avons tiré trois orientations pour établir les critères de choix du SEME. Il fallait un logiciel permettant de répondre de façon simple à nos besoins de base (suivi des consommations, des contrats complexes et contrôle des facturations pour le gaz, l'électricité et l'eau) ; capable d'évoluer dans la durée pour gérer à terme tous les contrats « énergie » [réseaux de chaleur, de vapeur, contrats d'exploitation maintenance avec approvisionnement en énergie (P1)] ; et capable d'intégrer les

facteurs d'influence des consommations énergétiques (par usages et bâtiments) et de calculer précisément les temps de retour sur investissement des actions d'efficacité énergétique.

EE : Comment avez-vous construit votre cahier des charges ?

Odm : Nous avons lancé un appel d'offres largement ouvert avec un cahier des charges comprenant des fonctionnalités obligatoires, de base et avancées qui s'est révélé très sélectif. Sur les 45 retraits enregistrés, nous n'avons reçu que six offres conformes à nos exigences. Elles ont fait l'objet d'une analyse par notre groupe expert, qui intégrait une phase de test sur la base de scénarii prédéfinis. Nous avons été agréablement surpris par le très bon niveau technique des offres reçues. Les discussions en interne ont été nourries. Nous avons finalement unanimement choisi la solution de nextep, qui a remis le meilleur compromis en termes de coûts et de qualité pour les 54 hôpitaux de notre groupement d'achat.

EE : Quelles sont les fonctionnalités demandées et les objectifs visés ?

Odm : Les fonctionnalités attendues du logiciel ont été classées en fonction d'une grille qui détaille leur date de disponibilité et aussi leur niveau de perfectionnement. Par exemple, les fonctionnalités de modélisation des contrats et de contrôle automatisé des factures de gaz et d'électricité sont des fonctionnalités dites de base, à disponibilité immédiate, quand les simulations de consommations et de coûts sur la base de variation de facteurs d'influence (activités, cours de marché, patrimoine, etc.) sont des fonctionnalités avancées de seconde étape. Cette segmentation permet à chaque hôpital de disposer immédiatement d'une solution prête à l'emploi appuyée sur des fonctionnalités de base incontournables et de pouvoir choisir son rythme dans l'utilisation du SEME. Au bilan, chaque hôpital bénéficie de l'effet du groupement de commandes qui lui garantit des tarifs imbattables, tout en lui permettant une gestion différenciée en fonction de ses besoins, de son calendrier interne et de sa maturité en termes de management de l'énergie.

Perspectives

France : l'hydrogène suscite l'intérêt des pouvoirs publics et d'Engie

La recherche autour de l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de l'énergie se poursuit. Plusieurs acteurs sont impliqués. Les collectivités locales se mobilisent fortement, tout comme le groupe dirigé par Gérard Mestrallet.

En ce début d'année 2017, l'hydrogène continue de susciter l'intérêt des énergéticiens et des chercheurs, tant ses perspectives paraissent prometteuses dans le contexte de la transition énergétique. Ce gaz possède en effet de nombreux attraits : il est peu coûteux, stockable, fiable et peu émetteur de carbone. À ce titre, il représente un complément intéressant aux énergies renouvelables, intermittentes et non stockables.

Forte implication d'Engie

En France, la recherche autour de l'hydrogène se poursuit à un rythme plutôt actif. Plusieurs projets sont en cours. L'objectif est de mieux comprendre le fonctionnement de cette technologie tout en essayant de faire baisser les coûts d'utilisation. Cela vaut à la fois pour la mobilité et pour le « stationnaire ». Les collectivités locales font partie des acteurs les plus intéressés par l'hydrogène. En 2016, l'appel à projets Territoires Hydrogène (lancé par le gouvernement) a ainsi été couronné de succès, constate l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (Afhyprac). Cinquante-sept projets très variés impliquant 98 territoires ont été déposés et la moitié d'entre eux ont été labellisés, ce qui permet de solliciter un financement. « Chaque région française a soumis au moins un dossier, qui a été labellisé », se félicite Philippe Boucly, premier vice-président de l'Afhyprac et ex-directeur général de GRTgaz. Il faut noter qu'Engie est associé à neuf des 57 projets retenus, preuve que l'entreprise s'intéresse fortement à l'hydrogène. Selon Engie, « le moment est venu de penser très grand » sur ce gaz. C'est ce qu'a déclaré Thierry Lepercq, DGA d'Engie en charge de l'innovation, de la recherche et de la

technologie. Il s'exprimait lors de l'AG de l'Afhyprac en décembre. L'objectif, à terme, est bel et bien de remplacer le pétrole lorsqu'il s'agit de mobilité. L'enjeu est donc de taille.

