ENERPRESSE
LE QUOTIDIEN DE L'ÉNERGIE

N°12117 – Mercredi 18 juillet 2018 – 48e année

www.enerpresse.com
@enerpresse

Les charges de service public de l'énergie continuent d'augmenter

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie pour 2019 s'élève à 7,79 milliards d'euros, a annoncé la Commission de régulation de l'énergie (CRE) lundi 16 juillet. Cette prévision de charges ressort en hausse de 824 millions d'euros (+ 12 %) par rapport à 2017 et de 329 M€ (+ 4 %) par rapport aux charges révisées de 2018. L'année dernière, la CRE avait tablé sur des charges prévisionnelles de 2018 de 7,94 mds€, un montant révisé à la baisse à 7,46 mds€. Ces charges qui financent les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (éolien, PV, biométhane injecté, etc.) et à la cogénération, la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI) et les dispositifs sociaux (hormis le chèque énergie) augmentent chaque année depuis 2011. Pour 2019, la CRE explique la hausse par plusieurs facteurs. Le développement du photovoltaïque et de la cogénération est le premier élément haussier associé, dans une moindre mesure, à celui des filières biomasse et biogaz. À noter que l'évolution des prix de marché de gros permet de limiter cette hausse. En ZNI, des mises en service d'installations (Galion 2, parcs éoliens et unités photovoltaïques) sont également un facteur haussier. Toujours en ZNI, les charges liées à la péréquation tarifaire s'affichent en hausse sous l'effet de surcoût de production d'EDF SEI et d'EDM et de l'élargissement du principe à Wallis-et-Futuna. Enfin, les charges liées à l'achat de biométhane doublent chaque année pour atteindre 132 M€ en 2019 contre 63,9 M€ en 2018.

Sur les 7,79 mds€ de charges en 2019, 7,65 mds€ concernent l'électricité et 133 M€ le gaz. Les charges liées au développement des ENR sous complément de rémunération sont évaluées à 197 M€ pour 2019 contre 34 M€ en 2018. Le soutien aux ENR représente 68 % du montant total des charges prévisionnelles, soit 5,31 mds€, dont 2,54 mds€ pour le photovoltaïque et 1,31 md€ pour l'éolien. La péréquation tarifaire dans les ZNI hors ENR affiche des charges 2019 de 1,5 md€, soit 20 % du montant total (25 % en comptant les ENR). Les soutiens à la cogénération, à l'injection de biométhane et à l'effacement représentent respectivement 9 %, 2 % et 1 % du total des charges prévisionnelles. En comptabilisant diverses régularisations et notamment le déficit de compensation supporté par EDF, le montant total des charges à compenser en 2019 s'élève à 8,97 mds€, indique la CRE, dont 6,62 mds€ relèvent du compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » et 2,35 mds€ du programme budgétaire « service public de l'énergie ». En 2017, le CAS a été alimenté par une fraction du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). En 2018, ce sont des montants des taxes intérieures sur la consommation sur les houilles, lignites et cokes (TICC) et sur la consommation de produits énergétiques (TICPE) ainsi que les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine qui l'ont alimenté. Rappelons que depuis 2017, la CSPE, ex-TICFE, présente sur les factures d'électricité, alimente, elle, le budget général de l'État.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Événement de niveau 1 sur Belleville 2 2

Bulgarie : Démarrage du nouvel incinérateur à plasma à la centrale de Kozloduy 2

ÉLECTRICITÉ

La CRE maintient ses propositions d'évolution des TRV 3

Corée du Sud : La part des ENR augmente dans le marché de l'électricité en 2017 3

ÉNERGIE

Les fournisseurs et les services d'assistance et de dépannage 3

RU : National Grid publie ses scénarios énergétiques 4

GAZ

Ukraine/Russie : Naftogaz réclame 11,58 mds$ à Gazprom 4

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Danemark : Révision à la baisse du coût actualisé de l'énergie des ENR en 2020 5

RU : Évaluation du coût de déconstruction des parcs éoliens offshore 6

TRANSPORT

Un marché des VE en hausse au 1er semestre 6

RU : Le gouvernement lance le programme Road to Zero strategy 6

CLIMAT

UE/Chine : Coopération pour la lutte contre le changement climatique 7

DOCUMENTS

IFRI - Le gaz dans la transition énergétique européenne (3/5) ..... 8 à 15

L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE

49,67 € (par MWh)

