

Gaz : lancement de fragiles pourparlers entre l'UE, la Russie et l'Ukraine

Ce fut une journée longue mais productive », a déclaré mardi 17 juillet le vice-président de la Commission européenne en charge de l'énergie Maros Sefcovic à l'issue des premiers pourparlers de haut niveau à Berlin avec la Russie et l'Ukraine sur le transit à long terme du gaz russe vers l'Europe. Avec le ministre russe de l'Énergie, Alexandre Novak, et le ministre ukrainien des Affaires étrangères, Pavlo Klimkine, « nous avons convenu que la réunion (de mardi) n'était pas un exercice ponctuel », a souligné le responsable européen visiblement rassuré par l'issue de ces premiers entretiens, tout en reconnaissant qu'il faut s'attendre à un processus « complexe et difficile ».

Rien n'était garanti en la matière aux vues des relations extrêmement tendues entre la Russie et l'Ukraine. Mais rien n'est encore acquis et le chemin est encore long. Les deux groupes, le russe Gazprom et l'ukrainien Naftogaz, se répondent coup par coup devant les tribunaux sur le contrat gazier existant. Aussi, « nous avons convenu que nous devons séparer les anciens et les nouveaux problèmes », a déclaré Maros Sefcovic. « Avoir tout le monde autour d'une table et commencer à établir la confiance était d'une importance vitale, a-t-il ajouté. Le temps passe vite et chaque jour nous rapproche de la fin de 2019. » Cette échéance est la date d'expiration du contrat existant entre la Russie et l'Ukraine. La question fondamentale est donc de savoir « si au 1^{er} janvier 2020, nous aurons un accord viable économiquement sur le transit à long terme du gaz russe vers l'Union européenne via l'Ukraine », a relevé Maros Sefcovic.

Les trois parties vont maintenant charger leurs experts de haut niveau de travailler sur quatre questions : les besoins en gaz de l'Union européenne ; les modalités d'application de la législation de l'UE en Ukraine sur le futur contrat de transit ; la certification de l'opérateur de transport de gaz ; et les tarifs. Le premier point s'avère déjà assez complexe du fait des interrogations sur le besoin en gaz de l'Europe à moyen et long terme dans le cadre de la transition énergétique et de la mise en service en 2020 de deux gazoducs qui contourneront l'Ukraine, le germano-russe *Nord Stream 2* et le turco-russe *TurkishStream*. Reste que face au déclin de la production gazière européenne, le recours aux exportations augmente. Le début des discussions entre les trois parties est prévu « à la mi-septembre » avec un rythme d'échange toutes « les six à huit semaines », a annoncé le vice-président de la Commission européenne en charge de l'énergie. La rencontre de septembre doit préparer les bases de la prochaine réunion trilatérale au niveau politique qui devrait avoir lieu courant octobre.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Plainte de Sortir du Nucléaire et Greenpeace sur les soudures de l'EPR..... 2

ÉLECTRICITÉ

Le cas des colonnes montantes traité par le projet de loi Elan 2
Espagne : Au premier semestre, les ENR ont produit 45,8 % de l'électricité 2
Pays-Bas : Tennet met à disposition un outil d'évaluation du stockage 3
Brésil : Enel monte à 93,3 % dans Eletropaulo 3

ÉNERGIE

Surveillance des marchés : la CRE instruit 7 enquêtes 3
UE : Stratégie 2020 : lente avancée vers l'objectif pour les ENR 4
États-Unis : Feu vert de la FERC pour la fusion entre Dominion et Scana 4

GAZ

Le gouvernement a élaboré un projet de soutien au biométhane porté 4

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le SER est convaincu de l'intérêt de l'hydrolien 5
EAU : Fin des études d'ingénierie de la STEP de Hatta par EDF 5
Inde : Le gouvernement a approuvé plus de 26 GW solaires 6

TRANSPORT

Italie : Alpiq fournira Fincantieri en stations de recharge pour VE 6
Chine : Tesla à la conquête du marché chinois 6

CLIMAT

Monde : Le forum des Nations unies fait le point sur les objectifs 2030 7

DOCUMENTS

IFRI - Le gaz dans la transition énergétique européenne (4/5) 8 à 13

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE

46,76 € (par MWh)



NUCLÉAIRE

FRANCE

Plainte de Sortir du Nucléaire et Greenpeace sur les soudures de l'EPR

Mercredi 18 juillet, Sortir du Nucléaire a annoncé le dépôt d'une plainte avec Greenpeace concernant le dossier des soudures défectueuses détectées sur les tuyauteries de l'EPR de Flamanville au premier semestre (cf. Enerpresse n°12020 et 12051). La plainte a été déposée auprès du procureur de Cherbourg pour 10 infractions. Il s'agit d'une plainte contre X, EDF ainsi que Framatome (ex-Areva). Les deux associations en profitent pour appeler à l'abandon du chantier. Celui-ci n'est pas à l'ordre du jour mais ces problèmes de soudures devraient faire prendre plusieurs mois de retard supplémentaires à ce chantier dont le calendrier a déjà été décalé à plusieurs reprises.

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Le cas des colonnes montantes traité par le projet de loi Elan

Par amendement au projet de loi sur l'évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (Elan), le gouvernement tente de clore le débat juridique sur l'appartenance ou non des colonnes montantes électriques au réseau public de distribution. Dans ce texte qui porte sur un article additionnel au projet de loi qui est en discussion en séance au Sénat, il propose de transférer toutes les colonnes montantes électriques au réseau public de distribution, géré par Enedis sur la plus grande partie du territoire. « *Il est souhaitable qu'elles soient toutes intégrées au réseau public, de manière à ce que leur entretien et leur renouvellement soient assurés dans la durée par les gestionnaires de réseaux publics afin d'assurer la continuité du réseau public jusqu'au compteur et garantir le bon état et la sécurité de tous les ouvrages de la distribution* », indique le projet de texte. Toutefois, les copropriétés qui sont actuellement propriétaires de leurs colonnes montantes et qui souhaitent le rester pourront le signaler dans un délai de deux ans. Dans ce cas, l'amendement définit les conditions de transfert. Enfin, le texte proposé contient une troisième disposition visant à assurer « *un règlement pérenne du sujet en intégrant automatiquement toutes les nouvelles colonnes montantes au réseau public* ».

