

europ *Energies*

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses	p.2
Acheteur du mois :	
l'Ugap	p.6
Vendeurs du mois :	
EDF et GDF Suez	p.7
Achats publics :	
Jean-Serge Salva, Sigeif	p.8
Achats publics :	
Patrick Labayle-Pabet	p.9
Réseaux : Elia	p.10
Mot du juriste :	
autoproduction/autoconsommation en Wallonie	p.11
Flashes	p.12
Marchés	p.16

Indicateurs spot

	31 oct.	29 nov.	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Epex France [#]	44,58	49,11	+4,53
Epex All.	37,72	39,22	+1,50
Gaz* (p/th)			
NBP	65,46	67,18	+1,72
Zeebrugge	65,25	66,06	+0,81
Zeeb. €/MWh	25,95	27,22	+1,27
Pétrole			
Brent (\$/b)	107,73	111,94	+4,21
Gasoil (\$/t)	934,25	937,50	+3,25
Fuel Oil (\$/t)	598,00	620,00	+22,00
Monnaies			
€/US\$ (1€ =)	1,36	1,36	-
€/£ (1€ =)	0,86	0,83	-0,03

* Base, *dayahead*, moyennes du mois écoulé.
[#] (ex-Powernext) p=pence. th=therm.
 b=baril de 160 litres. t=tonne. r=révisé.

Edito

L'année touche à sa fin. Le moment est donc venu d'essayer de prédire le prix de l'énergie pour la nouvelle année et de jeter un regard sur l'exercice écoulé. Pour 2014, tous les acteurs s'accordent pour prédire une nouvelle baisse du prix moyen du pétrole brut. Celui-ci exerce une forte influence sur les prix des autres énergies. Cette influence s'explique notamment par l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole, dans la plupart des contrats d'achat de long terme de GNL et de gaz naturel en Europe et en Asie, et par le fait que, dans certains secteurs, le pétrole est en concurrence avec d'autres sources d'énergie.

En 2013, le prix moyen du Brent est tombé à \$108,50/b, comparé à \$111,60/b en 2012. Pour 2014, la plupart des prévisions le placent dans une fourchette plus basse, de \$95 à \$105/b. L'année écoulée a montré, une fois de plus, à quel point les facteurs géopolitiques peuvent influencer sur le prix du brut. Sans la chute de la production en Libye et sans les sanctions sur l'Iran, on aurait sans doute eu un prix du Brent inférieur. La géopolitique restera présente en 2014, soit pour ajouter sa « prime de risque » aux prix, soit pour créer une offre excédentaire en cas de mésentente (peu probable) entre exportateurs. Autre impondérable : la parité entre le dollar US et l'euro. En Europe, le prix moyen de l'électricité a baissé aussi en 2013 (cf. le tableau en dernière page de ce

numéro). La baisse est d'environ 11 % en France, mais elle atteint 24 % en Allemagne (Epex). Faiblesse de la demande, recours au charbon, offre accrue de renouvelables... Les raisons sont connues.

L'évolution du prix du gaz est plus impressionnante. Le prix moyen auquel l'Allemagne a importé son gaz a reculé de 4,4 % à 27,7 euros/MWh sur les neuf premiers mois de 2013, par rapport à la période correspondante de 2012. Les importations allemandes se basent essentiellement sur des contrats de long terme, mais le prix spot TTF a augmenté de presque 10 % à 27 euros/MWh. Et il a dépassé le prix moyen auquel Gazprom a vendu du gaz en Europe au 1^{er} semestre (voir sous Analyses).

Ceux qui recommandent aux acheteurs de se référer uniquement au marché spot semblent oublier que l'Europe importe les deux tiers de son gaz. En clair, les deux tiers de l'offre de gaz en Europe sont déterminés soit par des pays exportateurs pour lesquels les revenus gaziers sont vitaux, soit par l'arbitrage avec un marché très demandeur, en Asie, où les prix spot sont maintenant presque deux fois plus élevés qu'en Europe. N'est-il pas temps que le réalisme l'emporte sur l'idéologie ?

Bonne année 2014 !

Pierre Terzian

europ *Energies* est une publication de **PETROSTRATEGIES**

Pierre Terzian (directeur), Claire Aïcardi (rédactrice en chef), Andrew Greene, Guillaume Maincent, Grégory Heller, Patricia Marcoz.

Abonnements - France : €913,79 TTC - Ailleurs : €895. Adresse : 65, rue Desnouettes - 75015 Paris - France - Tél : +33 (0)156085608 - Fax : +33 (0)156085609

Analyses

Suisse : les passages en offres de marché s'accroissent

Les prix de l'électricité sur le marché sont inférieurs aux tarifs régulés basés sur les coûts de production. La concurrence joue sur l'ensemble du pays.

En Suisse, 27 % des clients disposant du droit de libre accès au réseau électrique, représentant environ 47 % du volume total éligible, seront sur le marché en 2014, estime l'ElCom. Le régulateur a mené une enquête auprès des 80 plus grands gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité du pays. Déjà en 2013, il avait noté une augmentation des passages en offre de marché chez les grands consommateurs d'électricité. Cette tendance s'accroît encore pour 2014. Une étude, menée chaque année par BET Dynamo Suisse, consultant en stratégie auprès des entreprises énergétiques, confirme et précise le constat fait par l'ElCom. EUROP'ENERGIES en présente quelques enseignements particulièrement intéressants.

Depuis 2012, en Suisse, les prix sur le marché sont moins élevés que les tarifs de l'énergie, même si on constate, pour la première fois, pour 2014, une baisse des tarifs énergie publiés par les distributeurs d'électricité. En outre, le niveau des tarifs de l'électricité en Suisse s'équilibre alors qu'il existait une nette différence entre Suisse romande et Suisse alémanique en 2009, au début de l'ouverture du marché, et les années suivantes. « Aujourd'hui, tous les distributeurs achètent de l'électricité sur le marché », explique Daniel Ramsauer, directeur de BET Dynamo. Par ailleurs, « les acteurs ont atteint une certaine maturité et ne cherchent plus à conserver certains clients à tout prix en leur faisant des offres très avantageuses et en reportant les coûts sur les clients captifs. Les distributeurs veulent faire bénéficier tous leurs clients de tarifs intéressants », selon Daniel Ramsauer. Les tarifs pour 2014 sont encore au-dessus des prix de marché. La tendance devrait donc se poursuivre. D'autant plus que, phénomène nouveau, les fournisseurs démarchent maintenant les clients en dehors de la période septembre-octobre, à la fin de laquelle ces derniers

doivent signaler leur intention de passer sur le marché. « Les processus commerciaux se sont nettement intensifiés. Les distributeurs vont sur le marché à terme pour se couvrir et signent des contrats pour plusieurs années à l'avance », précise Daniel Ramsauer. Il constate que la plupart des contrats conclus par les grands consommateurs portent sur des périodes de trois ans.

Pour 2014, la majorité des entreprises sondées ont perdu entre 2 et 10 % du volume de leurs clients éligibles. La concurrence s'est surtout accélérée en Suisse alémanique. Plusieurs raisons à cela. La concurrence s'était d'abord développée en Suisse romande, où les tarifs étaient plus élevés et où il était plus facile de faire une offre concurrentielle. En Suisse romande, la plupart des grands clients ont déjà quitté les tarifs pour le marché. Ce n'était pas encore le cas en Suisse alémanique. En outre, les fournisseurs romands ont dû réagir et ils se sont organisés. Ils ont mis au point leur stratégie commerciale notamment pour fidéliser leurs clients. BET Dynamo constate, sur l'échantillon sondé, que près de la moitié des volumes éligibles sont aujourd'hui en contrat de marché, dont les deux tiers avec changement de fournisseur. Cela représente un volume compris entre 10 et 15 TWh, soit presque 20 % de la consommation suisse d'électricité. La plupart des grands clients ont quitté leur fournisseur traditionnel. « Le lien entre le distributeur local et les clients multi-sites est rompu. 47 % des GRD interrogés n'ont plus de contact, ni de négociations commerciales avec les sites locaux des enseignes multi-sites. Cela devient un segment particulier, avec des acheteurs spécialisés, accompagnés souvent de consultants », observe Daniel Ramsauer.