NUCLÉAIRE

FRANCE

Événement de niveau 1 sur Belleville 2

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a indiqué lundi 16 juillet qu'EDF avait déclaré le 10 juillet un événement significatif relatif à la détection tardive d'un positionnement des grappes de commande du réacteur en dehors des limites fixées par les règles générales d'exploitation du réacteur 2 de la centrale nucléaire de Belleville. *« À la suite d'un essai périodique jugé non satisfaisant portant sur des vannes équipant les lignes d'extraction de vapeur des générateurs de vapeur, l'exploitant engage les manœuvres édictées par les spécifications techniques d'exploitation et réduit la puissance du réacteur. Lors de ces manœuvres certaines grappes de commande utilisées pour la régulation de puissance ont été trop insérées dans le réacteur »*, explique le régulateur. La position de ces grappes de commande n'était pas conforme aux règles générales d'exploitation et l'exploitant a procédé à la remise en conformité. Néanmoins en raison de la détection tardive de cet écart, cet évènement a été classé au niveau 1 de l'échelle INES.

BULGARIE

Démarrage du nouvel incinérateur à plasma à la centrale de Kozloduy

La Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) a annoncé le 10 juillet la mise en service de l'incinérateur à plasma de la centrale nucléaire de Kozloduy en Bulgarie. La BERD gère le fonds international d'aide pour le démantèlement de cette centrale (KIDSF). Cette nouvelle installation utilisant la technologie plasma doit permettre de réduire significativement le volume des déchets de niveau faible et intermédiaire provenant du démantèlement des réacteurs 1 à 4 de type VVER-440 de cette centrale qui ont été arrêtés entre 2002 et 2006 tandis que les réacteurs 5 et 6 sont encore en exploitation. L'incinérateur a une capacité de plus de 250 tonnes par an. Avec cette technologie, les déchets radioactifs sont portés à leur température de fusion par le plasma (un état de la matière qui se révèle autour de 4 000°C). Grâce au plasma, le volume des déchets est réduit. L'installation a été construite par une *joint-venture* constituée du belge Belgoprocess et de l'espagnol Iberdrola Ingenieria y Construccion pour un montant de 31 millions d'euros, dont 35 % fournis par le gouvernement bulgare et 65 % par KIDSF.

EN BREF

CANADA **La société de solutions énergétiques du Nouveau Brunswick a annoncé** le 13 juillet la participation de Moltex Energy au groupe qui travaillera à la recherche et au développement de technologies pour les petits réacteurs modulaires (SMR en initiales anglaises). Moltex Energy s'est ainsi engagé à investir 5 millions de dollars (4,3 M€) pour aider à faire de cette province canadienne un chef de file pour la recherche sur les SMR. C'est le 2e partenaire à rejoindre ce groupe de recherche après Advanced Reactor Concept (ARC – *cf. Enerpresse n°12113).* L'objectif est de construire un SMR de démonstration à la centrale de Point Lepreau.

BANGLADESH **Une cérémonie a eu lieu le 14 juillet pour célébrer la coulée** du premier béton marquant le démarrage de la construction du réacteur 2 de la centrale nucléaire bangladaise Rooppur, a indiqué le groupe russe Rosatom qui fournira la technologie VVER-1200 à ce projet. L'autorité de sûreté bangladaise (BAERA) avait remis début juillet à la Bangladesh Atomic Energy Commission (BAEC) le permis de construire pour cette unité *(cf. Enerpresse n°12112).*

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

La CRE maintient ses propositions d'évolution des TRV

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a formulé dans une délibération publiée lundi 16 juillet sa proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité probablement au 1er août. Le régulateur maintient ses positions par rapport à ses propositions qui ont fait l'objet d'une audition des acteurs début juillet *(cf. Enerpresse n°12106)*. Ainsi, en France métropolitaine continentale, les tarifs bleus résidentiels devraient baisser en moyenne de 0,5 % et les tarifs bleus professionnels devraient augmenter de 1,1 %. Le régulateur propose dans ce mouvement tarifaire d'augmenter la marge retenue dans les TRV en la rehaussant de 3 % à 3,5 % du tarif hors taxes. Cela afin de tenir compte de *« l'augmentation des risques pesant sur les fournisseurs, en particulier ceux relatifs à la prévision de portefeuille, en raison notamment de l'accroissement de la volatilité des prix sur le marché de gros »*.