Dans un rapport au parlement publié en janvier, le gouvernement envisageait une telle disposition législative visant à clarifier le statut des colonnes montantes et à définir les modalités de transfert au gestionnaire du réseau public de distribution des colonnes montantes qui sont hors concession de distribution publique. Le gouvernement a proposé que dans le cadre de ce transfert, la prise en charge de la rénovation des colonnes montantes serait assurée par le tarif d'utilisation des réseaux (Turpe). En contrepartie de ces travaux, les colonnes montantes seraient intégrées à la concession de distribution. Selon le rapport, 9 000 colonnes montantes sont à rénover chaque année, ce qui représente 36 millions d'euros par an pour le Turpe.

ESPAGNE

Au premier semestre, les ENR ont produit 45,8 % de l'électricité

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité espagnol, Red Electrica Espana (REE), a fait le bilan de la production d'électricité en Espagne au 1^{er} semestre. Les énergies renouvelables ont assuré 45,8 % de la production d'électricité locale entre janvier et juin soit une augmentation de 8,5 % par rapport à la même période en 2017. L'éolien a tout particulièrement tiré son épingle du jeu avec la production de 27 779 GWh en six mois soit 22,6 % de la production de la péninsule ibérique. Cela représente une augmentation de 10,4 % par rapport au premier semestre 2017. Par ailleurs, de bonnes conditions météorologiques ont boosté la production hydroélectrique qui a augmenté de

74 % d'une année sur l'autre. L'année 2017 ayant été une année particulièrement sèche. L'hydroélectricité a représenté 16,9 % du mix-électrique avec la production de 20 821 GWh. REE souligne que cette tendance à la croissance des ENR dans le mix électrique devrait perdurer et qu'il travaille sur l'intégration d'une part croissante d'électricité produite par des sources renouvelables sur son réseau. Le GRT fait ainsi avancer de nouveaux projets dans le cadre de son programme 2015-2020 qui devrait permettre d'absorber plus de 30 500 MW supplémentaires d'ENR sur le réseau de transport.

PAYS-BAS

Tennet met à disposition un outil d'évaluation du stockage

Le gestionnaire de réseau de transport hollandais TenneT met à disposition gratuitement un outil d'évaluation pour le stockage d'électricité à grande échelle. L'outil qui a été élaboré par le cabinet de conseil Ecofys, couvre les technologies suivantes : batterie au lithium-ion ; batterie Redox Flow ; stockage d'énergie par air comprimé (CAES) ; et électrolyse pour une production d'hydrogène durable. L'outil permet d'évaluer le taux de rentabilité interne (TRI) et la valeur actuelle nette (VAN) d'un projet. « *Les gestionnaires de réseau ont besoin de flexibilité pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau à haute tension, tandis que les acteurs du marché en ont besoin pour s'adapter aux fluctuations de la production d'électricité* », relève Tennet.

BRÉSIL

Enel monte à 93,3 % dans Eletropaulo

Enel, via sa filiale Enel Sudeste, détient désormais 93,3 % du distributeur brésilien Eletropaulo après avoir acquis 19,9 % supplémentaires, a annoncé lundi 16 juillet le groupe italien. Début juin, Enel avait remporté une offre publique d'achat sur le GRD après une lutte féroce contre l'espagnol Iberdrola (cf. *Enerpresse n°12087*). Ensuite, AES lui a cédé les 17 % qu'il détenait dans Eletropaulo (cf. *Enerpresse n°12096*). Pour acquérir les 93,3 % du GRD brésilien, Enel aura déboursé 7 069 millions de reais brésiliens, soit environ 1,6 milliard d'euros. Le 26 juin, l'autorité brésilienne de l'énergie (ANEEL) a annoncé l'approbation de l'acquisition du contrôle d'Eletropaulo par Enel Sudeste.

ÉNERGIE

FRANCE

Surveillance des marchés : la CRE instruit 7 enquêtes

Huit enquêtes au total ont été ouvertes par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), dont cinq en électricité et trois en gaz, dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés, indique le rapport de surveillance portant sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2017 publié mardi 17 juillet par le régulateur. C'est deux enquêtes de plus que ce que la CRE avait indiqué en avril. Elles concernent l'électricité. La CRE ne précise pas sur quoi portent ces différentes enquêtes ni sur leur calendrier. À noter que la première enquête concernant l'électricité « *avait été clôturée sans saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) car elle portait sur des faits antérieurs à l'adoption de la loi du 15 avril 2013 qui a conféré au Cordis le pouvoir de sanctionner d'éventuels manquements au règlement REMIT* », règlement européen concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. De fait, sept enquêtes sont actuellement en cours. Le règlement REMIT établit des règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros de l'énergie. Elles visent de façon spécifique à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie en interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés et en obligeant les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent.

UNION EUROPÉENNE**Stratégie 2020 : lente avancée vers l'objectif pour les ENR**

Comme tous les ans, Eurostat a publié le 17 juillet un bilan des progrès de l'Union européenne en 2016 vers ses objectifs 2020 qui couvrent cinq domaines dont le changement climatique et l'énergie. « Depuis 2008, des progrès significatifs ont été réalisés dans le domaine du changement climatique et de l'énergie via la réduction des émissions de gaz à effet de serre, précise comme l'année dernière le document. Ces dernières années, la tendance positive s'est toutefois ralentie. » Ainsi, l'UE a dépassé son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 20 % d'ici 2020, en atteignant une contraction de 22,4 % des émissions de GES en 2016. En revanche, un objectif qui était atteint en 2015 ne l'est plus en 2016. Il s'agit de la réduction de la consommation finale d'énergie. L'objectif 2020 vise une consommation inférieure ou égale à 1 086 millions de tonnes équivalent pétrole. En 2016, elle était de 1 108 Mtep contre 1 082 Mtep en 2015. En ce qui concerne la consommation primaire d'énergie, l'UE a aussi reculé dans l'atteinte de son objectif de 1 483 Mtep, puisque qu'en 2016, la consommation s'établissait à 1 543 Mtep, contre 1 530 Mtep en 2015. La reprise économique européenne ne doit pas être étrangère à la légère reprise de la consommation. Enfin, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie a augmenté de 6 points en huit ans, de 11 % en 2008 à 17 % en 2016, mais la tendance est lente. Entre 2015 et 2016, le pourcentage d'ENR n'a augmenté que de 0,3 %. L'objectif pour 2020 est que la part des ENR s'établisse à 20 % de la consommation d'énergie finale brute d'énergie.