Les régions aux premières loges

À côté de l'État et des grandes entreprises, la réflexion sur l'hydrogène avance aussi grâce à des structures régionales dédiées à l'innovation. Plusieurs projets se sont fait remarquer ces derniers mois. On peut notamment citer celui de Hyport, porté par l'agence d'innovation Madeeli (région Occitanie/Pyrénées-Méditerranée et fonds européens), dont l'objectif est de créer un réseau de mobilité en fonction des besoins des ports et aéroports de la région et du tourisme « vert ». À terme, l'aéroport de Toulouse-Blagnac pourra bénéficier de piles à combustibles pour remplacer les groupes électrogènes alimentant ses chariots élévateurs. Et la compagnie aérienne EasyJet, qui possède une base importante à Blagnac, utilisera des piles à combustibles pour éclairer ses avions. D'après Hyport, ces piles pourraient être implantées dans les soutes à bagages qui, sur les compagnies à bas coûts, sont réputées pratiquement vides — car l'enregistrement d'un bagage en soute est payant, donc les passagers préfèrent les emporter avec eux en cabine.

Cogénération électricité/chaueur/hydrogène

Dans le domaine « stationnaire », il faut noter l'essor en 2016 du projet Sylfen, porté par le Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Ici, l'idée est de produire en même temps du gaz (ou de l'électricité) et de la chaleur. Pour ce faire, un électrolyseur à haute température 100 % réversible est utilisé aussi comme une pile à combustible. Ainsi, l'énergie est tour à tour convertie en hydrogène ou en chaleur, avec un rendement particulièrement élevé. Selon le CEA, ce dispositif peut être employé sur le terrain à hauteur de plusieurs dizaines ou plusieurs centaines de kW. Il est particulièrement adapté aux bâtiments à énergie positive et aux éco-quartiers.

Le mot du juriste

Les réseaux fermés de distribution ont désormais leur cadre juridique

Le mot de Pierre-Adrien Lienhardt, avocat, Gide Loyrette Nouel.

La fin de l'année 2016 a été l'occasion pour le gouvernement de publier une ordonnance relative aux réseaux fermés de distribution (RFD). Cette ordonnance du 15 décembre 2016 avait été annoncée par l'article 167 de la loi du 17 août 2015 qui permet d'« encadrer une pratique rendue possible » par les textes européens. Le troisième paquet énergie, et en particulier les articles 28 des directives du 13 juillet 2009, donnent en effet la possibilité aux États d'autoriser et de réglementer les RFD. Sept ans plus tard, l'ordonnance du 15 décembre 2016 donne un cadre juridique aux RFD d'électricité.

Une transposition attendue

Les réseaux privés de distribution d'électricité ont suscité beaucoup d'interrogations. Selon la fiche d'impact de l'ordonnance, près de 600 réseaux fermés existent actuellement en France, sans que leur régime juridique n'ait été défini de manière exhaustive. Le code de l'énergie réglementait uniquement les lignes directes, qui permettent à un producteur d'alimenter directement un consommateur ou ses propres établissements. Les réseaux privés ont également été discutés au travers du débat sur le raccordement indirect des installations de production d'électricité. La Cour de cassation a jugé le 12 juin 2012 qu'un tel raccordement est possible mais nécessite la signature de conventions avec le gestionnaire du réseau public.

Cette consécration prétorienne n'était toutefois pas pleinement satisfaisante. Les RFD constituent, selon les travaux préparatoires de l'ordonnance, « une exception au principe de droit commun d'accès des tiers au réseau de distribution ». Une intervention législative était donc nécessaire pour asseoir le régime dérogatoire applicable à ces réseaux, qui avaient dans un premier temps été appréhendés avec réserve par le droit européen (v. CJUE, 22 mai 2008, Citiworks, C-439/06).

Un RFD est désormais défini comme « un réseau de distribution qui achemine de l'électricité à l'intérieur d'un site géographiquement limité et qui alimente un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partages de services ». Il doit en outre répondre à l'une de deux conditions suivantes : être justifié par des raisons techniques ou de sécurité (notamment pour les sites industriels ou les installations nécessitant une fréquence électrique spécifique), ou distribuer de l'électricité au propriétaire ou au gestionnaire de réseau (ce qui exclut les immeubles de bureaux et les centres commerciaux).