Par ailleurs suite à la décision du Conseil d'État de limiter le bénéfice des TRV en métropole continentale aux consommateurs résidentiels et aux sites non résidentiels à l'exclusion de ceux appartenant à des grandes entreprises *(cf. Enerpresse n°12077)*, la CRE propose dans l'attente des décisions sur ce point que les sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises bénéficiant actuellement des TRV puissent continuer à en bénéficier dès lors qu'ils ne changent pas d'option tarifaire ou de puissance souscrite. *« Des dispositions législatives définissant les critères d'identification des sites exclus du bénéfice des tarifs et fixant les modalités de ce changement de tarif »* doivent être prises.

Dans les zones non interconnectées (ZNI), l'évolution proposée est identique à celle de la métropole pour les deux segments de marché. Mais comme il existe encore des tarifs jaunes (en Corse), des tarifs bleus + et verts, la CRE propose une baisse de ces tarifs de 0,3 %. La CRE a transmis ses propositions au gouvernement. Ses différentes décisions tarifaires seront examinées par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) lors d'une réunion prévue le 25 juillet.

CORÉE DU SUD

La part des ENR augmente dans le marché de l'électricité en 2017

Korean Power Exchange a indiqué mi-juillet que la valeur commerciale de l'électricité d'origine renouvelable avait représenté 2 050 milliards de wons en 2017 (1,55 md€) en 2017 soit une augmentation de 20,1 % par rapport à 2016, selon nos confrères de *Yonhap*. Il s'agit du niveau le plus important depuis 2001, date à laquelle Korean Power Exchange a commencé à recueillir ces données. Les échanges sur la bourse coréenne de l'électricité ont atteint 44 700 milliards de won (33.84 mds€) en 2017 et l'électricité renouvelable a donc représenté 4,6 % des transactions, là encore un niveau record.

ÉNERGIE

FRANCE

Les fournisseurs et les services d'assistance et de dépannage

Les prestations d'assistance et de dépannage commercialisées par les fournisseurs d'énergie intègrent des domaines de plus en plus variés, indique le cabinet Watt's Next Conseil dans un nouveau focus publié le 12 juillet. Longtemps centrées sur l'énergie (installation interne et dépannage de chaudière), ces prestations se sont ouvertes *« à la plomberie et progressivement à la serrurerie et à l'électroménager, voire à la vitrerie »*, relève-t-il. La tendance est bien là – EDF et Engie proposent le dépannage des produits blancs – même si tous les fournisseurs ne se sont pas encore engagés dans cette voie, souligne le

cabinet. Direct Énergie, Total, Eni proposent également de tels services. Le prix pour bénéficier de ces prestations peut atteindre jusqu'à 10 €/mois, ce qui représente un revenu additionnel *« très significatif »* pour les fournisseurs d'énergie. Selon Watt's Next Conseil, le chiffre d'affaires additionnel moyen par client souscrivant à une offre d'assistance et de dépannage est compris entre 15 % et 20 % par rapport à la part fourniture HT de la facture énergétique. Le mouvement ne devrait donc pas s'arrêter.

ROYAUME-UNI

National Grid publie ses scénarios énergétiques

Le 12 juillet, National Grid a publié les Futur Energy Scenarios (FES) qui décrivent différentes voies crédibles pour l'avenir énergétique du Royaume-Uni dans les 30 prochaines années et au-delà. Ils s'intéressent aussi bien à la demande qu'à la production. Quatre scénarios sont développés dans le document en fonction du niveau de décarbonation et de décentralisation attendus. National Grid a mis en exergue quatre messages clés issus de ces scénarios. Tout d'abord, il relève que le monde de l'énergie change et que la croissance attendue de l'énergie bas carbone et décentralisée nécessite de faire évoluer le système électrique. En effet, la capacité installée va passer de 103 GW à une fourchette comprise selon les scénarios entre 189 GW à 268 GW dont 65 % pourraient être produits localement. *« Nous allons travailler avec l'industrie, l'Ofgem et le gouvernement pour relever ces défis et fournir un système bas carbone fiable et efficace »*, souligne le GRT. Autre élément important dans les FES de National Grid, l'émergence des véhicules électriques et son impact. *« Il pourrait y avoir 11 millions de VE en 2030 et 36 millions en 2040*, peut-on lire dans le document. *Grâce aux technologies de recharge intelligente, aux consommateurs chargeant des véhicules hors des heures de pointe et à lutilisation de la technologie vehicule-to-grid, l'augmentation du pic d'électricité pourrait ne pas dépasser 8 GW en 2040. De leur côté, les véhicules électriques peuvent prendre en charge le déploiement de renouvelables en stockant l'électricité bas carbone et en la redonnant au système quand cela est nécessaire. »*