ÉTATS-UNIS**Feu vert de la FERC pour la fusion entre Dominion et Scana**

La commission américaine de régulation de l'énergie (FERC en initiales anglaises) a donné son approbation le 12 juillet à la fusion entre Dominion Energy et Scana Corporation, a indiqué cette dernière. Une étape primordiale pour la poursuite de cette transaction qui a déjà obtenu le feu vert de la Commission des services publics de la Géorgie mais doit encore être validée par les actionnaires de Scana ainsi que les commissions des services publics de la Caroline du Sud et de la Caroline du Nord et de l'autorité de sûreté nucléaire (NRC). La FERC a estimé dans sa décision que cette fusion, annoncée en janvier (*cf. Enerpresse n°11984*), était conforme à l'intérêt du public et donc autorisée. La nouvelle société desservira 6,5 millions de clients et disposera d'une capacité installée de 31 400 MW ainsi que plus de 150 000 km de lignes de transport et de distribution d'électricité. En outre, elle gèrera un réseau de gazoducs de plus de 171 000 km ainsi que l'un des plus importants sites de stockage de gaz naturel américain d'une capacité de 28 milliards de m³.

GAZ**FRANCE****Le gouvernement a élaboré un projet de soutien au biométhane porté**

Un projet de décret et un projet d'arrêté concernant le soutien au biométhane porté seront examinés par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) lors de sa réunion du 25 juillet, a-t-on appris.

Le réseau de gaz naturel ne couvrant pas tout le territoire, la localisation des installations de biométhane pour l'injection dans les réseaux est un véritable enjeu. Les projets de textes offrent une solution pour les installations qui ne se trouvent pas à proximité d'un réseau. Lors des travaux du groupe de travail sur la méthanisation qui a rendu ses conclusions fin mars (*cf. Enerpresse n°12042*), « il a été reconnu que le tarif d'achat actuel n'était pas adapté aux projets de certains producteurs souhaitant transporter le biométhane par voie routière et partager un même point d'injection mutualisé », souligne le gouvernement dans le rapport associé aux deux projets de textes. Pour remédier à cette difficulté, il est proposé de modifier les dispositions relatives au mécanisme de

dégressivité des tarifs d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, « afin que le tarif d'achat puisse être calculé en tenant compte de la production de chacun des sites de production de biométhane livrant à un point d'injection mutualisé après un transport routier ». La mise en place de cette mesure nécessite l'installation d'un dispositif de comptage sur chacun des sites de production de biométhane. Actuellement, le comptage du biométhane injecté est assuré par le gestionnaire du réseau, ce comptage étant effectué au niveau du point d'injection dans le réseau de gaz naturel.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

FRANCE

Le SER est convaincu de l'intérêt de l'hydrolien

À défaut d'obtenir une visibilité, les industriels impliqués dans l'hydrolien ne seront plus en mesure de maintenir les investissements nécessaires à la poursuite de leur développement industriel et technologique, a souligné mercredi 18 juillet le Syndicat des énergies renouvelables (SER). Or, ajoute-t-il, les programmes engagés « leur permettront pourtant de proposer une technologie commerciale à court terme ». Le SER rappelle que la démarche de pénétration du marché à l'international « se verra suspendue par des prospects dans l'attente d'apprécier la confiance du marché domestique français dans la mise en œuvre de ces technologies hexagonales ». Pour éviter de passer à côté de cette technologie et concrétiser le passage de l'hydrolien à la phase commerciale, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui est en cours de rédaction, doit prévoir « le lancement d'appels d'offres commerciaux avant 2023 pour des volumes compris entre 50 MW et 100 MW sur le Fromveur et entre 100 MW et 150 MW sur le Raz-Blanchard », indique le SER.

Le syndicat relève que les acteurs français estiment que l'énergie hydrolienne pourrait atteindre « un coût actualisé de l'énergie (LCoE) entre 185 et 250 €/MWh à partir de 100 MW installés, diminuant à une fourchette entre 110 et 150 €/MWh dès 1 000 MW installés ». Mais « ces premiers parcs pourront être initiés à un coût acceptable pour le budget de l'État, notamment grâce à la mobilisation de financements européens qui permettront de diminuer d'environ 30 % le coût du soutien », assure-t-il. Dans le cadre du programme Horizon 2020, le SER estime avec Ocean Energy Europe que « le recours à de tels soutiens européens permettrait de mobiliser plus de 100 millions d'euros pour la filière hydrolienne en France et pourrait conduire à une baisse du tarif d'achat sollicité de 30 à 40 €/MWh ».

ÉMIRATS ARABES UNIS

Fin des études d'ingénierie de la STEP de Hatta par EDF

La Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) a annoncé le 15 juillet le bouclage des études d'ingénierie relatives à la station de transfert d'énergie par pompage (STEP) de Hatta, qui sera située dans l'enclave montagneuse de Hatta entre les Émirats arabes unis et Oman. Ces études font partie du contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage de 58 millions de dirhams émiratis (près de 14 M€) signé avec EDF en 2017 (cf. *Enerpresse* n°11948). Le groupe français réalisera l'ensemble des études nécessaires au projet (conception, géologie, hydrologie, études d'impact environnemental, études économiques) et assurera l'organisation de l'appel d'offres pour sélectionner un groupement d'entreprises chargées de la réalisation de cet ouvrage d'une puissance de 250 MW. Les Step se composent de deux réservoirs à des altitudes différentes et permettent de stocker de l'électricité et de la restituer au moment le plus opportun. Pour son projet, Dewa utilisera la retenue existante du barrage de Hatta comme réservoir inférieur. Le réservoir supérieur sera, quant à lui, construit 300 mètres plus haut.