À peine de sanctions pénales, les RFD doivent désormais bénéficier d'une autorisation administrative. Sa délivrance sera soumise à la vérification des capacités techniques et financières du gestionnaire du réseau.

Une harmonisation partielle

Les RFD deviennent un outil qui facilitera sans doute les projets de « smart grids » et d'autoconsommation d'électricité. On pourra toutefois regretter que les textes n'apportent pas de réponse à l'ensemble des questions en suspens. D'une part, les RFD de gaz ne se voient pas dotés d'un statut similaire alors que les textes européens le permettraient. D'autre part, la Cre avait rappelé le 20 septembre 2016 que les RFD ne représentent qu'une fraction de l'ensemble des réseaux privés. Les autres réseaux privés, qui ne répondent pas à la définition des RFD, ne sont toujours pas réglementés. Il faudra se demander si ceux-ci, et possiblement le raccordement indirect, peuvent perdurer en marge du dispositif de l'ordonnance du 15 décembre 2016.

Le périmètre de cette dernière était certes, pour le moment, limité par la loi d'habilitation. La loi de ratification sera l'occasion de la compléter. Pour leur part, les règles européennes applicables aux RFD ne devraient pas évoluer substantiellement. La proposition de directive du 30 novembre 2016 se borne à indiquer que les RFD doivent être considérés comme des réseaux de distribution, ce qui consacre la pratique antérieure décrite dans le document de travail de la commission européenne du 22 janvier 2010. La stabilité du cadre européen pourra conforter l'État dans sa volonté de clarifier le statut des réseaux privés en France au-delà de l'ordonnance du 15 décembre dernier.

Flashes

France : raccordement au gaz

En France, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (ATRT 6) introduisent une modification de la répartition des coûts de raccordement. Ils prévoient que la participation financière du client sera au moins égale à 50 %, mais qu'une quote-part sera portée par le tarif de transport. Le dispositif n'entraînera pas de hausse du niveau global du tarif. La participation demandée au client correspond au coût de raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Si le client est un industriel, il doit, en contrepartie, signer un contrat de réservation anticipé de capacité avec le gestionnaire du réseau de transport. Le dispositif s'applique au raccordement aux deux réseaux, à celui de GRTgaz et à celui de TIGF. L'ATRT 6 entrera en vigueur le 1^{er} avril 2017.

Belgique : vote de la loi relative à la taxe nucléaire

En Belgique, la loi de « contribution de répartition » a été adoptée par le Parlement le 22 décembre. Cette contribution a pour ambition de capter le surprofit des centrales nucléaires. La loi fixe la contribution des installations qui n'ont pas fait l'objet d'accords de prolongation (Doel 3 et 4 et Tihange 2 et 3). Pour 2016, 130 millions d'euros devraient rentrer dans les caisses de l'État. Pour la période 2017-2026, un dispositif a été mis en place. L'État prélèvera le montant le plus élevé entre un montant minimum annuel et 38 % de la

marge de profitabilité du parc nucléaire. Pour 2017-2019, l'État belge sera assuré d'une rentrée d'un montant minimum net de 150 millions d'euros par an. Au-delà de 2020, le montant sera révisé en fonction de l'évolution du contexte économique. Le vote de cette loi marque aussi l'entrée en vigueur formelle de la convention signée entre l'État et Electrabel à

propos de la prolongation de dix ans de la durée d'exploitation des réacteurs Doel 1 et 2.

France : l'ATRT 6 baissera au 1^{er} avril 2017

En France, la Cre a publié sa décision relative aux tarifs de transport de

Belgique : Marghem lance les premières mesures prévues par l'accord de gouvernement

En Belgique, Marie-Christine Marghem, la ministre en charge de l'Énergie et de l'Environnement, a présenté, le 2 décembre, sa note d'orientation stratégique relative aux mesures d'accompagnement à prendre par l'État fédéral en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays après la sortie du nucléaire en 2025. Un avant-projet de loi a été adopté par les ministres qui doit notamment favoriser le développement de la gestion de la demande et du stockage. Le plan d'actions de Marghem repose sur une étude menée par Elia décrivant les besoins de la Belgique en termes d'adéquation offre-demande et de flexibilité pour la période 2017-2027, et une consultation publique portant sur cette étude.