National Grid met aussi en exergue la nécessité de prendre en compte la question du chauffage pour atteindre les objectifs climatiques britanniques. Plusieurs façons de décarboner le secteur du chauffage ont été identifiées dans les scénarios. Jusqu'à 60 % des maisons pourraient être équipées de pompes à chaleur d'ici 2050 tandis que l'hydrogène pourraient chauffer un tiers des maisons si des actions sont mises en place en ce sens. Ces deux options nécessitent d'être accompagnées par d'autres formes de chauffage : réseaux de chauffage urbain bas carbone, pompes à chaleur hybride et micro-cogénération. *« La décarbonation de la chaleur est cruciale mais nécessite de résoudre d'importants défis techniques et commerciaux*, précise le rapport. *Un mix de technologie est nécessaire pour répondre au défi de la chaleur. »* Dernier point clé, le gaz qui *« jouera un rôle dans la fourniture d'une énergie fiable et flexible ».* Ainsi, le gaz devrait continuer à fournir 50 % de l'électricité dans trois des quatre scénarios d'ici 2050 et *« il reste la forme dominante de chauffage dans les années 2030 ».* Cependant, la façon de l'utiliser va changer et il fournira de plus en plus de flexibilité aussi bien pour le chauffage que pour l'électricité en complément des énergies renouvelables. National Grid voit un rôle clé pour l'hydrogène même s'il estime que ce secteur a encore besoin d'innovations et de projets démonstrateurs pour permettre un déploiement dans les années 2030. Par ailleurs, les réseaux gaziers *« auront besoin de s'adapter à l'évolution des flux de gaz et à une demande annuelle réduite avec des pics plus marqués en hiver ».*

GAZ

UKRAINE/RUSSIE

Naftogaz réclame 11,58 mds$ à Gazprom

Naftogaz a demandé un nouvel arbitrage à la cour arbitrale de Stockholm afin de revoir le tarif de son contrat de transit du gaz russe avec Gazprom, le 6 juillet. *« Le contrat de transit*

entre Naftogaz et Gazprom permet aux parties de demander une révision du tarif en cas de changements significatifs sur le marché gazier européen et si le tarif ne correspond pas au niveau des tarifs en Europe », indique l'entreprise publique ukrainienne dans un communiqué. Naftogaz avait présenté une demande de révision à Gazprom en mars 2018, en raison des changements *« significatifs sur le marché européen du gaz, en particulier les règles de fixation des tarifs de transit, après la conclusion du contrat en janvier 2009, et le fait que le niveau tarifaire ne correspond pas au niveau européen »*. Gazprom n'ayant pas été *« constructif dans les négociations »*, Naftogaz demande un arbitrage pour des réparations à hauteur de 11,58 milliards de dollars (9,89 mds€), *« hors intérêts »*. Naftogaz avait déjà effectué cette demande, mais la cour arbitrale l'avait rejetée dans sa décision de février pour *« des raisons procédurales »*.

Naftogaz et Gazprom sont engagés dans une vaste bataille juridique à l'échelle du continent européen depuis que la cour arbitrale de Stockholm a imposé à Gazprom de verser 2,56 mds$ à Naftogaz pour solder leurs différents sur le prix d'achat du gaz russe et de son transit à travers l'Ukraine vers l'Europe *(cf. Enerpresse n°12025)*. Plusieurs pays européens (Pays-Bas, Suisse et Royaume-Uni) ont ainsi saisi par voie de justice les actifs de Gazprom sur leurs sols *(cf. Enerpresse n°12087 et 12099)*, et Gazprom tente éperdument de faire annuler l'arbitrage et ainsi libérer ses actifs.

EN BREF

PAYS-BAS Bruxelles donne son feu vert à un régime néerlandais de compensation pour les dommages causés par l'extraction du gaz du champ de Groningue. La Commission européenne a approuvé, le 13 juillet, la mise en place d'une fondation qui gèrera les compensations aux dommages immobiliers provoqués par les tremblements de terre consécutifs aux forages. Les trois quarts des activités de la fondation seront financés par la Nederlandse Aardolie Maatschapij, la société impliquée dans l'extraction du gaz de Groningue. Le reste sera financé par l'État à hauteur de 10 millions d'euros.