INDE**Le gouvernement a approuvé plus de 26 GW solaires**

Le 13 juillet, le ministère indien des Énergies nouvelles et renouvelables a publié la liste des installations solaires approuvées par ses soins. Au total, 45 projets ont ainsi obtenu le feu vert du gouvernement et représente une capacité cumulée de 26 449 MW. Les trois plus grandes sont le complexe solaire de Dholera de 5 000 MW dans l'État de Gujarat, la centrale solaire de Pavagada (2 000 MW) dans le Karnataka mais aussi celle d'Ananthapuramu-I (1 500 MW) dans l'Andhra Pradesh. Le MNRE a récemment porté de 20 à 40 GW son objectif concernant les installations solaires de grande taille d'ici 2021/2022. Actuellement, le solaire de grande taille représente une capacité total de 21,8 GW tandis que le solaire en toiture atteint les 1,2 GW. L'objectif du gouvernement est d'atteindre 100 GW de capacité solaire installée en 2022.

TRANSPORT**ITALIE****Alpiq fournira Fincantieri en stations de recharge pour VE**

Alpiq fournira et installera des stations de recharge pour véhicules électriques sur dix sites du constructeur naval Fincantieri, a indiqué l'entreprise suisse dans un communiqué daté du mardi 17 juin. Les collaborateurs du groupe auront la possibilité de recharger leur véhicule électrique directement sur ces sites. Deux d'entre eux seront situés à Trieste et huit autres sur des chantiers navals de Venise jusqu'en Sicile. Les services numériques fournis par Alpiq permettront également de procéder au diagnostic à distance et au contrôle périodique de la consommation des stations de recharge. Alpiq a par ailleurs indiqué qu'il poursuivra son expansion dans les pays européens voisins, comme l'Allemagne et l'Autriche. Le groupe proposera des services en tant que fournisseur de solutions de mobilité électrique et digitale.

CHINE**Tesla à la conquête du marché chinois**

Comme annoncé en novembre dernier (cf. *Enerpresse n°11941*), Tesla a obtenu l'autorisation des autorités chinoises de s'implanter en Chine. Son p-dg Elon Musk a signé un accord préliminaire avec le gouvernement de Shanghai pour la construction d'une usine qui devrait produire 500 000 véhicules par an, a-t-il indiqué sur son compte Twitter le 10 juillet, soit autant que son usine de Fremont en Californie. Avec les nouvelles taxes chinoises sur les importations de véhicules étrangers, Tesla a dû augmenter les prix de ses Model S et X mais avec ses propres installations dans le pays, le constructeur serait donc en mesure de pallier ces tarifs. Tesla n'est par ailleurs pas tenu de créer une *joint-venture* avec un constructeur local comme c'était le cas précédemment. Le gouvernement a en effet abrogé en avril cette règle, avec une entrée en application dès 2018 pour les véhicules à énergies alternatives (cf. *Enerpresse n°12061*). La marque californienne pourrait s'installer également en Europe, probablement en Allemagne (cf. *Enerpresse n°12098*).

EN BREF

JAPON Nissan a annulé la vente de sa division batteries AESC qui devait être rachetée par le véhicule d'investissement chinois GSR Capital pour 900 millions de dollars qui a évoqué un manque de fonds, a rapporté l'Asian Nikkei Review début juillet. Cette opération avait été annoncée en août 2017 (cf. *Enerpresse n°11884-11885*). Nissan a déclaré qu'il avait été informé de la situation de GSR alors que la vente devait être finalisée et a indiqué qu'il annoncerait un nouveau calendrier de vente prochainement.

CLIMAT

MONDE

Le forum des Nations unies fait le point sur les objectifs 2030

Le Forum politique de haut niveau sur le développement durable des Nations unies s'est tenu du 9 au 18 juillet, à New York. Une réunion interministérielle de deux jours a également eu lieu, durant laquelle des représentants de 47 pays étaient notamment invités à examiner les progrès et les pratiques à adopter pour la mise en œuvre du Programme de développement durable à l'horizon 2030 des Nations unies. Le forum se concentrait en particulier pour cette édition 2018 sur six objectifs du programme, dont celui visant à « *assurer l'accès à une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous* ». Plusieurs propositions sont ressorties de cet événement, parmi lesquelles le doublement du financement en faveur de cet objectif dans le secteur de l'énergie à l'échelle mondiale, passant d'environ 500 milliards de dollars actuellement à 1 200 mds\$ par an jusqu'en 2030 ; renforcer les systèmes d'innovation et de R&D dans la conception et l'exploitation de l'ensemble du système énergétique, en particulier dans les secteurs du transport et de l'industrie ; prioriser l'élimination de la pauvreté énergétique dans les pays les plus vulnérables, ces investissements dans l'énergie durable permettant d'avoir un impact positif sur d'autres objectifs du programme ; promouvoir et investir dans des systèmes énergétiques durables, inclusifs et équitables, notamment en les renforçant grâce à des connexions transfrontalières et en intégrant pleinement les solutions décentralisées d'énergies renouvelables dans la planification énergétique ; ou encore investir dans des systèmes d'analyse et de collecte de données afin de renforcer les capacités institutionnelles au niveau national et d'assurer un suivi efficace.

Le forum des Nations unies a justement été l'occasion pour sa section environnement et Google de lancer le 16 juillet un partenariat mondial autour de la création d'une plateforme big-data et open source. Celle-ci a pour objectif de montrer et de rendre accessibles les données relatives aux impacts de l'activité humaine sur les écosystèmes dans le monde. « *Nous ne serons en mesure de résoudre les plus grands défis environnementaux de notre temps que si nous obtenons les bonnes données* », a affirmé le directeur des Nations Unies Erik Solheim. Trop souvent, lorsqu'un pays cherche à mettre en œuvre une action environnementale, ses efforts sont stoppés par des lacunes dans les données nécessaires pour diriger ces actions de manière sûre et efficace, peut-on également lire dans le communiqué.