Les électriciens ciblent les clients de plus petites tailles

Les électriciens démarchent maintenant les clients de plus petites tailles. Les marges commerciales étant moins importantes sur ces segments, des offres via Internet ont vu le jour. En avril 2013, EKZ (distributeur de Zurich) a invité les clients éligibles à se rendre sur son site www.energyforbusiness.ch. « Cette opération a fait bouger le marché. D'autres acteurs ont suivi le mouvement, comme Swisspower, IWB ou BKW. Swisspower, qui était davantage connu pour servir les

Les conditions du sondage de BET Dynamo Suisse

- Le sondage a été mené en novembre 2013. En Suisse, depuis 2009, les clients consommant plus de 100 MWh/an d'électricité peuvent changer de fournisseur et aller sur le marché libre. Ils doivent se prononcer avant la fin octobre pour pouvoir jouir de leur éligibilité l'année suivante. Ce choix est définitif.

- 35 distributeurs d'électricité ont répondu au sondage. Ils représentent 5 % de l'ensemble des GRD en Suisse et 12 % du marché en volume. C'est un échantillon relativement restreint, mais représentatif de la structure du marché suisse. Les entreprises sondées sont de tailles très diverses, la plus grande comptant environ 70 000 clients. La moitié d'entre elles est située en Suisse romande et l'autre moitié en Suisse alémanique.

multi-sites, y a gagné en notoriété », constate Daniel Ramsauer. En Suisse, on ne constate pas encore de système de groupements d'achats. Néanmoins, Swenex, le bureau de conseil en achats d'énergie

auprès des clients industriels, est devenu fournisseur pour le compte de ses clients, dont il agrège les besoins.

La concurrence s'est nettement développée sur le marché de l'électricité suisse, même si aucun fournisseur non suisse ne l'a encore abordé. Les distributeurs régionaux ne s'en laissent plus compter : 10 % des entreprises interrogées ont compensé leurs pertes en volumes en faisant des acquisitions de clients hors de leur zone de distribution. « De plus en plus d'acteurs sont dans une stratégie d'acquisition, sur un marché relativement petit. Je pense qu'à terme, nous assisterons à une certaine consolidation de ce marché », analyse Daniel Ramsauer. La Suisse compte encore près de 700 distributeurs d'électricité ! Par ailleurs, le consultant estime que l'ouverture du marché va se poursuivre et que la libéralisation totale du marché de l'électricité suisse pourrait être effective au 1^{er} janvier 2016. « Le gouvernement semble en prendre le chemin. Les accords sur l'énergie avec l'Union européenne sont en bonne voie et devraient être finalisés au premier semestre 2014 », est-il convaincu.

Le prix spot du gaz peut dépasser celui des contrats de long terme en Europe

Le paradigme du marché gazier européen semble changer et le recours au marché spot comme référence de prix ne jouera peut-être plus en leur faveur.

En effet, les relevés de prix opérés par EUROP'ENERGIES montrent que les cours spot du gaz dans le Nord-ouest de l'Europe, qui ont augmenté ces dernières années, égalent maintenant le prix moyen du gaz importé dans le cadre de contrats de long terme, voire le dépassent dans certains cas. Comme on est au début de l'hiver et que le niveau moyen des stocks est plus bas que les autres années (avec des risques de pénurie en cas de grand froid) le prix spot du gaz peut continuer d'augmenter dans les mois qui viennent. Il risque alors de dépasser significativement celui des contrats de long terme. La tendance du prix du gaz indexé sur le pétrole (brut ou produits pétroliers) est facile à prévoir car ce prix s'établit

avec un décalage de trois à six mois par rapport au pétrole. Or, si le cours moyen du Brent a commencé 2013 à \$113/b (premier trimestre), il est tombé à \$102/b au deuxième trimestre et tourne, depuis, dans une fourchette de \$105-112/b. Une nouvelle baisse du prix du brut est prédite par presque tous les prévisionnistes pour 2014, à cause d'une augmentation des capacités de production plus rapide que la demande dans le monde.

Au cours des dix premiers mois de 2013, la moyenne du prix *day-ahead* sur deux des principaux hubs de l'Europe du Nord-ouest (TTF et Peg Nord) a égalé ou dépassé 27 €/MWh. En revanche, le prix moyen du gaz importé en Allemagne (à partir de la Russie, de la Norvège et des Pays-Bas), essentiellement basé sur des contrats de long terme, a diminué, passant de 29 €/MWh en 2012 à 27,7 €/MWh au cours des neuf premiers mois de 2013, à quasi-égalité donc avec le spot. La comparaison est encore plus frappante avec le prix moyen d'exportation du gaz russe par Gazprom vers l'Europe (hors ex-URSS). Celui-ci s'établit à 26 €/MWh pour le premier semestre 2013. Pour la même période, la

moyenne *day-ahead* de TTF était de 27,7 €/MWh et celle du Peg Nord de 28,5 €/MWh.

L'approche de l'hiver en Europe n'explique que très partiellement cette remontée des prix spot. Deux autres facteurs doivent être pris en compte. D'abord sans doute le fait que les exportateurs cherchent à protéger leurs intérêts en évitant d'inonder de gaz le marché européen. Ils préfèrent vendre moins, mais à un meilleur prix si possible, et/ou vendre ailleurs qu'en Europe. Et c'est là qu'intervient le deuxième facteur : le GNL. L'offre marginale de gaz en Europe est constituée essen-

tiellement de GNL. L'Europe est en concurrence avec l'Asie pour l'achat de GNL. Or, le prix spot du GNL a fortement augmenté en Asie, où il a dépassé la barre des \$19/MBtu à la mi-novembre, soit l'équivalent de 48 €/MWh. Pour que le GNL reste en Europe et ne prenne pas le chemin de l'Asie, un écart de prix minimal de 8 €/MWh est nécessaire. Avec 40 €/MWh, la barre d'arbitrage Europe/Asie du GNL est très élevée par rapport aux prix actuels du marché spot européen qui, début décembre, tournent autour de 29 €/MWh. L'offre marginale de gaz tire donc nettement les prix spot vers le haut !

France-Allemagne : comparaison des prix de l'électricité

Une étude de la direction du Trésor confirme que, dans certains cas, les prix de l'électricité en Allemagne peuvent être plus compétitifs que les prix en France.

« Depuis début 2013, une baisse importante des prix du marché de gros en Allemagne, ainsi que plusieurs évolutions réglementaires telles que la mise en place d'une compensation CO₂ pour certains secteurs industriels ou la réduction des régimes dérogatoires dont bénéficie l'industrie allemande influent sur la compétitivité relative de l'électricité [en France et en Allemagne] et peuvent, dans certains cas, rendre les prix allemands

plus compétitifs », conclut un document de travail publié par la direction du Trésor français. L'objet de cette étude est une comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne. Les quatre auteurs — Louise Oriol, Thomas Meinzel, Dimitri Pescia et Frédéric Lehmann — travaillent dans l'administration, au sein de quatre ministères : Economie et Finances ; Ecologie, développement durable et Energie ; Redressement productif ; Commerce extérieur. Sans surprise, les auteurs constatent que les prix de l'électricité sont plus élevés pour les ménages et la très grande majorité des entreprises en Allemagne. Cette situation étant accentuée par le choix de ce pays de faire porter aux consommateurs non électro-intensifs une part importante des coûts de son système électrique et de la transition énergétique. Mais, pour les électro-intensifs, les dérogations aux conditions tarifaires habituelles appliquées en Allemagne contribuent à rapprocher les prix de l'électricité de part et d'autre de la frontière. Et, quand les prix sur le marché baissent en Allemagne, ils deviennent même plus compétitifs qu'en France...

Réforme de l'EEG

En Allemagne, la coalition gouvernementale conservateurs (CDU/CSU) et sociaux-démocrates (SPD) va présenter, d'ici au printemps 2014, une réforme de la loi sur le développement des renouvelables (EEG). Elle pourrait être votée l'été prochain. La part des énergies renouvelables dans la consommation électrique devrait être de 50 à 60 % d'ici à 2035 (contre 50 % en 2030 et 65 % d'ici à 2040 selon l'EEG). Les aides aux renouvelables devraient être simplifiées. Elles devraient être diminuées pour les nouvelles installations. Les exonérations dont bénéficient les électro-intensifs seront revues.