GRÈCE La Commission européenne a approuvé le 16 juillet le rachat du gestionnaire de réseau gazier grec Desfa par l'entreprise italienne Snam au sein d'un consortium associant Enagas et Fluys. Desfa exploite un réseau de gaz en Grèce ainsi qu'un terminal de gaz liquéfié dans le pays. La Commission estime que cette transaction ne pose pas de problème de concurrence puisque les entreprises n'opèrent pas sur les mêmes zones géographiques. Cette opération a été annoncée en avril *(cf. Enerpresse n°12059)*.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

DANEMARK

Révision à la baisse du coût actualisé de l'énergie des ENR en 2020

La réduction des coûts des énergies renouvelables va être plus importante que prévue, a indiqué vendredi 13 juillet l'Agence de l'énergie danoise. Une mise à jour de l'outil de calcul du coût actualisé de l'énergie (LCoE) montre des baisses significatives en 2020 par rapport aux précédentes prévisions. Le coût d'un projet éolien offshore danois hors connexion au réseau devrait tomber à 46 €/MWh, soit 30 % de moins que ce que l'agence prévoit jusqu'ici. Comparé aux hypothèses précédentes, le capex devrait avoir baissé de 40 %. De même, une amélioration de l'exploitation et de la maintenance devrait réduire les opex de plus de 20 %. Dans le même temps, l'amélioration de la conception des éoliennes et des groupes motopropulseurs permettra une augmentation de 10 % du nombre d'heures de pleine charge d'un parc éolien danois, soit un facteur de charge supérieur à 50 %. Pour un projet éolien à terre, le coût moyen attendu en 2020 est de 30 €/MWh, soit une baisse de 25 % par rapport à l'estimation précédente. La baisse des capex (- 20 %) et des niveaux de production supérieurs de 5 % grâce à l'innovation expliquent cette tendance baissière. *« L'éolien terrestre reste l'option la moins chère pour l'ajout de nouvelles capacités au Danemark »*, relève l'agence. L'expansion

de cette énergie est désormais limitée, du fait des restrictions d'installation, le Danemark étant un petit pays densément peuplé. Le repowering est notamment une solution pour assurer un développement de cette énergie. Concernant le solaire, l'agence danoise table désormais sur un coût de 40 €/MWh pour les installations de grande taille, un chiffre en baisse de 40 % par rapport à ses précédentes estimations. À noter que le facteur de charge du photovoltaïque au Danemark est de seulement 12 %.

ROYAUME-UNI

Évaluation du coût de déconstruction des parcs éoliens offshore

Le département britannique des Affaires, de l'Énergie et des Stratégies industrielles (BEIS), a publié le 13 juillet un rapport sur les coûts de démantèlement de 37 parcs éoliens offshore (en exploitation, en construction et en pré-construction) situés dans les eaux britanniques. Le coût est estimé entre 1,28 milliard et 3,64 milliards de livres soit entre 1,45 md€ et 4,11 mds€. La fourchette de coûts est large car elle dépend de plusieurs facteurs : les potentiels changements de réglementation, les méthodes de déconstruction ou encore l'incertitude sur des facteurs de coût. Ces sommes doivent être prises en charge par les développeurs et les propriétaires mais si elles ne sont pas provisionnées en amont, le BEIS risque d'avoir à la payer et voulait quantifier le risque. Ainsi, en cas de défaut des développeurs et propriétaires, le BEIS en serait de sa poche pour entre 1,03 et 2,94 mds£ (1,16 à 3,32 mds€) sachant que le reliquat serait à la charge de Crown Estate (Domaine de la couronne) et du gouvernement écossais. Pour mieux prendre en compte ce risque, le rapport préconise d'évaluer précisément et régulièrement les coûts de démantèlement des parcs éoliens offshore mais aussi d'analyser les plans de démantèlement et les coûts associés. Ces évaluations permettront de mettre à jour les hypothèses de modèles de coût et ainsi d'affiner l'estimation des coûts futurs afin de garantir que les sommes nécessaires sont disponibles au moment opportun.