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Enjeux et opportunités

Source : Sylvie Cornot-Gandolphe, « Le gaz dans la transition énergétique européenne : enjeux et opportunités », Études de l'Ifri, Ifri, janvier 2018 – 4^e partie

Nous reprenons ci-après la suite de l'étude de l'IFRI de Sylvie Cornot-Gandolphe : « Le gaz dans la transition énergétique européenne : Enjeux et opportunités ». Vous pouvez retrouver l'étude complète [ici](#).

Une offre de gaz plus concurrentielle

Déclin de la production européenne

La production de Groningue chute

La production de gaz naturel de l'UE est dans une phase de déclin structurel suite à l'épuisement progressif des réserves de gaz conventionnel : elle s'est élevée à 134 G.m³ en 2016 contre 205 G.m³ en 2010 (AIE, 2017b) et n'assure plus que 29 % de la demande européenne. Dans les deux grands pays producteurs (les Pays-Bas et le Royaume-Uni, qui assurent les deux tiers de la production régionale), la situation est contrastée mais le déclin est déjà largement amorcé. Au Royaume-Uni, la production commercialisée de gaz a augmenté modestement pour la deuxième année consécutive et atteint 42 G.m³ en 2016. Cependant, la production reste largement inférieure à son pic de 2000 (115 G.m³). La hausse récente est temporaire et le déclin de la production en mer est inéluctable. Mais le changement majeur intervenu dans la production européenne depuis 2014 est la chute de la production des Pays-Bas. Suite à des tremblements de terre dans la région de Groningue, dont la fréquence et l'intensité se sont aggravées, le gouvernement néerlandais a décidé de plafonner la production du champ depuis janvier 2014 (voir IFRI, 2015). En novembre 2015, le Conseil d'État néerlandais a fixé la limite de production du champ à 30 G.m³ (m³ équivalent Groningue) pour l'année gazière 2016 (qui s'étend d'octobre 2015 à septembre 2016). Puis, en septembre 2016, le ministre des Affaires économiques a réduit le quota à 24 G.m³ pour l'année gazière 2017. Un quota de 21,6 G.m³ a été annoncé par le gouvernement néerlandais pour l'année gazière 2018. C'est moins de la moitié de la production du champ en 2013 (53,87 G.m³). Au total, la production des Pays-Bas, qui inclut la production de Groningue et celle des « petits champs », a chuté de plus de 7 % en 2016 à 50 G.m³. En seulement trois ans, ce sont plus de 35 G.m³ qui ont été soustraits de l'approvisionnement européen. Il convient de souligner que le marché, grâce à l'interconnectivité des réseaux, aux capacités de stockage bien développées et l'existence de sources alternatives disponibles (en particulier de gaz russe), a été très résilient à cette baisse rapide, qui ne s'est pas traduite par des hausses de prix, et ce, dans le contexte de reprise de la demande observée depuis 2015. Le déclin de la production néerlandaise va se poursuivre. L'ampleur et la rapidité du déclin dépendent des réglementations adoptées pour la production de Groningue.

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

La révolution des gaz de schiste ne passe pas par l'UE des 27

La production de gaz non conventionnel ('gaz de schiste') ne se développe pas en Europe et ne semble pas être promise à un développement significatif. Seul le Royaume-Uni peut prétendre aujourd'hui à un développement grâce à une politique gouvernementale incitative et des ressources potentiellement élevées, mais encore incertaines aujourd'hui. Le gouvernement entrevoit le développement des gaz non conventionnels comme une source de revenus, de sécurisation de l'approvisionnement énergétique et de créations d'emplois, face à une industrie du pétrole et du gaz conventionnel en déclin.

L'opinion publique sur la question reste toutefois toujours divisée. Trois compagnies (Cuadrilla, Igas et Ineos) sont en train de forer (ou l'envisagent) des puits d'exploration afin de mieux évaluer les ressources de gaz de schiste de leurs concessions. Dans l'attente des résultats de ces travaux exploratoires, il est impossible de se prononcer sur un niveau possible de production future, mais dans tous les cas, celle-ci ne devrait pas changer la donne au niveau européen. De façon générale, les obstacles sociétaux et économiques entravent la prévision d'un développement significatif des gaz de schiste en Europe où le coût de production dépasse largement le prix actuel du gaz et l'acceptation publique de cette production fait toujours défaut.

Des prévisions de production en fort déclin

Ainsi, le déclin de la production de gaz naturel de l'UE devrait se poursuivre. Une étude de Prognos, analysant l'offre et la demande de gaz en Europe à l'horizon 2050, prévoit une production de 1 053 TWh, soit 98 G.m³¹, en 2025 et seulement 59 G.m³ en 2050 (Prognos, 2017). Ces résultats sont analogues à ceux de l'AIE qui prévoit des niveaux de production de 91 G.m³ et 76 G.m³ aux horizons 2025 et 2040 respectivement (AIE, 2017a). Ces projections mettent en perspective l'importance de nouvelles sources de gaz renouvelable, telles que le biométhane.

Un recours accru à l'approvisionnement extérieur

Une hausse importante des importations de gaz russe en 2015 et 2016

Face au déclin de la production européenne, les importations de gaz naturel ont fortement augmenté et cette tendance devrait se poursuivre. En 2016, les importations européennes ont augmenté de plus de 10 % (+ 32 G.m³), suite à la hausse de la demande et la réduction de la production et sont établies à 346 G.m³².

Les importations proviennent de quatre sources principales : la Russie, la Norvège et l'Afrique du Nord pour les importations par gazoduc et le GNL, provenant principalement du Qatar, de l'Algérie, du Nigeria et de la Norvège. L'augmentation des importations de gaz a été couverte par la Russie, qui a augmenté ses exportations vers l'UE de plus de 20 G.m³ à 151 G.m³³ et par l'Algérie, qui a augmenté ses exportations par gazoduc de 12 G.m³.

La Russie est le premier fournisseur de l'Europe et conforte sa position, avec une part de 44 % des importations européennes en 2016. Les exportations de la Norvège par gazoduc sont restées stables et ont assuré 32 % des importations, alors les autres exportateurs par gazoduc en ont assuré 11 %. Le GNL ne représente que 13 % des importations européennes, il en assurait 24 % en 2010.