L'écart des prix de marché se creuse

Les coûts d'acheminement de l'électricité sont beaucoup plus élevés en Allemagne. Pour les particuliers, ils sont en moyenne de 42 euros/MWh en France et de 65,4 euros/MWh en Allemagne. Les tarifs d'accès au réseau en Allemagne ont beaucoup diminué ces dernières années sous l'effet d'une régulation incitative, mais ils devraient augmenter à nouveau dans les années à venir. Le

Prix de l'électricité pour un industriel en 2012

	Petit site industriel (2 à 20 GWh/an)		Site industriel moyen (20 à 70 GWh/an)		Gros site industriel (70 à 150 GWh/an)	
	France	Allemagne	France	Allemagne	France	Allemagne
Fourniture	47	56	50	57	47	55
Tarif d'accès au réseau	23	22	13	15	10	10
Taxes	12	36	9	32	8	28
Total	82	115	73	104	66	93

Sources : Eurostat, Dgéc, SOeS, BDEW, BnetzA, SER Berlin.

renforcement des réseaux nécessite des investissements importants. La fiscalité est également beaucoup plus lourde en Allemagne. Pour un particulier, le montant des taxes hors TVA s'élève, en janvier 2013, à 25 euros/MWh en France et à 98 euros/MWh en Allemagne. Globalement, les sites industriels français consommant moins de 150 GWh/an (soit plus des deux tiers de la consommation industrielle en France) bénéficient de prix plus compétitifs que leurs homologues allemands, en raison principalement de la fiscalité. Néanmoins, cette comparaison moyenne masque une grande hétérogénéité, en particulier pour les grands industriels. Les mécanismes d'exonération et de dérogation permettent, pour un industriel qui bénéficie de l'ensemble des mécanismes, en Allemagne, de s'affranchir de la part d'acheminement et de faire baisser de 98 euros/MWh à 1,25 euro/MWh sa fiscalité sur l'énergie. En France, les très gros consommateurs voient leur fiscalité sur l'électricité réduite de 25 euros/MWh à 1 euro/MWh. S'ajoutent, de part et d'autre du Rhin, une série de dispositifs qui permettent de diminuer encore la facture des électro-intensifs tels que la compensation CO₂ en Allemagne, la rémunération de l'interruptibilité ou des effacements dans les deux pays... Il est difficile d'estimer la part des gros sites industriels allemands bénéficiant de prix proches des prix français. Les auteurs du document de travail estiment qu'elle est faible.

Sur le marché de gros, les prix calendaires représentatifs des coûts d'achat de l'électricité en 2013 se sont établis entre 47 et 49,7 euros/MWh en Allemagne (moyenne EEX pour 2013 en novembre 2012), ce qui correspond à une baisse de 5 à 8 euros/MWh par rapport aux coûts d'achat en 2012. En France, l'orientation à la baisse n'a

d'impact que sur le complément d'approvisionnement hors Arenh, indiquent les auteurs. Au 28 novembre 2013, les prix calendaires étaient

L'Arenh fonctionne-t-il comme un prix plancher ?

Depuis 2012, on note une tendance à la baisse des prix de l'électricité en Europe. Cette tendance se poursuit en Allemagne. Les prix calendaires (cal+1) étaient autour de 47 euros/MWh en novembre 2012, pour descendre autour de 38 euros/MWh au second semestre 2013. En France également, une tendance à la baisse est visible sauf que... les prix ne descendent jamais en dessous de 42 euros/MWh ! Fin novembre 2013, l'écart France-Allemagne est de 5 à 6 euros pour 2014 et pour 2015. Le niveau de l'Arenh, fixé à 42 euros/MWh, apparaît comme un véritable prix plancher pour le marché français. Ce dispositif, qui devait prémunir les clients finals contre la hausse des prix de l'électricité, les empêche finalement de profiter d'une baisse de ces prix. Les discussions autour du niveau de l'Arenh pour 2014 et de la méthodologie de fixation de ce niveau risquent d'être particulièrement épineuses...

de 42,72 euros/MWh pour la France et de 37 euros/MWh pour l'Allemagne ! Même si l'Allemagne envisage de réformer sa politique énergétique et qu'une enquête de la Commission européenne sur les exonérations du tarif de transport est en cours, la question des différences de compétitivité des prix de l'électricité de part et d'autre du Rhin n'a pas fini de se poser.

L'acheteur du mois

France : l'Ugap lance un achat groupé de gaz naturel

La centrale d'achat public met à disposition des personnes publiques une solution pour faire face à la fin des tarifs réglementés de gaz en 2014.

Un achat groupé de gaz naturel pour des collectivités et des personnes publiques de grande ampleur se prépare en France. L'Ugap, la centrale d'achat public, entend « fédérer les besoins de l'ensemble des personnes publiques volontaires : collectivités territoriales, établissements d'enseignement, établissements de la sphère hospitalière et sociale, opérateurs de l'Etat, sur l'ensemble du territoire ». Elle prévoit de publier un accord-cadre au début de l'année prochaine. « Avec la suppression au 31 décembre 2014 des tarifs réglementés de vente, tout pouvoir adjudicateur, consommateur final de plus de 200 MWh/an, devra impérativement satisfaire ses besoins en gaz au terme d'une opération de mise en concurrence des fournisseurs », rappelle l'Ugap. Or, le plus souvent, les personnes publiques ne disposent pas, en interne, des compétences nécessaires à la mise en place d'un appel d'offres sur les marchés de l'énergie. L'achat groupé de l'Ugap devrait pallier cela. Ce dispositif sera complété par un ensemble de services pour « offrir aux gestionnaires de patrimoine des outils de réduction des consommations et d'assistance à la conception de bâtiments à haute performance énergétique ».

Philippe Tessier a été nommé directeur du projet Energie et Environnement à l'Ugap

Philippe Tessier vient d'être nommé à l'Ugap en tant que directeur du projet Energie et Environnement de la centrale d'achat et il devrait prochainement monter un département éponyme. Philippe Tessier a mené une carrière tour à tour dans le privé et dans le public, toujours dans le domaine de l'énergie. Il a fait partie de l'équipe qui a lancé le premier groupement public d'achat de gaz naturel en France au sein d'un syndicat d'énergie francilien. En outre, il anime, depuis 2004, le groupe Energie-Climat de l'association des ingénieurs territoriaux de France (AITF). Philippe Tessier a formalisé et complété ces acquis

en 2012-13 dans le cadre du mastère Supélec « Management des marchés de l'énergie ». « Nous avons déjà recueilli beaucoup de manifestations d'intérêt pour notre projet. Des régions, départements, communes et intercommunalités, hôpitaux, universités envisagent de se joindre au dispositif », s'est réjoui Philippe Tessier, interviewé par EUROP'ENERGIES. L'objectif est de publier l'accord-cadre au début de 2014 et de démarrer les contrats avant la saison de chauffe. « Beaucoup d'acheteurs publics risquent de se réveiller trop tard et de découvrir au dernier moment la complexité de l'achat public d'énergie. Or, les fournisseurs seront tentés de sélectionner les appels d'offres les mieux préparés. Certaines procédures pourraient amener des réponses décevantes », avertit Philippe Tessier.

« Le recours à une centrale d'achat groupé est un dispositif souple »

Outre la sécurité technique et juridique apportée par la centrale d'achat public, l'achat groupé permet non seulement d'agréger des besoins pour atteindre un certain volume, mais également de foisonner des profils de consommation très différents. « Le recours à une centrale d'achat groupé est un dispositif souple, notamment sur le plan administratif. La personne publique qui y a recours est exonérée de toute procédure de publicité et de mise en concurrence. Son engagement, via une simple convention, ne concerne que la durée du marché exécuté par la personne publique elle-même », précise Philippe Tessier. Il rappelle également que la centrale d'achat est un opérateur indépendant, établissement public sous tutelle de l'Etat.

Cette première expérience pourrait-elle amener, à l'avenir, les autorités publiques locales à lancer des achats groupés d'énergie au profit de leurs administrés, comme c'est le cas par exemple en Belgique (EUROP'ENERGIES d'octobre 2013) ? « S'il s'avérait nécessaire en France de lancer de telles initiatives, les collectivités auraient intérêt à s'essayer dans un premier temps avec l'achat d'énergie pour leur propre patrimoine, car il s'agit bien d'un nouveau métier à la confluence de deux compétences, celle de la commande publique et celle des marchés de l'énergie », avait estimé Philippe Tessier dans le résumé de sa thèse professionnelle soutenue en fin de mastère Supélec, après un stage co-piloté par GRDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies.