La ministre propose des mesures articulées autour de quatre piliers : améliorer le fonctionnement du marché et les échanges transfrontaliers, développer la gestion de la demande, développer le stockage et améliorer la réserve stratégique. L'avant-projet de loi prévoit une exonération de la cotisation fédérale pour les installations de stockage d'énergie raccordées au réseau. Cette mesure s'applique pour le moment essentiellement aux installations hydroélectriques équipées de système de pompage-turbinage (Coo et Plate-Taille), mais à terme, elle pourrait concerner l'hydrogène ou les batteries. De plus, la Creg doit étudier les possibilités de réduire les frais de transport pour le stockage. En outre, les acteurs de la gestion de la demande devraient pouvoir participer plus facilement aux différents services d'Elia. La ministre compte aussi assouplir les conditions d'accès à la réserve stratégique. Une attention particulière sera portée aux installations de production d'électricité à partir du gaz. Enfin, l'opportunité de mettre en place un mécanisme de rémunération de la capacité sera examinée.

En outre, le 5 décembre, Marie-Christine Marghem a réagi à l'annonce de *Winter Package* par la Commission européenne. Compte tenu de l'ampleur du paquet, elle estime qu'il faut opérer par priorités. Selon elle, pour la Belgique, les chantiers prioritaires pour 2017 sont la gouvernance (qui repose sur l'élaboration du plan-climat national pour 2030), l'efficacité énergétique et le modèle de marché et son interaction avec les spécificités des énergies renouvelables.

France : seize fournisseurs d'électricité autorisés en 2016, note Watt's Next

La société de conseil Watt's Next note une forte augmentation du nombre des fournisseurs d'électricité autorisés sur le marché français, soit 29 nouveaux fournisseurs en deux ans, dont douze au cours des six derniers mois. « La fin des tarifs jaunes et verts et des conditions de marché favorables sur le 'mass market' [...], ainsi que] l'énorme réservoir de consommateurs encore au tarif ouvrent un vaste territoire de conquête aux opérateurs alternatifs en place et aux nouveaux entrants », souligne Watt's Next. Mais le marché français n'est pas facile. Les marges sont réduites sur le segment des grands comptes et prendre des clients à EDF n'est pas simple. La part de marché en volume des fournisseurs alternatifs est passée de 9,9 % à 12,7 % seulement sur les neuf premiers mois de l'année 2016. Watt's Next note quelques tendances de fond concernant les nouveaux acteurs : les entreprises du secteur des renouvelables s'intègrent en aval avec la vente d'électricité directe ; des acteurs étrangers s'intéressent au marché français ; des ELD sortent de leur territoire historique ; et des start-up cherchent un positionnement original. Enfin, « l'arrivée de Budget Telecom annonce-t-elle une offensive de la part d'entreprises extérieures au monde de l'énergie ? », se demande la société de conseil.

gaz naturel de GRTgaz et de TIGF pour la période 2017-2021 (ATRT6). Ces tarifs s'appliquent à compter du

France : les fournisseurs ont demandé 40,75 TWh d'Arenh

En France, le 15 novembre, était organisé un guichet permettant aux fournisseurs alternatifs (tous les fournisseurs hors EDF) de demander un accès à un prix régulé au nucléaire historique (Arenh) pour le premier semestre de 2017. La Cre vient de publier les résultats sur son site. Le volume total d'Arenh demandé pour le premier semestre de 2017 s'élève à 40,75 TWh, dont 0,35 TWh au titre des pertes des gestionnaires de réseaux. « Dans le contexte actuel de la hausse des prix de marché de gros de l'électricité, la Cre constate une augmentation importante des demandes Arenh des fournisseurs alternatifs pour le premier semestre 2017 », commente le régulateur. Les demandes avaient été nulles pour 2016. Le prix de l'Arenh est fixé à 42 euros/MWh.

Dans l'hypothèse où aucune demande ne serait effectuée au prochain guichet du 16 mai 2017, le volume total d'Arenh demandé sur 2017 s'élèvera à 82,2 TWh, dont 0,7 TWh au titre des pertes (en application de la modification des règles relatives à la clause de monotonie. Publication du décret attendue pour le premier trimestre de 2017). Cela représente une quantité historique d'Arenh demandé bien que le volume reste inférieur au plafond de 100 TWh prévu par l'article L336-2 du code de l'énergie.