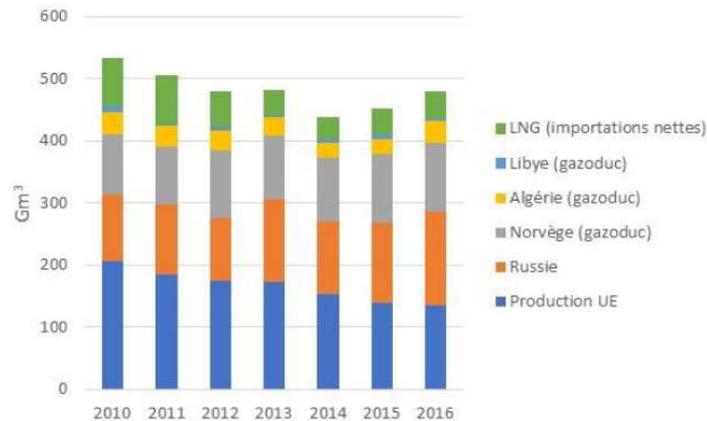
¹ 1 TWh = 10,8 G.m³ (coefficient moyen pour l'approvisionnement européen (Eurogas, 2017a).

² Ceci inclut les réexportations vers l'Ukraine : 11 G.m³ en 2016 et 10 G.m³ en 2015.

³ Gazprom indique un niveau record d'exportation de 179,3 G.m³ (PCS = 8850 kcal/1 000 m³, t = 20 °C) vers les 'pays d'Europe', qui comprennent des pays non-membres de l'UE (Turquie, Suisse, B&H, FYROM et Serbie), mais excluent les pays baltes (Gazprom, 2017a).

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Graphique 11 : Approvisionnement gazier de l'UE (2010-2016)

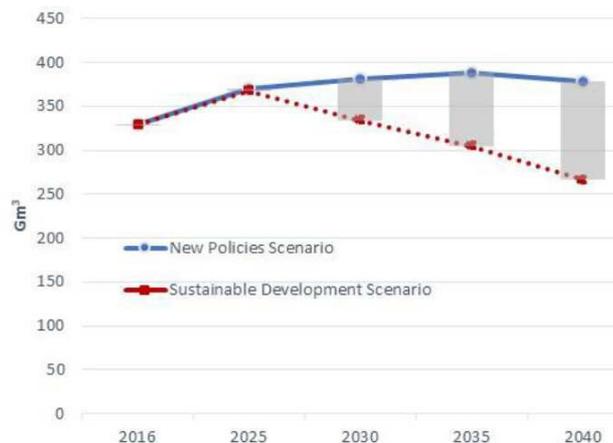


Sources : Eurostat, AIE (2017b), CEDIGAZ (2017a).

La hausse des importations est incertaine après 2030

Sur la base des projections de production et de demande de l'AIE, les importations européennes devraient poursuivre leur croissance jusqu'en 2025, quel que soit le scénario retenu. Mais après 2025, les projections sont très contrastées selon les scénarios.

Graphique 12 : Importations nettes de gaz naturel de l'UE selon les scénarios de l'AIE



Source : AIE (2017a).

Dans le scénario NPS, où la demande stagne jusqu'en 2035 aux environs de 460 G.m³, les importations nettes européennes connaissent une croissance significative jusqu'en 2025 (un accroissement de 41 G.m³ par rapport à 2016), puis une croissance plus modérée jusqu'en 2035 (+ 19 G.m³), avant de décliner légèrement. Dans le scénario SDS, elles s'accroissent jusqu'en 2025 à peu près au même rythme que dans le scénario NPS, mais décroissent rapidement après cette date. La différence d'importation entre les deux scénarios (près de 50 G.m³ en 2030 et plus de 110 G.m³ en 2040) illustre l'incertitude sur la demande en gaz importé à long terme, un véritable défi pour les fournisseurs extérieurs de l'UE, mais également pour les opérateurs du réseau de transport européen.

Une reconfiguration des flux d'importation

D'ici 2020-25, et encore plus à long terme, les changements dans la géographie de la production et de la consommation de gaz vont entraîner une reconfiguration des flux d'importation vers l'Europe.

Les exportations par gazoduc de Norvège et d'Afrique du Nord devraient décliner. Selon le Norwegian Petroleum Directorate, les exportations norvégiennes devraient plafonner à environ 110 G.m³ jusqu'en

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

2021 avant de décliner à environ 100 G.m³ en 2030, suite au déclin naturel des champs en mer du Nord et à un environnement difficile pour l'exploration-production (E&P) (NPD, 2017). La chute des prix du pétrole et du gaz a entraîné une réduction des dépenses d'E&P, que les compagnies pétrolières essayent de compenser par des réductions substantielles de coût. Les exportations de la Libye (4,4 G.m³ en 2016) restent erratiques et difficilement prévisibles suite aux difficultés internes du pays. Les exportations par gazoduc d'Algérie ont connu une forte croissance en 2016 (+ 12 G.m³ à 36 G.m³), grâce à une augmentation des livraisons vers l'Italie permise par la baisse des prix contractuels suite à la baisse des prix du brut et à des ajustements de prix aux conditions de marché dans un contrat entre la Sonatrach et l'ENI. Mais les exportations sont appelées à décroître après 2020 suite à la hausse de la consommation domestique du pays et l'épuisement graduel de la production du champ géant d'Hassi R'Mel. Toutefois, la compagnie pétrolière Sonatrach a récemment annoncé un changement de stratégie de ses ventes de gaz en faveur de plus d'indexation sur les marchés et une renégociation de ses contrats à long terme avec ses clients européens, dont la plupart expirent d'ici 2021 (Platts, 17 octobre 2017). Elle a également annoncé des investissements afin de stopper le déclin du champ d'Hassi R'Mel. Ces conditions plus favorables pourraient limiter la baisse des exportations du pays (voir IFRI, 2017c).