Vendeurs du mois

France : les fournisseurs historiques jouent la carte « territoires »

EDF et GDF Suez approchent les collectivités avec des offres d'expertise territoriales.

« Expertise », « solutions », « innovation » et « territoires », voilà les mots clés des campagnes de communication des deux fournisseurs historiques français, à l'attention des collectivités. Alors que la fin des tarifs réglementés de vente de gaz pour ces consommateurs sera probablement actée dans les mois qui viennent, les deux énergéticiens ne dévoilent ni leur positionnement, ni leur stratégie sur ces nouveaux marchés de la vente d'énergie. « Il est encore trop tôt pour en parler », ont-ils tous deux indiqué en réponse aux demandes d'entretien d'EUROP'ENERGIES. Ils occupent néanmoins le terrain, d'autant plus que se tenait, en novembre à Paris, le salon des maires et des collectivités locales.

Les deux acteurs font valoir leur expertise en tant qu'énergéticien, leur présence partout en France et la multiplicité de leurs compétences en interne. « EDF est un acteur de référence auprès des collectivités et des bailleurs sociaux. [...] Forts de cette expertise, les mille conseillers et experts d'EDF Collectivités, répartis dans toute la France, apportent des solutions énergétiques compétitives et innovantes qui répondent aux enjeux propres à chaque territoire », indique ainsi EDF. GDF Suez a annoncé, le 19 novembre, la signature d'un protocole d'accord avec les communautés de communes de Meslay-Grez et de la Gacilly (Ain). « Cet accord traduit l'ambition de GDF Suez, en tant qu'acteur majeur de la transition énergétique, d'être un partenaire énergétique de ses clients et de les accompagner dans leur dynamique territoriale », a déclaré Gérard Mestrallet, PDG de GDF Suez, à cette occasion.

Les deux énergéticiens veulent répondre à l'ensemble des besoins des collectivités, depuis la fourniture en énergie, la maîtrise des consommations, l'accompagnement des plus démunis, jusqu'au développement des énergies renouvelables et à la mise en place de projets de territoires « durables ».

Ils ont également mis des outils à la disposition de ces clients, comme la plate-forme logicielle de centralisation des données relatives aux thématiques urbaines « Cit'Ease » de GDF Suez et Suez Environnement ou l'application *smartphone* « Espace client mobile EDF Collectivités » d'EDF. Le groupe d'Henri Proglio a même lancé, en novembre, un « trimestriel d'information », *Le Magazine*, « qui cible les acteurs des territoires et vise à leur apporter une information de fond sur leurs problématiques énergétiques ». Si l'on peut noter une divergence d'approche des deux groupes, c'est peut-être celle-ci : EDF se présente davantage sous sa casquette d'énergéticien alors que GDF Suez insiste davantage sur l'aspect services énergétiques.

Une stratégie de réponse globale

Cette stratégie de réponse globale a conduit, ces derniers mois, à des rapprochements ou à des acquisitions. GDF Suez envisage ainsi une absorption de sa branche Energies France Entreprises et collectivités par Cofely. « Je suis convaincu, qu'à terme, la marge commerciale ne se fera plus sur la fourniture d'énergie. Nous devons donc développer une offre de services », avait expliqué Michel Vanhaesbroucke, directeur GDF Suez Energies France, à un groupe de journalistes le 14 novembre. Côté EDF, dans le cadre d'un accord avec Veolia, le groupe devrait reprendre les activités de Dalkia en France et donc obtenir le contrôle de Citelum, la société d'éclairage public et d'équipement électrique urbain.

Du point de vue des collectivités, les offres globales proposées par les deux énergéticiens présentent des avantages certains. Les collectivités françaises sont de plus en plus sensibles aux questions énergétiques en tant que problématiques territoriales. Elles doivent maintenant se saisir de la problématique de la fourniture en énergie. Les propositions « packagées » des fournisseurs historiques ne doivent cependant pas leur faire oublier que les marchés du gaz et de l'électricité sont des marchés particuliers et concurrentiels. Elles devront mettre en place de nouvelles compétences dans ce domaine également.

Achats publics

L'énergie doit trouver sa place dans la commande publique

Quelques points clés d'un achat public d'énergie, selon Jean-Serge Salva, responsable des Affaires juridiques du Sigeif.

Dans le même temps qu'ils devenaient des consommateurs éligibles, il y a une dizaine d'années, les acheteurs publics se voyaient confirmer par la loi que le code des marchés publics ne leur imposait aucunement de mettre leurs fournisseurs en concurrence. Aussi ont-ils majoritairement renoncé à exercer leur éligibilité (« décision étrangère aux règles de la commande publique », selon l'expression du Conseil d'Etat) et conservé des contrats dont ils ne fixent pas le contenu (conditions générales de vente) ni ne négocient le prix (service public de la fourniture aux tarifs réglementés). Un tel cadre d'achat atypique va disparaître avec la suppression de cette tarification publique en janvier 2016 pour les contrats électriques dits Jaunes et Verts et à compter de 2015 pour la plupart des contrats gaziers. L'électricité et le gaz entreront dès lors dans les procédures de droit commun applicables aux achats publics de fournitures, l'énergie ne constituant rien d'autre, au regard du droit européen, qu'une « marchandise ». Une marchandise présentant cependant des particularités auxquelles l'acheteur public devra se conformer.

Les points clés de la procédure

Au stade de la définition du besoin, par exemple, le périmètre de son marché doit ainsi être défini par des identifiants spécifiquement attachés à chacun des points physiques de soutirage d'énergie intégrés dans la consultation (n° de RAE en électricité ou de PCE en gaz). Si le code des marchés publics (article 76 VIII) dispense de fixer dans son marché la quantité précise d'énergie à fournir, l'acheteur doit néanmoins mentionner à titre indicatif, dans son règlement de la consultation, les données essentielles caractérisant ses consommations, en sorte que les fournisseurs puissent lui proposer un prix approprié. Lors de l'achèvement d'une procédure formalisée, ce sont les candidats évincés que le même code oblige à informer, sans délai, du résultat. La volatilité des

prix de l'énergie commande néanmoins d'avertir promptement le fournisseur retenu, dans la mesure où elle tend à renchérir son offre à proportion de la durée pendant laquelle l'acheteur lui impose de la maintenir. Il convient également de tenir compte du maintien, au sein du marché libéralisé, d'un vaste secteur régulé.

Les grandes composantes du tarif d'utilisation des réseaux publics, payé par tous les fournisseurs sur la base du barème de la Cre, constituent ainsi un élément important du coût de la prestation et se refléteront nécessairement dans la clause de prix du cahier des charges : partie forfaitaire, par exemple, ou encore pénalités pour dépassement de puissance en électricité ou pour dépassement de capacité journalière en gaz. De surcroît, du fait de l'Arenh, les conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché français de l'électricité tendent schématiquement à exposer l'acheteur, pour partie, à un prix fixé par arrêté ministériel (bientôt proposé par la Cre) et, pour le complément, aux prix des marchés de gros. Le choix par l'acheteur d'un prix révisable devrait ainsi intégrer la complexité de ce dispositif. Mais cette régulation du marché peut également simplifier le travail de l'acheteur, qui est notamment dispensé, lorsqu'il rédige son cahier des charges techniques, de fixer des prescriptions relatives à la qualité ou la continuité de l'énergie, puisqu'il s'agit là d'une des missions de service public assurées par les gestionnaires de réseaux. La prestation de changement de fournisseur relevant également de leurs prérogatives, la seule notification du marché public suffira à enclencher cette opération sans que l'acheteur ait besoin de procéder à la résiliation de ses anciens contrats aux tarifs réglementés qui, selon la loi, interviendra automatiquement et ne donnera lieu à aucune indemnité.

Un marché public d'électricité ou de gaz soulève donc des questions inédites. Pour autant, des acheteurs précurseurs ont d'ores et déjà démontré, notamment en se regroupant, qu'il leur était possible d'accéder aux meilleures conditions de prix et de services associés comme en attestent, entre autres, les appels d'offres régulièrement mis en œuvre par le Sigeif et qui ont fait naître une réelle dynamique concurrentielle en Ile-de-France. Ces précédents doivent ainsi inciter les personnes publiques à se mettre en ordre de marche pour anticiper les échéances.