Frank Roubanovitch, président du Cleee, qui représente les consommateurs multi-sites industriels et tertiaires, s'insurge : « L'Arenh embarquant la capacité, les fournisseurs n'auront pas à payer de capacité en 2017 pour les volumes achetés aux guichets. Or, ils ont bien l'intention de facturer 100 % de la capacité à leurs clients, y compris celle qu'ils ne vont pas payer eux-mêmes. Il y a là une sérieuse anomalie ». La difficulté est que le détail du volume d'Arenh souscrit par chaque fournisseur n'est pas public. On ne sait pas non plus, pour chaque fournisseur, quelle part de sa demande d'Arenh correspond à une demande du client.

1^{er} avril 2017. L'ATRT6 est en baisse de 3,1 % au 1^{er} avril pour GRTgaz et de 2,2 % pour TIGF. Le nouveau tarif de transport prévoit des évolutions de structures importantes et notamment de la tarification régionale.

Bruxelles : baisse des tarifs de distribution

En Belgique, Brugel, le régulateur pour la région Bruxelles-Capitale, a revu à la baisse les tarifs de distribu-

tion de gaz et d'électricité initialement fixés pour cinq ans (2015-2019). Ces adaptations s'appliquent à compter de 2017. Elles sont la conséquence du premier contrôle tarifaire ex-post mené par Brugel et portant sur 2015. Le fonds de régulation tarifaire affichait un montant de 121,1 millions d'euros dont 97,6 millions n'étaient pas encore affectés. Brugel « souhaitait donc redistribuer ces différents montants aux consommateurs bruxellois ». Pour un client professionnel bruxellois consommant annuellement

750 000 kWh en électricité et 300 000 kWh de gaz, l'impact par rapport aux tarifs 2017 initiaux s'élève respectivement à 820 euros HTVA et 204 euros HTVA.

Wallonie : les tarifs de distribution 2017

En Wallonie, le comité de direction de la Cwape a approuvé, le 15 décembre, les nouveaux tarifs de distribution du gaz et de l'électricité pour 2017. Seuls les tarifs des GRD bi-régionaux Gaselwest et PBE n'ont pas été approuvés. Pour ces deux distributeurs, les tarifs de 2016 sont prolongés. À noter qu'Ores et Resa (à Liège) proposent, à compter de 2017, des conditions tarifaires de raccordement préférentielles pour les stations GNV. En outre, la Cwape publie les surcharges 2017 (fédéral + Wallonie) pour les clients résidentiels, soit 0,649153 centime d'euro/kWh pour l'électricité et 0,185691 centime d'euro/kWh pour le gaz naturel.

France : RTE sélectionne 750 MW d'effacement

Dans le cadre de l'appel d'offres effacement, RTE a sélectionné treize opérateurs d'effacement (Actility, Alpiq, BHC Energy, EDF, Enerdigit, Energy Pool, Engie, Eqinov, RES, Restore, Smart Grid Energy, Valoris et Voltalis), qui s'engagent à rendre disponibles des effacements de consommation pour un volume compris entre 750 MW et 1400 MW en 2017. Ces capacités sont activables jusqu'à quarante fois dans l'année et sur la totalité des heures de pointe de la journée, pour un prix pouvant aller jusqu'à 20 700 euros/MW, précise RTE.

Suisse : Axpo se scinde pour surmonter la crise du secteur

En Suisse, Axpo affiche des pertes pour la troisième année consécutive. Pour l'exercice 2015-2016, le groupe accuse une perte de 1,25 milliard de francs suisses (1,167 milliard d'euros). Ces mauvais résultats sont liés à la baisse des prix de l'électricité sur le marché de gros et à un correctif de valeur sur sa nouvelle centrale de pompage de Limmern. Le groupe va donc se restructurer et créer une nouvelle division pour les secteurs en croissance. « Axpo Solutions » regroupera les activités liées aux énergies renouvelables, la division Origination et la division Trading d'Axpo. À partir de 2019, des investisseurs pourront acquérir des participations minoritaires dans Axpo Solutions et les actionnaires actuels d'Axpo pourront augmenter leurs participations dans cette nouvelle division. Le conseil d'administration du groupe va être remanié : Thomas Sieber, le président d'Axpo, a indiqué vouloir procéder à une « dépolitisation ». Enfin, le groupe va poursuivre un programme d'économies et d'optimisation des activités.