En 2016, les volumes d'exportation de la Russie vers l'UE ont augmenté de près de 17 % et ont atteint un record historique (151 G.m³). Cette augmentation s'explique par des besoins accrus en importation dus à la rigueur de l'hiver, la baisse de la production européenne et les prix attractifs du gaz russe par rapport à ses concurrents (*cf. Section 3*). Les flux à rebours vers l'Ukraine, qui ne s'approvisionne plus directement en Russie, ont joué un rôle marginal dans cet accroissement, l'Ukraine ayant augmenté ses importations de gaz, via la Slovaquie essentiellement, de 1 G.m³ en 2016. Malgré la dégradation des relations entre l'UE et la Russie depuis la crise avec l'Ukraine, les arbitrages prix des fournisseurs de gaz européens ont favorisé l'importation de gaz russe. Si la politique est très présente dans l'Europe du gaz, cette augmentation des livraisons de Gazprom montre que le marché, lui, est largement dépolitisé, à l'exception de la Pologne et de certains États baltes (la Pologne ayant toutefois elle aussi accru ses importations de gaz russe en 2016). Ainsi, entre 2014 et 2016, les exportations de la Russie vers l'UE ont augmenté de 33 G.m³, compensant pratiquement la totalité de la baisse de la production néerlandaise et permettant d'approvisionner l'Ukraine. Elles ont permis au marché du nord-ouest de l'Europe d'absorber la chute brutale de la production de Groningue sans hausse de prix et ainsi de sécuriser l'approvisionnement énergétique européen à un moindre coût, étant donné l'importance des prix TTF comme référence du marché européen. Face au déclin de la production européenne, l'augmentation des exportations de Gazprom pourrait se poursuivre : le groupe russe dispose de réserves colossales de gaz (36,4 trillions de mètres cube fin 2016) et développe les champs de la région de Yamal pour compenser le déclin de la production des anciens gisements de la région centrale de la Russie.

La stratégie de Gazprom passe par une optimisation des routes de transport et d'accès à ses principaux marchés en Europe, avec la construction de routes directes vers l'Allemagne et la Turquie :

- le projet Nord Stream 2,
- la réalisation de TurkStream (au départ comportant quatre lignes, mais maintenant deux lignes de 15,75 G.m³/an chacune, dont une - en cours de construction - destinée à la Turquie et l'autre à l'Europe du sud, mais dont le point d'entrée sur le territoire européen n'est pas encore confirmé),
- mais aussi la construction d'un terminal d'exportation de GNL sur la mer baltique (Baltic LNG, d'une capacité de 10 Mt/an de GNL, pour lequel Gazprom a signé un accord de joint-venture avec Shell).

Dans cette stratégie d'infrastructure, il convient de signaler que les restrictions d'accès qui pesaient à l'encontre de Gazprom sur le gazoduc OPAL ont été levées, ce qui a permis au groupe russe

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

d'augmenter ses livraisons via Nord Stream 1, dont le taux d'utilisation est désormais de 80 %/an environ¹. [...]

Bien que le GNL ne couvre actuellement qu'une partie modeste de l'approvisionnement européen, sa contribution devrait s'accroître dans les années à venir suite à une offre mondiale en forte augmentation (cf. Section 3) et des capacités d'importation disponibles en Europe (202 G.m³/an début 2017², soit un taux d'utilisation moyen de 24 %).

D'autres fournisseurs vont apparaître sur le marché européen. D'ici 2020, l'Azerbaïdjan va commencer à alimenter le marché, via le corridor gazier sud (Southern Gas Corridor). Ce corridor, principal outil de la politique communautaire de diversification des sources d'approvisionnement par gazoduc, comprend le développement du champ Shah Deniz Stage 2 en mer Caspienne et un système de gazoducs de transport de 3 500 km incluant l'expansion du gazoduc South Caucasus Pipeline (SCPX) en Azerbaïdjan et Géorgie, le Trans Anatolian Pipeline (TANAP) qui traverse la Turquie et enfin le Trans Adriatic Pipeline (TAP) en Grèce et en Albanie, jusqu'au sud de l'Italie via un tronçon sous-marin. Le calendrier du projet vise une montée en cadence de la production à la mi-2018 et l'exportation de 6 G.m³/an en Turquie, à partir de 2019 et de 10 G.m³/an en Europe à travers le TAP, dont les premières livraisons sont attendues en 2020. Le projet est en cours de réalisation et des progrès sont signalés à tous les stades, malgré un contexte économique difficile suite à la chute du prix du gaz. Ce corridor va permettre de renforcer la diversification et la sécurité de l'approvisionnement des pays du sud de l'Europe. Son coût supérieur à 40 milliards de \$ est élevé, mais le projet a pu bénéficier de la baisse des prix de l'acier (caspianbarrel.org, 16 octobre 2017). À terme, la capacité du corridor pourrait être augmentée et transporter des volumes supplémentaires de gaz azéri, turkmène, d'Iran, d'Irak ou d'Israël, voire de Russie pour le tronçon du TAP mais ces projets sont peu avancés et restent des options pour le long terme vu le contexte de prix du gaz actuel.

La diversification des sources d'approvisionnement de l'Europe passe aussi par le gaz de l'est de la mer Méditerranée. Des découvertes significatives de gaz ont été réalisées au large d'Israël et de Chypre, auxquelles s'est ajoutée en 2015 la découverte du champ de Zhor au large des côtes égyptiennes (850 G.m³ de ressources potentielles) (ENI, 2017). Le développement de ce champ (18 G.m³ attendus en 2019) va permettre à l'Égypte de retrouver son indépendance gazière et d'exporter à nouveau : déjà en 2016, l'Égypte a exporté quelques cargaisons de GNL. Le développement de la production au large de Chypre est géopolitiquement plus difficile tant qu'un accord sur la réunification de l'île n'est pas trouvé, ce qui apparaît aujourd'hui encore très lointain. Par ailleurs, les travaux d'exploration du bloc 11 au large de Chypre, réalisés par Total et ENI, n'ont pour l'instant pas conduit à une découverte de gaz suffisamment large pour être exploitée de manière isolée et de nouveaux travaux d'exploration vont avoir lieu sur d'autres blocs. Jusqu'à présent, les développements gaziers chypriotes ont été directement liés aux projets de gaz offshore israéliens en cours. En avril 2017, Chypre, Israël, l'Italie et la Grèce, ont signé un accord portant sur un projet d'exportation par le gazoduc East-Med (projet d'intérêt commun, PCI), qui transporterait le gaz naturel israélien et chypriote de la Méditerranée orientale vers la Grèce et l'Italie (Financial Times, 3 avril 2017). Le gazoduc aurait une longueur de 2 200 km et devrait coûter environ 6 milliards de \$. Mais cette intégration stratégique de Chypre-Israël-Grèce/UE, et même de l'Égypte, est désormais menacée par l'annonce par le gouvernement israélien de la construction d'un pipeline sous-marin entre Israël et la Turquie, qui pourrait également alimenter l'Europe et les Balkans via la Turquie (Euractiv, 13 juillet 2017). Les principales sources d'approvisionnement en gaz devraient provenir du gisement de gaz naturel Leviathan en Israël (613 G.m³ de réserves). D'une manière générale, la géopolitique compliquée entourant les projets en Méditerranée