TRANSPORT

FRANCE

Un marché des VE en hausse au 1er semestre

Le marché du véhicule électrique (particulier et utilitaire) a enregistré plus de 18 000 immatriculations en France lors du 1er semestre 2018, soit une hausse de 11,75 % par rapport à la même période de 2017, révèlent les chiffres de l'Avere publiés le 5 juillet. Les ventes de véhicules électriques particuliers enregistrent une hausse de 6,09 %, les utilitaires électriques font un bond de 41,17 % et les hybrides rechargeables de 48,05 %. La Renault Zoe conserve la plus grosse part du marché des VE particuliers, avec 60,90 %. La Nissan Leaf arrive en deuxième position mais avec une forte hausse de 143,01 %. Sur le segment des utilitaires électriques, Renault est aussi en tête des ventes avec sa Kangoo ZE, suivie par la Peugeot Partner. Pour les hybrides rechargeables, c'est la Volvo XC60 qui a été la plus vendue pendant ces six premiers mois de l'année. Au total, le marché des véhicules électrifiés, tout segment confondu, a augmenté de 19,52 % au cours de la période.

ROYAUME-UNI

Le gouvernement lance le programme *Road to Zero*

Le ministère des Transports britannique a lancé le 9 juillet son nouveau programme *Road to Zero*. L'ambition du gouvernement vise qu'au moins 50 %, et jusqu'à 70 %, des ventes de voitures neuves soient des véhicules à très faible émission d'ici 2030, et jusqu'à 40 % pour le segment des camionnettes. Parmi les différentes mesures proposées, des incitations pour que des bornes de recharge soient installées dans les nouveaux bâtiments et des lampadaires

incluant des points de recharge ; le lancement d'un fonds d'investissement de 400 millions de livres (453 M€) dédié aux entreprises qui fabriquent et installent des points de recharge ; la création d'un nouveau programme de 40 M£ afin de développer et de tester une technologie de recharge innovante, à faible coût et sans fil ; une subvention pouvant aller jusqu'à 500 £ pour que les propriétaires de véhicules électriques puissent installer un point de charge à leur domicile et une augmentation du montant des subventions pour l'installation de points de recharge sur les lieux de travail ; l'extension des subventions pour l'achat de VE au mois d'octobre 2018 aux conditions actuelles puis jusqu'en 2020 minimum ; et enfin le lancement d'un groupe de travail pour planifier l'augmentation de la demande en infrastructures énergétiques due au déploiement des VE. Le Royaume-Uni vise à mettre fin à la vente des véhicules thermiques d'ici 2040. Plus de 150 000 véhicules à très faibles émissions sont déjà en circulation sur les routes britanniques, indique en outre le ministère.

CLIMAT

UNION EUROPÉENNE/CHINE

Coopération pour la lutte contre le changement climatique

L'Union européenne et la Chine se sont engagées, lors d'un Sommet qui les a réunis à Pékin le 16 juillet, à renforcer leur coopération sur les questions climatiques et la transition énergétique. Une déclaration commune réaffirme leurs engagements au titre de l'Accord de Paris sur le climat et leur volonté de collaborer pour sa mise en œuvre. Dans cette déclaration, les deux parties *« s'engagent à intensifier significativement leur coopération politique, technique, économique et scientifique sur le changement climatique et l'énergie propre »*. Elles disent aussi leur volonté de renforcer le travail en commun dans le cadre de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) et de l'Organisation maritime Internationale (OMI) pour s'assurer que les transports aérien et maritime participent à l'effort. Ces deux organisations internationales travaillent pour l'heure à la mise en place d'un mécanisme de compensation (pour l'aérien) ou de réduction (pour le maritime) des émissions de CO_2 dans leur secteur respectif.

Parmi les domaines de coopération spécifiquement énumérés dans la déclaration : la définition de stratégies à long terme concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, les échanges de droits d'émission, l'efficacité énergétique (étiquetage énergétique, normes minimales de performance des appareils, performance énergétique des bâtiments), l'énergie propre (ENR, conception du marché, capacité de stockage, etc.) et les transports (lancement de « dialogues », au niveau des experts, sur les économies de carburants et les standards d'émissions pour les voitures et véhicules lourds). En matière de coopération technologique, le texte cite notamment la capture et le stockage du carbone. Un protocole d'entente a été signé le même jour concernant la coopération entre les deux parties sur les systèmes d'échanges des droits d'émissions. *(I. S.)*