Cette année, des sites du secteur tertiaire ont participé au dispositif, notamment des hyper et supermarchés. En additionnant les capacités d'effacement activables sur les différents dispositifs disponibles (marché d'ajustement, réserves, services-systèmes, Nebef), RTE compte au total 2,5 GW de potentiel d'effacement pour l'hiver 2017.

Suisse : évolution du Wacc pour le gaz

En Suisse, le Surveillant des prix et les exploitants des réseaux de gaz à haute pression se sont accordés sur une baisse échelonnée du taux de rémunération du capital investi (Wacc). Celui-ci est fixé à 4,9 % du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 ; à 4,7 % en 2017-2018 ; à 4,5 % en 2018-2019 ; et à 4,23 % en 2019-2020. Cet accord vient compléter un précédent règlement à l'amiable, daté d'octobre 2014.

France : appel d'offres conversion biomasse

La France a lancé un appel d'offres pour la conversion de cogénérations au gaz naturel de plus de 12 MW à la biomasse sur les sites industriels à profil de consommation de chaleur continue sur l'année. Le cahier des charges a été publié par la Cre. L'appel d'offres court jusqu'au 2 juin 2017 et porte sur 40 MW. Pendant la période de conversion des installations, la cogénération reçoit une aide. La France devrait publier prochainement un appel d'offres portant sur la conversion progressive de cogénérations au biogaz.

France : appel d'offres infructueux

Le moins qu'on puisse dire est que les fournisseurs ne se sont pas bousculés au portillon pour remporter des lots de sites qui ne sont plus éligibles aux TRV mais n'ont pas encore signé de nouveaux contrats en offre de marché ! Un seul fournisseur a déposé un

France : EDF cède 49,9 % de RTE à la CDC et à CNP Assurances

Le conseil d'administration d'EDF a approuvé, le 15 décembre, le projet de cession de 49,9 % du capital de RTE, filiale à 100 % du groupe. Un accord engageant a été signé le même jour avec la Caisse des Dépôts (CDC) et CNP Assurances. La valorisation définitive agréée est fixée à 8,2 milliards d'euros pour la totalité de RTE. EDF pourra bénéficier d'un complément de valeur plafonné à 100 millions d'euros. Les partenaires vont créer une entreprise commune. EDF transfèrera la totalité des titres de RTE à la nouvelle société, puis il cèdera 49,9 % du capital à la CDC et à CNP Assurances dans le courant du premier semestre de 2017. Le solde de 50,1 % de la participation d'EDF dans la co-entreprise restera affecté au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives au nucléaire.

dossier. Ainsi, hormis un seul lot en gaz naturel qui a été attribué, le deuxième appel d'offres organisé par la Cre a été déclaré infructueux. Cet appel d'offres a été lancé le 4 novembre. Il portait sur environ 2700 sites en électricité et 3600 en gaz, répartis en dix lots pour le gaz et en 32 lots pour l'électricité. Pour sortir de cette situation, la Cre « recommande que le prix des offres transitoires soit fixé de façon à ce que l'incitation à souscrire une offre de marché soit substantiellement renforcée ».

Wallonie : Renier dirigera la Cwape

Le 15 décembre, le gouvernement wallon a désigné Stéphane Renier, directeur de la direction des services aux consommateurs et des services juridiques, pour remplacer, à titre transitoire, Francis Ghigny à la présidence de la Cwape. Le mandat de Francis Ghigny est arrivé à son terme. Stéphane Renier prendra le poste de président *ad interim* à partir du

AGENDA

- 24-26 janvier 2017 (Bordeaux, France) : Assises européennes de la transition énergétique (<https://www.assises-energie.net/>)
- 25-26 janvier 2017 (Rennes, France) : salon Biogaz Europe (<http://www.biogaz-europe.com/>)
- 31 janvier 2017 (Paris) : colloque annuel du Ser (<http://ser-evenements.com/colloque-annuel-du-ser/>)
- 2 février 2017 (Paris) : Rencontres FFIE 2017 : la révolution digitale de l'énergie (<http://www.ffie.fr/accueil/>)

1^{er} février 2017 et jusqu'à la désignation du nouveau titulaire du poste. Cette nomination doit intervenir dans les neuf mois. Stéphane Renier devra adresser un rapport au gouvernement après deux mois à dater de sa prise de fonction et à l'issue de sa mission.