¹ En service depuis 2011, le gazoduc OPAL, d'une capacité de 36 G.m³/an, relie Nord Stream 1 à la République Tchèque via l'Allemagne. La décision de la CE du 28 octobre 2016 de lever partiellement et conditionnellement, à partir de décembre 2016 et jusqu'en 2033, la limitation de facto de l'utilisation d'OPAL, permettait à Gazprom d'exploiter jusqu'à 80 % de la capacité du gazoduc, contre 50 % auparavant (CE, 2016f). Mais cette décision avait été contestée par la Pologne et Polish Oil and Gas Company (PGNiG), ce qui avait conduit la Cour de Justice européenne, en décembre 2016, à suspendre temporairement la décision de la CE. Cette suspension a été levée en juillet 2017.

² UE uniquement et en excluant les terminaux fermés ou mis sous cocon (Teesside au Royaume-Uni et Musel en Espagne).

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

orientale rend très incertains la réalisation des projets d'exportation et leur timing, dans un contexte de prix du gaz largement inférieurs aux niveaux qui prévalaient lorsque l'UE a activement cherché à diversifier ses importations par gazoducs.

L'Iran pourrait également devenir un fournisseur de l'Europe. L'Iran a examiné différentes routes possibles d'exportation par gazoduc vers l'Europe, mais bien que cette option soit la plus économique, les considérations géopolitiques dans la région favorisent l'option GNL. Le pays espère exporter 5 à 10 Mt/an de GNL en Europe lorsque l'infrastructure sera disponible. Après l'accord sur le programme nucléaire du 14 juillet 2015 et son entrée en vigueur avec une levée partielle des sanctions (notamment la levée des sanctions extraterritoriales américaines mi-janvier 2016), Total a entamé des négociations sur divers projets, qui se sont concrétisées par l'accord signé en juillet 2017 sur la phase II du champ de South Pars. Cet important projet gazier, d'une valeur d'un peu moins de 5 milliards \$ et d'une capacité de production de 56 mcm/j, à partir de 2021 et pour 20 ans, est destiné à alimenter la consommation domestique de l'Iran¹. Avec ce contrat, Total est le premier grand pétrolier mondial à envisager d'investir massivement en Iran depuis la levée des sanctions contre le pays. Le groupe pétrolier pourrait également investir dans le GNL en Iran, en particulier sur l'unité inachevée de Iran LNG (LNG World News, 27 février 2017). Mais ces projets pourraient être entravés par la nouvelle politique américaine à l'égard de l'Iran (Les Échos, 17 octobre 2017). Le Président américain Donald Trump a décidé de ne plus "certifier" l'accord sur le programme nucléaire iranien, donnant ainsi au Congrès des États-Unis la possibilité de rétablir des sanctions contre l'Iran. Le Congrès américain a deux mois pour prendre une décision sur un éventuel rétablissement des sanctions.

Les rôles de la Turquie et de l'Ukraine sont également à prendre en considération dans l'équation gazière européenne. En effet, l'Ukraine, qui assure le transit de 50-60 %/an du gaz russe vendu dans l'UE, est depuis 2016 entièrement intégrée au marché gazier européen car l'intégralité de ses importations est couverte par des flux provenant de l'UE. Son rôle futur en tant que pays de transit est aujourd'hui incertain. Quant à la Turquie, elle va non seulement devenir un État de transit jouant un rôle croissant pour l'approvisionnement de l'UE, mais son propre marché intérieur va jouer un rôle croissant pour les équilibres gaziers en Europe du sud-Est, selon le développement de sa propre demande de gaz

En conclusion, la Russie et les exportateurs de GNL apparaissent comme les deux seules sources de croissance significative d'approvisionnement du marché européen. La concurrence entre ces deux sources est déterminante pour la configuration de l'approvisionnement européen futur, l'utilisation des actifs de transport, stockage et regazéification. Avec la mise en place probable, mais peut-être retardée, de Nord Stream 2, de nouvelles interconnexions intra-européennes au nord-ouest et centre de l'Europe, mais également les diversifications en cours au sud de l'Europe (TAP, interconnexion Grèce/Bulgarie, interconnexion BRUA et terminal de Krk en Croatie) et dans les pays baltes (Baltic Pipe), la réalisation du Corridor Sud-Nord, et les capacités d'importation de l'UE, c'est une reconfiguration profonde des flux européens qui est en train de se mettre en place. L'accroissement de l'interconnectivité du réseau européen et des flux à rebours, la diversification des sources et des points d'entrée du gaz, devraient permettre d'améliorer l'intégration du marché, la compétitivité et la sécurité de l'approvisionnement. La disponibilité de sources et de voies alternatives devrait également permettre de dépolitiser le commerce du gaz en Europe et renforcer la transition vers le gaz pour les pays qui dépendent encore fortement du charbon.

À suivre...

¹ Total devient l'opérateur du projet South Pars II et son actionnaire à 50,1 %, aux côtés de Petropars, filiale de la NIOC (19,9 %) et de la compagnie nationale chinoise CNPC (30 %). Total doit investir un milliard de \$ dans une première phase.