France : Achat public d'énergie, êtes-vous prêts ?

Les premiers retours d'expériences d'achat public d'énergie permettent de dessiner les contours de ces nouvelles opérations et de leurs particularités. Le mot de Patrick Labayle-Pabet, avocat Associé, cabinet Ravetto Associés.

Il ressort, tout d'abord, des premières procédures menées à terme que l'achat d'énergie s'inscrit naturellement dans la tendance vers le regroupement des commandes. Le groupement de commandes (prévu à l'article 8 du Code) permet ainsi d'ériger un acheteur en tête de file (à travers la fonction de coordonnateur), chargé de préparer et de conduire la consultation, tout en faisant bénéficier l'ensemble des membres de l'effet de groupe. Il apparaît par ailleurs que la formule de la centrale d'achat (définie à l'article 9 du Code) pourra également être utilisée afin de bénéficier, outre d'éventuelles économies d'échelle à travers la massification, de la spécialisation d'un acteur dédié.

L'accord-cadre adapté aux délais courts

Qu'ils soient seuls ou en groupe, les acheteurs devront par ailleurs définir un allotissement répondant au mieux à leurs objectifs. Il n'existe à cet égard pas de solution unique et si certains allotissements pourront relever d'une approche « lissée », en tentant de favoriser des prix homogènes sur les différents lots, d'autres acheteurs pourront être tentés de ne regrouper dans un même lot que des sites susceptibles de donner lieu à des offres particulièrement attractives de la part des fournisseurs, quitte à recevoir des offres moins performantes pour d'autres lots. Il conviendra également de s'interroger sur le cadre retenu pour les « services annexes » (notamment en matière de performance énergétique), qui pourront être totalement intégrés à l'achat de gaz ou d'électricité, donner lieu à des lots spécifiques ou encore à des consultations séparées.

Il résulte ensuite des premières réflexions conduites que le choix du type de contrat peut s'avérer déterminant en matière d'achat d'énergie. Ainsi, de façon

quasi prémonitoire, la dérogation spécifique permettant de ne pas indiquer la quantité précise d'énergie achetée par le biais d'un marché public figure à l'article relatif aux... accords-cadres (article 76 du Code). Ces contrats de commande publique qui offrent une forme de pré-référencement de fournisseurs permettent en pratique de passer les marchés subséquents, sur le fondement de l'accord-cadre, dans des délais très resserrés. A la faveur d'une anticipation optimisée lors de la conclusion de l'accord-cadre, l'achat effectif d'énergie peut intervenir dans un délai de quelques jours, voire quelques heures, en réduisant d'autant l'exigence de maintien de la validité des offres par les fournisseurs (qui atteint régulièrement plusieurs mois dans d'autres secteurs). Ces circonstances, lorsqu'elles se combinent avec un déclenchement maîtrisé de la commande, en fonction des évolutions des marchés, participent à la réussite de l'opération. Lorsqu'il s'articule avec la formule du groupement de commande, le recours à l'accord-cadre rend toutefois plus difficile l'intégration de nouveaux acheteurs en cours de route.

Vigilance sur la question « prix »

Par ailleurs, cette approche nécessite de définir avec précision les critères de sélection au stade de l'accord-cadre, puis des marchés subséquents, afin de conserver la célérité dans le choix du fournisseur sans sacrifier aux objectifs de l'acheteur. Plus largement, l'approche « prix » nécessite une vigilance particulière dans la mesure où le cadre défini par l'acheteur et en particulier l'articulation entre partie forfaitaire (part fixe) et partie à prix unitaires (part variable) est susceptible d'influer sur les conditions de mise en concurrence. Les modalités de révision des prix devront là aussi donner lieu à une attention spécifique, dans l'attente d'une éventuelle évolution du Code des marchés publics quant aux possibilités d'acheter de l'énergie à prix fixe.

Comme dans tout secteur, la réussite d'un achat public d'énergie reposera nécessairement sur une importante anticipation. Mais, plus encore que dans d'autres secteurs, l'échéance prochaine de la fin des tarifs règlementés pourrait créer une certaine forme « d'encombrement », de nature à imposer de lancer des consultations suffisamment bien préparées pour favoriser la participation des fournisseurs et leur motivation, tout en limitant les risques contentieux.

Réseaux

Belgique : le projet de plate-forme d'offre de flexibilité d'Elia

Le GRT d'électricité belge veut mobiliser la flexibilité encore disponible pour assurer l'équilibre du système.

En Belgique, Elia a proposé, en octobre 2013, dans le cadre du groupe de travail « balancing », une proposition finale de modèle pour sa plate-forme « bid ladder ». Ce projet vise à capter la flexibilité non encore contractée *via* les dispositifs de réserve primaire, secondaire et tertiaire, pour assurer l'équilibre du système. Actuellement, Elia a accès à des capacités de production à travers le dispositif CIPU (Contract for the Injection of Production Units). Ce système lui permet de demander une modification de la production de certaines unités, mais il ne couvre que les plus grandes installations de production centralisées. En outre, le *mix* énergétique belge évolue et des grandes unités flexibles (les centrales thermiques au gaz, notamment) ferment. Les nouvelles installations de production sont moins flexibles. « Nous devons donc graduellement trouver des alternatives aux contrats CIPU. Le projet *bid ladder platform* doit permettre d'ouvrir le dispositif à d'autres types de ressources », expli-

quent Hans Vandembroucke, responsable du département Architecture au sein d'Energy Management, et Filip Carton, responsable de l'Implementation & Contracting au sein d'Energy Management d'Elia. La flexibilité provenant de la consommation et des sources de production renouvelables pourra donc être proposée. A terme, des installations connectées aux réseaux de distribution pourront également y participer.

Elia veut anticiper le code réseau Balancing

Elia s'est attaché à standardiser les produits pour anticiper les évolutions à venir des futurs codes réseaux européens. « Le code réseau *Balancing* prévoit la mise en œuvre d'un '*merit order*' commun. L'objectif final est d'augmenter la flexibilité disponible à l'échelle de l'Europe. Il sera possible d'activer de la flexibilité dans un autre pays si elle est plus économique et si les capacités d'interconnexions le permettent. Il faut donc créer des

produits échangeables », précise Hans Vandembroucke. Les offres d'effacement ou de production seront remises le jour pour le lendemain. Elles pourront être modifiées jusqu'à quinze minutes avant. Le volume minimal d'une offre devrait être fixé à 1 MW. Les acteurs déposent leurs offres au prix qu'ils souhaitent. Celles-ci sont ensuite classées et appelées en commençant par la moins chère. Quels volumes pourraient ainsi être captés ? Les capacités contractées dans le cadre du CIPU vont être transférées sur la plate-forme. Cela représente quelques centaines de MW, mais les volumes mis à disposition varient beaucoup selon les tensions sur le marché de l'électricité. Côté effacement, Febeliec, Elia et EnergyVille ont mené une étude auprès des clients raccordés au réseau de transport pour essayer d'évaluer la capacité encore disponible (voir en page 13). « Les agrégateurs ont encore du travail pour développer la flexibilité côté demande », estime Filip Carton.

Le projet d'Elia a été bien accueilli par les acteurs. « Nous avons essayé d'être à l'écoute et de prendre en compte les remarques formulées lors des rencontres du groupe de travail », explique Hans Vandembroucke. « Depuis longtemps, nous encourageons Elia à mettre en place des dispositifs pour que le maximum de flexibilité puisse participer au marché. Il faudra veiller à ce que ce système n'interfère pas avec le marché infra-journalier. Nous espérons que la plate-forme se mette en place dès que possible », a indiqué Gilles Wilmart, conseiller à la direction des prix de la Creg, à EUROP'ENERGIES. Elia vise une mise en service au début de 2015.

Retenez cette date

Mardi 25 mars 2014

Forum de l'électricité et du gaz d'EUROP'ENERGIES

Paris 15, CAP-15, quai de Grenelle, à deux pas
de la Tour Eiffel

Le mot du juriste

Autoproduction/autoconsommation et tiers-investisseur en Wallonie

Le mot de Guy Block, avocat aux Barreaux de Paris et de Bruxelles (g.block@janson.be).