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 – 3e partie*

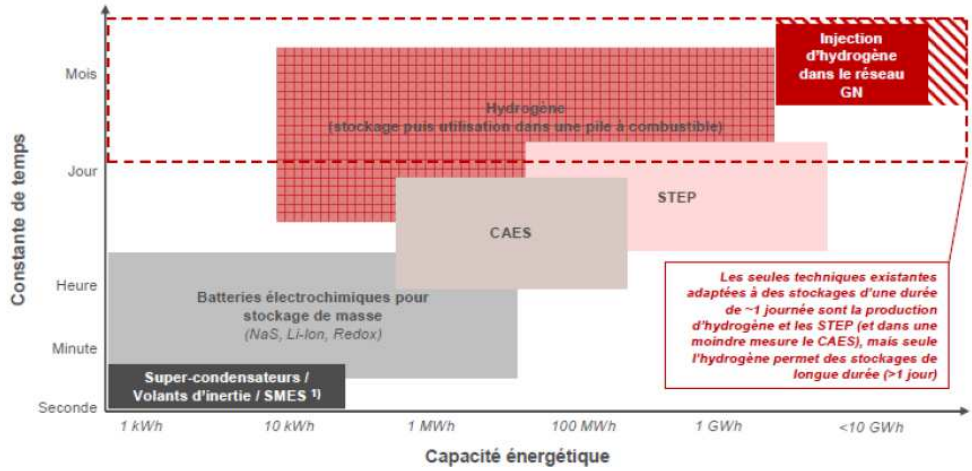
Nous reprenons ci-après la suite de l'étude de l'IFRI de Sylvie Cornot-Gandolphe : « Le gaz dans la transition énergétique européenne : Enjeux et opportunités ». Vous pouvez retrouver l'étude complète ici.

Demain : le Power-to-gas et l'hydrogène

À l'avenir, le réseau de transport de gaz et ses stockages pourraient jouer un rôle clé dans le stockage massif des ENR intermittentes. Le paquet énergie-climat adopté en octobre 2014 par le Conseil européen fixe un objectif de 27 % d'ENR dans le mix énergétique à l'horizon 2030. À l'horizon 2050, selon la feuille de route de la CE, l'approvisionnement électrique devra être pratiquement complètement décarboné. Ces objectifs vont de pair avec la nécessité d'intégrer des quantités élevées d'ENR intermittentes dans la production d'électricité. Déjà en 2030, la part des ENR atteindrait environ la moitié de la production électrique européenne, dont 56 % seraient assurés par l'éolien et le solaire (CE, 2016d, scénario de référence). La nature variable de ces ENR est un défi pour le secteur électrique. Les besoins de flexibilité du système électrique vont augmenter, ainsi que les besoins de stockage pour faire face à l'inadéquation entre la production et la demande d'électricité au cours de périodes de temps plus longues (journalières, hebdomadaires, saisonnières). Afin d'éviter l'effacement de l'électricité produite par les ENR intermittentes lorsque la demande est inférieure à la production, et de la restituer lorsque la demande excède la production, des solutions de stockage à grande échelle (de l'ordre du TWh) et sur de longues périodes seront requises, aux côtés des autres solutions de gestion de la variabilité des ENR intermittentes (par exemple, gestion active de la demande et réponse, interconnexion des réseaux électriques).

Le Power-to-gas, ou la transformation de l'électricité en gaz (hydrogène ou méthane de synthèse), apparaît comme une solution pertinente de stockage à grande échelle, et de longue durée, des surplus de production d'électricité. L'hydrogène, injecté dans les réseaux de gaz, est en effet actuellement la seule filière permettant de stocker de grandes quantités d'énergie sur des périodes de temps longs (de plusieurs jours à plusieurs mois) et de répondre ainsi au problème spécifique qui sera posé par la contribution élevée d'ENR intermittentes à la production d'électricité. Les autres solutions de stockage (batteries, stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), stockage d'énergie par air comprimé (CAES)) ne permettent pas, aujourd'hui, le stockage d'énergie à grande échelle et sur des périodes de temps longs. Les batteries sont en plein essor mais elles offrent une capacité de stockage limitée en temps, permettant de répondre aux déséquilibres horaires entre l'offre et la demande d'électricité, mais pas aux déséquilibres hebdomadaires ou saisonniers. Le développement des STEP est limité géographiquement. Le CAES, qui comme le Power-to-gas, est au stade expérimental, n'offre pas les mêmes capacités de stockage.