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

Électricité : les disponibilités nucléaires remontent progressivement

Le déficit de production nucléaire en France a non seulement fait que ce pays a affiché l'un des prix moyens des *day-ahead* les plus élevés, mais les pays voisins en ont subi le contrecoup. Les disponibilités nucléaires remontent

Le choc de l'annonce des difficultés du parc nucléaire français s'estompe. De nombreux sujets restent cependant en suspens : arrêt ou non des tranches Fessenheim 1 et 2 (1800 MW) alors que Flamanville 3 (1650 MW) ne sera pas

mis en service avant 2018, part des renouvelables en France à un ou deux ans, impact des interconnexions lors de fortes productions d'ENR en Allemagne et en Espagne, baisse réelle ou stagnation de la demande. En attendant, la hausse des prix du charbon et du gaz mène le jeu, dans lequel le carbone s'arrive pas à s'exprimer (contrat Décembre 2016 clôturé à 5,10 euros/t EUA sur ICE à Londres).

€/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
oct-16	38,00	37,13	33,02	52,83	55,15	53,09	39,86	55,90	57,19
nov-16	42,85	38,22	38,83	56,13	65,14	58,33	36,38	60,66	62,26
déc-16	43,49	37,48	31,85	60,49	59,26	56,44	35,42	58,26	54,96
M/M-1 %	1,49	-1,95	-17,97	7,76	-9,04	-3,24	-2,65	-3,96	-11,73

€/MWh	Moyenne Day-Ahead 2016 et écarts par rapport à EPEX France pour le mois sous revue								
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
2016	43,49	37,48	31,85	60,49	59,26	56,44	35,42	58,26	54,96
Moyenne-EPEX Fr	-15,77	-21,78	-27,41	1,23	0,00	-2,82	-23,84	-1,00	-4,30

€/MWh	Moyenne Day-Ahead 2015 et 2016 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 2015	40,05	31,63	20,98	50,32	38,50	52,17	37,63	40,32	44,69
Moyenne 2016	32,26	28,98	26,92	39,66	36,72	42,78	36,70	37,88	36,65
Moyenne - EPEX Fr	-4,46	-7,74	-9,80	2,94	0,00	6,06	-0,02	1,16	-0,07

progressivement, mais elles ne seront pas au maximum durant cet hiver. Les centrales au gaz et au charbon tournent à plein. Les prix des *day-ahead* seront donc liés aux prix du gaz à court terme, qui restent élevés, voire montent assez rapidement en ce début du mois de janvier. Seule une forte présence de productions renouvelables permettra de contenir la hausse, voire une baisse de la demande liée à des conditions plus douces.

Gaz : recul des prix en dépit du nucléaire

Les prix du gaz naturel ont reculé sur les marchés européens, en dépit de la demande accrue du secteur électrique français due à l'arrêt de centrales nucléaires. L'explication réside dans la douceur du climat en décembre, par rapport à ce qu'on appelle les normales saisonnières, et dans l'abondance de l'offre. Les reculs restent néan-

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - déc. 2016 - en euros/MWh)

	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Fév. 2017	48,45	75,50	58,88	31,43	41,00	41,00
T2 2017	26,84	34,51	33,50	25,61	32,80	32,48
Cal-18	34,28	44,93	38,50	27,84	34,34	31,36

Gaz: Moyennes mensuelles des day ahead								
€/MWh	PEG Nord	PEGSud/TRS	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV
oct-16	17,04	18,41	17,14	17,08	17,73	8,61	17,16	18,83
nov-16	18,08	19,85	18,16	18,02	19,00	8,00	18,07	19,57
déc-16	18,19	21,49	18,04	17,69	18,78	11,68	17,86	19,77

Gaz: Moyennes des day ahead (janvier au dernier mois)								
€/MWh	PEG Nord	PEGSud/TRS	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV
2015	20,09	20,61	19,78	19,81	19,91	8,08	19,98	22,14
2016	14,25	15,57	14,16	14,05	14,42	7,78	14,24	15,86

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

moins modérés. Le prix *day-ahead* moyen du gaz est ainsi passé de 18,16 €/MWh en novembre sur Zeebrugge à 18,04 €/MWh en

décembre 2016. Sur le NBP britannique, il a reculé d'une moyenne de 19,00 €/MWh en novembre à 18,78 €/MWh en décembre.

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.