L'indépendance énergétique et la promotion des sources d'énergie renouvelables font partie des défis énergétiques actuels. Le mécanisme de l'autoproduction/autoconsommation est un des outils qui permet de répondre à ces défis.

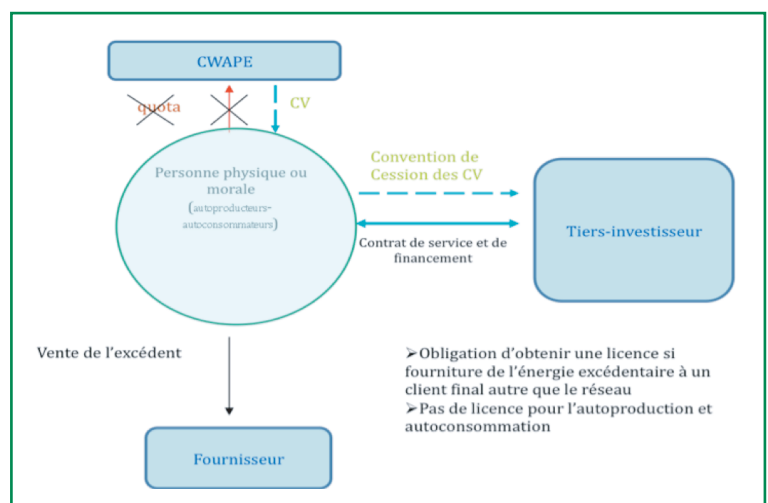
Principe et avantages de l'autoproduction/autoconsommation

L'article 2, 2°, du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité en Wallonie (ci-après, « décret wallon ») définit la notion « d'auto-producteur » comme suit : « Toute personne physique ou morale produisant de l'électricité principalement pour son propre usage ». L'auto-producteur est donc la personne qui procède à l'installation d'une unité de production renouvelable afin d'alimenter son habitation ou son entreprise en énergie. La Cwape a mis en exergue, au travers d'avis et de communications, les cinq avantages de ce mécanisme : 1) L'énergie produite par l'auto-producteur est intégralement consommée pour ses besoins énergétiques. La production d'énergie excédentaire peut faire l'objet d'une convention conclue avec un tiers ; 2) L'auto-producteur ne doit pas disposer d'une licence de fourniture d'électricité et ne contribue, dès lors, pas au quota de certificats verts ; 3) L'autoproduction attire l'attention des clients finals sur la question énergétique et incite à la valorisation des ressources locales ; 4) L'autoproduction est un outil pour la protection des clients finals face à la hausse des prix de l'énergie ; 5) L'auto-producteur bénéficie des certificats verts (CV) pour l'énergie renouvelable produite à partir de son unité de production. L'auto-producteur bénéficie aussi des labels de garanties d'origine (unité de production verte > à 10 kVA) ou du mécanisme de la compensation (unité de production verte ≤ à 10 kVA).

En pratique, pour bénéficier de ces avantages, l'investissement dans une unité de production renouvelable peut être réalisé soit par l'auto-producteur/auto-consommateur lui-même, soit à défaut du savoir-faire et/ou des ressources nécessaires, en recourant à un tiers-investisseur.

Le tiers-investisseur pour l'autoproduction/autoconsommation : une alternative

Le tiers-investisseur est une entreprise tierce prenant en charge l'investissement de l'unité de production renouvelable de l'auto-producteur, et rémunérée sur les gains générés par celle-ci (par ex. cession de CV). Le tiers-investisseur prend donc à sa charge la dette de l'investissement. L'auto-producteur recourant à un tiers-investisseur doit prendre en considération les lignes directrices édictées par la Cwape en la matière. La Cwape y précise les conditions pour qu'en cas d'intervention d'une entreprise tierce le client final garde le statut d'auto-producteur. Parmi les nombreuses conditions essentielles à la reconnaissance du statut d'auto-producteur, les plus importantes sont le maintien dans le chef du client final de la responsabilité du projet (par ex. le risque industriel du projet) et de la propriété de l'électricité produite, ce qui implique une autoconsommation de cette électricité. L'interaction entre un tiers-investisseur et l'autoproduction/autoconsommation peut être illustrée comme suit :



Le recours au mécanisme de l'autoproduction/autoconsommation, notamment par un tiers-investisseur, présente donc de nombreux avantages pour le développement des énergies renouvelables et contribue à l'indépendance énergétique dans le cadre du plan 20-20-20 de l'UE et des objectifs environnementaux wallons.

Flashes

France : les pegs et la taxe biométhane

Dans sa délibération du 9 octobre 2013, la Cre pose la question de l'assiette de la contribution aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et sur la prise en compte des volumes de gaz achetés aux pegs par des consommateurs finals industriels. Selon l'analyse de la Cre, « le client industriel qui se source au peg pour sa consommation propre demeure un consommateur final de gaz naturel et doit, à ce titre, s'acquitter de la contribution biométhane ». Le régulateur a interrogé sur ce point le ministère de l'Economie et des Finances dans une lettre du 8 mars 2013. « Si l'analyse de la Cre devait être confirmée, les modalités de recouvrement des contributions dues par ces clients devraient être précisées », indique le régulateur. En attendant, la Cre a décidé de maintenir les kWh ainsi achetés dans l'assiette de contribution dans sa proposition.

France : accord ActivHA - Total Energie Gaz

En France, à compter du 1^{er} décembre 2013, les adhérents du cercle d'achat ActivHA pourront bénéficier d'une offre de fourniture de gaz naturel de Total Energie Gaz. ActivHA a négocié pour ses membres un prix fixe garanti sur deux ou trois ans, assorti d'une remise spéciale. Le cercle d'achat estime que les économies, pour le client, peuvent aller jusqu'à 15 %, hors remise spéciale. Les adhérents qui le souhaitent bénéficieront d'une étude gratuite pour connaître les économies qu'ils peu-

vent espérer réaliser. ActivHA compte environ mille adhérents à ce jour.

France : l'offre finale de Lampiris

En France, UFC-Que Choisir indique que plus de 140 000 consommateurs se sont inscrits à sa campagne « gaz moins cher ensemble ». L'association de consommateurs a dévoilé l'offre finale de Lampiris, le lauréat de l'ap-

pel d'offres organisé par UFC-Que Choisir. Elle permet 15,5 % d'économie par rapport au tarif réglementé hors taxe du kWh de novembre et comporte une remise individuelle de 35 euros sur la facture. Le prix de l'offre est fixe pendant un an. En outre, cette initiative devrait faire des émules. « De nombreux groupements (copropriétés, collectivités) se sont rapprochés de l'UFC-Que Choisir pour organiser des opérations similaires », indique l'association.

Le projet Eridan pourrait être abandonné au profit d'une solution moins coûteuse

En France, une solution alternative est envisagée au doublement de l'artère gazière Nord-Sud entre Saint-Martin de Crau dans les Bouches-du-Rhône et Saint-Avit dans la Drôme (projet Eridan), en vue de la création d'une zone unique à l'horizon 2018. Les résultats de l'étude coûts-bénéfices menée par Pöyry, à la demande de la Cre, ont été présentés, le 4 novembre, dans le cadre du groupe de travail GT Structure. Dans sa délibération du 19 juillet 2012, la Cre avait fixé comme objectif la création d'une zone unique dans le sud de la France par la mise en œuvre d'une place de marché commune entre GRTgaz Sud et TIGF à l'horizon 2015, puis la création d'une place de marché France à l'horizon 2018. L'étude devait déterminer les coûts et bénéfices attendus de la fusion des pegs entre 2018 et 2038, selon plusieurs scénarios de marché.

Pour résoudre les problèmes de congestion entre les zones et permettre leur fusion, deux chantiers paraissent nécessaires : le doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan, 620 millions d'euros) et la réalisation d'une nouvelle canalisation entre Etrez dans l'Ain et Voisines en Haute-Marne en passant par Palleau en Saône-et-Loire (projet Val de Saône, estimé à M€650), soit un investissement total estimé à M€1270. Or, en cours d'étude, une solution alternative est apparue qui consiste dans le renforcement de Val de Saône et des artères Gascogne-Midi sur le réseau TIGF. Une partie du gaz en provenance de la moitié nord de la France passerait donc par l'Aquitaine pour repartir vers le Sud-Est. Si cette option était retenue, l'investissement serait ramené à M€860 : Val de Saône (M€650) + Gascogne-Midi (M€100) + station de compression de La Bégude (M€80) + station de compression de Saint-Martin de Crau (M€30). Selon Pöyry, cette nouvelle solution est aussi efficace que l'option Eridan + Val de Saône, mais moins chère. Elle permettrait un flux maximum Nord-Sud de 700 GWh/j et une bonne convergence des prix sur l'ensemble de la France.

France : la CSPE devrait augmenter à 22,5 €/MWh pour couvrir les charges

Dans sa délibération du 9 octobre 2013, la Cre estime à 6,2 milliards d'euros le montant des charges provisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2014, soit un niveau supérieur de 28 % à celui de 2012 et de 21 % à celui de 2013. Cette augmentation s'explique par le développement de la filière photovoltaïque, par la baisse des prix de marché de l'électricité, par la rémunération de nouveaux moyens de production dans les zones non interconnectées et par l'élargissement de l'assiette des bénéficiaires des tarifs sociaux. Le soutien aux énergies renouvelables représente 60,2 % des charges prévues au titre de 2014. La contribution au service public de l'électricité (CSPE) doit également permettre de financer la régularisation des charges de 2012 et les reliquats des exercices antérieurs. Au total, les charges sont évaluées à **8,4 milliards d'euros**. La CSPE nécessaire pour les financer s'élève à **22,5 euros/MWh**. Le code de l'énergie prévoit que, si le montant de la CSPE n'est pas fixé avant le 31 décembre 2013, une augmentation de 3 euros/MWh s'applique automatiquement, portant la CSPE de 13,5 euros/MWh en 2013 à 16,5 euros/MWh en 2014. Ce montant entraînerait un défaut de compensation d'EDF pour l'exercice 2014 estimé à 2,2 milliards d'euros, rappelle la Cre. A noter que, dans cette délibération, la Cre n'a pas inclus les charges liées à la prise en compte des coûts de portage de gestion de la dette par EDF (soit 707 millions d'euros pour 2012 et 2013).

Belgique : il existe encore du potentiel d'effacement chez les consommateurs industriels

En Belgique, une étude menée par Febeliec, Elia et EnergyVille pendant l'été 2013 tend à démontrer qu'il existe encore un potentiel de capacités d'effacement de consommation d'électricité non utilisé chez les industriels. Un questionnaire a été envoyé à la centaine de clients raccordés au réseau Elia. 29 d'entre eux ont répondu, représentant au total 11,1 TWh, soit 13,6 % de la consommation du pays en 2012. Sur les 29, deux ont indiqué qu'ils ne voyaient pas d'intérêt dans l'effacement. Les entreprises qui ont répondu au questionnaire représentent 38 points de livraison sur le réseau : 23 en Flandres et 15 en Wallonie. Elles semblent disposer d'une capacité totale d'effacement de 631 MW. Toutefois, la plupart des entreprises qui ont participé à l'enquête offrent déjà des capacités d'effacement dans le cadre des dispositifs existants. Les enquêteurs estiment que 134 MW ne sont pas encore utilisés. Environ deux tiers de la capacité flexible peuvent être appelés très vite (dans le quart d'heure). Cette part est en général déjà sur le marché. Le tiers restant ne peut être activé qu'après un temps plus long (quelques heures). Une part considérable de ce potentiel ne serait pas encore utilisée. Elia, Febeliec et Energyville préfèrent ne pas faire d'extrapolations à partir de ces résultats. Ils comptent approfondir leur analyse et en discuter avec d'autres parties concernées (producteurs, fournisseurs, agrégateurs, etc.). « Il se pourrait que d'autres analyses soient envisagées dans un proche avenir, entre autres concernant les conditions à remplir pour intégrer plus explicitement la gestion de la demande dans le marché et pour mieux dresser l'inventaire du potentiel des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution », est-il indiqué dans un communiqué commun.

Elia réserve déjà des capacités d'effacement (261 MW) pour assurer l'équilibre du réseau électrique auprès de consommateurs reliés à son réseau. Ce dispositif va être ouvert, en 2014, aux agrégateurs et aux clients raccordés aux réseaux de distribution (EUROP'ENERGIES d'octobre 2013). En outre, Elia prépare actuellement « une nouvelle plate-forme de marché ('Bid Ladder Platform') sur laquelle pourra être offerte de la flexibilité côté production et côté consommation » (voir en page 10).

Europe : pas de difficultés pour l'hiver 2013-14

Entso-e, l'association des réseaux de transport d'électricité européen, a publié le 28 novembre son *Winter Outlook 2013-14*. Selon les bilans prévisionnels des GRT européens, l'Europe produira suffisamment d'électricité pour passer cet hiver sans tension, même dans le cas de conditions de

froid extrême. Certains pays devront peut-être recourir à des importations, mais les capacités d'échange sont suffisantes. Globalement, les marges sont plus importantes cet hiver comparé à l'hiver 2012-13, du fait, notamment, d'une meilleure disponibilité des moyens de production. Le rapport de l'Entso-e souligne néanmoins le rôle croissant joué par les interconnexions pour assurer l'équilibre du système électrique européen, soit pour compenser le

manque de capacité de production (en Pologne, par exemple), soit pour évaluer la production excédentaire d'énergie renouvelable (en Irlande, en Belgique, aux Pays-Bas, etc.).

Allemagne : réforme de l'EEG début 2014

En Allemagne, dans le cadre de leurs négociations en vue de former un gouvernement de coalition et un program-

me commun, la CDU, la CSU et le parti social démocrate sont d'accord pour engager une réforme de la loi sur les énergies renouvelables (EEG) d'ici à Pâques 2014. Ils estiment que l'aide financière aux renouvelables est nécessaire, mais qu'elle ne peut pas être accordée indéfiniment. Elle devrait donc diminuer progressivement. Les installations devraient, à terme, devoir vendre leur électricité directement sur les marchés. Des amendements devraient notamment être apportés dans les domaines de l'éolien et de la

biomasse. L'objectif du développement de l'éolien maritime devrait être ramené à 6,5 GW d'ici à 2020 (contre 10 GW jusqu'à présent) et à 15 GW à l'horizon 2030 (contre 25 GW). En outre, le régime d'exemption partielle des surcharges dont bénéficient les électro-intensifs pourrait être revu. Enfin, les partenaires de la coalition s'accordent sur le constat que des mesures doivent être prises pour assurer la couverture de la production intermittente des renouvelables.

Suisse : Stalder choisit Alpiq pour son électricité

En Suisse, Stalder, spécialiste des traitements de surface, va passer sur le marché libre au 1^{er} janvier 2014. Il sera approvisionné par Alpiq. « Les facteurs déterminants ont été les prix fixes durant plusieurs années et la possibilité de profiter d'éventuelles baisses de prix grâce à une clause spéciale d'adaptation », explique Christoph Stalder, directeur de l'entreprise. Selon Alpiq, le marché libre de l'électricité offre des conditions intéressantes pour les trois à cinq années à venir.

France : achats publics en préparation

Les Services d'achats de l'Etat (SAE) coordonnent un groupe d'étude sur l'achat public d'énergie. L'objectif est de publier, au début du second semestre 2014, un guide pratique à l'attention des collectivités et personnes publiques. Le groupe est présidé par Sylvie Hollinger, ingénieure « énergie » au sein de l'unité Energie et équipement durable du Grand Lyon. Il regroupe pour le moment six personnes, dont des représentants d'Amorce, d'Uni-HA et de

France : Gazpar va être déployé sur 24 communes en 2016...

Sandra Lagumina, directrice générale de GRDF, a annoncé, le 20 novembre, le déploiement de Gazpar, prévu en deux phases. En 2016, une première phase pilote permettra le déploiement de 150 000 compteurs communicants sur 24 communes réparties sur quatre régions (Haute-Normandie, Bretagne, Ile-de-France et Rhône-Alpes). « Nous sommes à la moitié de la phase de construction des compteurs communicants Gazpar. Il est prévu d'attribuer les marchés en février-mars. Le premier compteur devrait être posé fin 2015. Nous allons effectuer une pose progressive pour rôder les processus de déploiement pendant 2016. Ensuite, le déploiement opérationnel se fera sur six ans de 2017 à 2022 auprès de 11 millions de clients », a indiqué Patrick Dardoise, directeur du programme opérateur de comptage chez GRDF, au Rendez-vous de l'AFG, le 20 novembre à Paris. Le distributeur mettra les données de comptage à disposition de l'utilisateur du réseau sur un portail Internet dédié. GRDF travaille également à la mise en place de services optionnels. Le distributeur réfléchit à la mise à disposition de données horaires pour les clients qui en auraient l'usage et de données agrégées et anonymes pour les collectivités locales et les gestionnaires de parcs immobiliers.

... alors que la Cre travaille sur le cadre de régulation

« Nous sommes en pleine discussion sur la partie 'régulation incitative' du projet. L'objectif est que l'opérateur GRDF tienne ses délais et ses coûts. Nous suivons de près les appels d'offres lancés par le distributeur », a expliqué Emmanuel Rodriguez, expert de la Cre en charge du comptage et des relations avec les consommateurs, au Rendez-vous de l'AFG. Dans le cadre de la concertation, les acteurs concernés par le projet Gazpar échangent également autour des procédures de fonctionnement de marché, et notamment le portail client. Enfin, les travaux avec les ELD sont engagés.

Belgique : prolongation de la dégressivité de la surcharge offshore

En Belgique, le conseil des ministres fédéral a décidé, le 7 novembre, de rendre définitif le dispositif de dégressivité et de plafonnement de la surcharge offshore pour les consommateurs industriels. Cette mesure fait partie du projet de loi-programme. Ce système s'applique déjà depuis le second semestre 2012. Les réductions s'échelonnent ainsi : -15 % pour les entreprises consommant entre 20 et 50 MWh/an ; -20 % entre 50 et 1000 MWh/an ; -25 % de 1000 à 25 000 MWh/an ; et -45 % au-dessus de 25 000 MWh/an. Le plafond de la surcharge est fixé à 250 000 euros/an. Le coût de cette réduction est estimé à 48 millions d'euros. Il sera pris en charge par le budget de l'Etat et sera financé par une partie des revenus issus de la prolongation de la centrale Tihange 1, par la suite.

la Cre. « Le principe est que les participants apportent une contribution à partir de leur expérience », explique Christian Samy, coordinateur du groupe au SAE, à EUROP'ENERGIES. L'objectif est de produire un document très pratique et accessible. Au final, c'est la direction des affaires juridiques qui devrait le publier sur son site Internet. La prochaine réunion du groupe de travail est prévue pour la mi-janvier 2014.

Belgique : hausse des charges d'Elia

Pour la région wallonne, le montant de la surcharge liée au dispositif de certificats verts (CV) devrait passer de 13,82 €/MWh en 2013 à 17,80 €/MWh en 2014 pour couvrir les coûts liés au rachat des CV par Elia. Le GRT a déjà tiré la sonnette d'alarme auprès des pouvoirs publics wallons sur la « bulle » financière des CV. Depuis 2011, le nombre des CV a explosé et les prix se sont effondrés sur le marché. Les vendeurs se sont alors tournés vers Elia, qui est tenu, en tant qu'opérateur du réseau de transport régional, de

AGENDA

- 10 décembre 2013, Paris : 14^e Rencontres parlementaires sur l'énergie (inscriptions@mmconseil.com)
- 17 décembre 2013, Paris : Huiles et gaz de schiste : la donne n'a-t-elle changé qu'aux Etats-Unis ? (stephanie.leclerc@groupemoniteur.fr)
- 17 décembre 2013, Toulouse : Carburants alternatifs et nouvelles énergies (www.premiercercle.com/bio2013)

racheter les CV à un prix garanti de 65 euros par certificat. Le gouvernement wallon a exploré une piste de solution au premier semestre 2013, qui consisterait dans le rachat d'une partie des CV par une intercommunale wallonne. Cette possibilité n'a pas encore été concrétisée. Par ailleurs, au niveau fédéral, Elia indique que le montant de la surcharge liée aux rachats des CV pour l'éolien offshore devrait passer de 2,2 euros/MWh en 2013 à 3,3 €/MWh au 1^{er} janvier 2014.

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 : hausse des *day-ahead*

La part des renouvelables dans la production globale a été fluctuante durant tout le mois et elle a diminué dans la seconde partie. La disponibilité nucléaire

France, Belgique, Pays-Bas et Suisse sont les plus touchés par cette hausse.

Les prix à terme de l'électricité ont décliné au mois de novembre pour retrouver des niveaux proches de 42 euros/MWh sur le contrat Calendar 2014 Base EPD France et proches de 37 euros/MWh

pour son homologue allemand. Cette baisse est en partie liée au maintien à des prix bas du charbon, tant en dollar qu'en euro. Cependant, le mouvement de baisse des prix de l'électricité en Allemagne est supérieur à celui observé en France : il n'existe pas de limite basse « psychologique » comme en France avec l'Arenh.

Moyenne mensuelle des <i>day ahead</i> (base) européens septembre, octobre et novembre 2013									
€/MWh	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
Septembre	50,57	41,71	38,42	50,20	43,30	64,72	38,96	44,07	45,46
Octobre	49,84	37,72	38,34	51,50	44,58	64,40	37,02	43,66	44,84
Novembre	53,50	39,22	36,70	41,81	49,11	61,73	34,62	48,96	49,18
Octobre/Septembre (%)	7,33	3,98	-4,27	-18,82	10,16	-4,14	-6,48	12,15	9,67

Moyenne Day-Ahead 2013 et écart par rapport à EPEX France pour le mois sous revue									
€/MWh	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
Moyenne 2013	53,50	39,22	36,70	41,81	49,11	61,73	34,62	48,96	49,18
Moyenne-EPEX	4,39	-9,89	-12,41	-7,30	0,00	12,63	-14,48	-0,14	0,07

Moyenne Day-Ahead 2013 et écart par rapport à EPEX									
€/MWh	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
Moyenne 2012	47,52	43,17	30,11	47,82	47,42	76,22	41,74	49,99	46,68
Moyenne 2013	51,83	38,04	38,62	42,47	42,75	62,39	36,87	44,00	47,52
Moyenne - EPEX	9,07	-4,71	-4,13	-0,29	0,00	19,64	-5,88	1,25	4,77

est correcte (~88 % du parc français). Cependant, avec la forte baisse des températures durant la seconde quinzaine, les *day-ahead* ont augmenté pour permettre l'utilisation des centrales au gaz.

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - nov. 2013 - en €/MWh)						
	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Janv. 2014	50,18	53,50	53,50	36,47	39,03	36,89
T1 2014	53,11	54,21	53,84	40,01	41,55	40,01
Cal-14	42,43	43,09	42,53	36,84	38,03	36,84

Gaz : bond des prix en novembre

Les prix du gaz naturel ont augmenté en novembre, sous la poussée d'une demande de chauffage en hausse à cause de l'entrée en hiver. Les températures sont presque aussi basses que l'an dernier. En même temps, des travaux de maintenance (prévus et inattendus) en Norvège ont provoqué des fluctuations de l'offre de gaz en provenance de ce pays. Le GNL quitte en masse les ports européens pour l'Asie, où les prix spot frôlent les 48 €/MWh. La moyenne du *day-ahead* s'est établie à 27,22 €/MWh à Zeebrugge en

Gaz: Moyennes mensuelles des <i>day ahead</i>									
€/MWh	PEG Nord	PEGSud	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV	
juin-13	26,45	28,59	25,94	26,23	23,96	9,89	26,24	27,63	
juil-13	26,55	29,08	26,02	26,05	25,73	9,44	26,28	27,77	
août-13	25,92	26,41	25,53	25,55	25,58	8,78	25,76	27,36	
sept-13	27,09	28,40	26,51	26,46	26,52	9,24	26,61	28,02	
oct-13	26,63	28,09	25,95	25,88	26,03	9,21	26,24	27,63	
nov-13	27,51	31,41	27,22	27,17	27,68	9,20	27,16	28,42	

Gaz: Moyennes des <i>day ahead</i> (janvier à novembre)									
€/MWh	PEG Nord	PEGSud	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV	
2012	25,27	27,41	24,89	24,83	24,88	7,22	25,04	28,76	
2013	27,68	29,74	27,11	26,97	27,01	9,50	26,51	27,82	

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

novembre (contre 25,95 €/MWh en octobre) et celle du NBP britannique à 27,68 €/MWh (26,03 €/MWh en octobre).

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.