Graphique 6 : Stockage d'énergie par technologie



Source : Ecube Strategy Coonsultants (2013).

Concrètement, le Power-to-gas vise à utiliser l'électricité renouvelable excédentaire pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. L'hydrogène ainsi produit peut être injecté directement dans le réseau de transport de gaz, en mélange en faible teneur[1] et restitué au réseau électrique quand la consommation le nécessite. Le Power-to-gas peut ainsi être utilisé comme un outil d'équilibrage du réseau et de stockage de l'électricité à grande échelle, grâce aux stockages de gaz - d'une capacité utile de près de 1 200 TWh en Europe (GSE, 2016) - et sur une échelle de temps allant jusqu'aux saisons.

Si la concentration en hydrogène est plus élevée, l'hydrogène peut être transformé en méthane de synthèse par combinaison de cet hydrogène avec du CO_2, lui-même issu de procédés industriels ou de la méthanisation. Le procédé de méthanation permet ainsi de s'affranchir de la contrainte de teneur maximale en hydrogène du gaz transporté par le réseau. Ce gaz de synthèse peut alors être utilisé de la même manière que le gaz naturel, par exemple pour le chauffage des locaux.

Le Power-to-gas permet ainsi de réduire l'intensité en carbone du secteur gazier (que ce soit via l'hydrogène ou le gaz de synthèse), assurant ainsi sa pertinence pour l'approvisionnement énergétique futur. Il permettait d'optimiser les investissements d'infrastructure nécessaires pour intégrer de grandes quantités d'ENR intermittentes dans le système énergétique, en réduisant l'investissement nécessaire pour la construction de nouvelles lignes haute tension en utilisant le système gazier existant. Selon le rapport e-Highway 2050, publiée en 2015 par la CE, 400 milliards € devraient être investis en infrastructure d'ici 2050 dans un scénario 100 % d'ENR (e-Highway 2050, 2015). Un rapport de la plateforme européenne Power To Gas a étudié l'impact économique de l'option Power-to-gas à la place de trois expansions de corridors électriques envisagés par l'étude e-Highway 2050. Le rapport montre que cette option permettrait de réduire les coûts de plus d'un milliard €/an par rapport à l'option renforcement des interconnexions électriques (*European Power To Gas Platform*, 2017a). Le Power-to-gas offre ainsi des avantages significatifs en termes de coûts au niveau du système énergétique, par rapport à une solution basée sur le seul réseau électrique.

L'hydrogène peut également être utilisé comme matière première dans les industries intensives en énergie et comme carburant dans les transports, facilitant la décarbonisation de ces secteurs. Le Royaume-Uni étudie également son utilisation pour décarboner le secteur du chauffage et à lancer un pilote visant la conversion du réseau de gaz de la ville de Leeds (projet H21 Leeds Citygas)[2].

[1] Jusqu'à 20 % selon les études les plus récentes (*European Power-to-Gas, 2017a*). Actuellement le taux de mélange permis est de 6 % en France et de 10 % en Allemagne.

[2] Le projet vise à déterminer la faisabilité, tant du point de vue technique qu'économique, de la conversion du réseau de gaz naturel de Leeds, l'une des plus grandes villes du Royaume-Uni, à 100 % d'hydrogène. Un rapport de KPMG pour l'Energy Network Association britannique (ENA) a en effet montré que la conversion du secteur du chauffage à l'hydrogène serait une option moins coûteuse que la conversion à l'électricité (KPMG, 2016).

L'hydrogène peut aussi produire de l'électricité, soit avec des piles à combustible ou en alimentant des CCGTs converties. Sur ce dernier point, il est intéressant de souligner le protocole d'accord signé récemment par Statoil, Vattenfall et Gasunie pour convertir à l'hydrogène une des unités de la centrale gaz de Magnum aux Pays-Bas (Power Engineering International, 10 juillet 2017).

Le Power-to-gas est une solution assez récente envisagée pour le long terme (après 2030), qui suscite un intérêt croissant en Europe. Depuis 2012, on observe une forte augmentation du nombre de projets de démonstration, principalement en Allemagne. Début 2017, on recense 70 projets de recherche ou de démonstration réalisés ou en cours en Europe, testant différentes technologies et applications.
En France, trois projets sont mis en oeuvre actuellement (le projet GRHYD d'Engie à Dunkerque, Jupiter 1 000 à Fos-sur-Mer développé par GRTGaz et ses partenaires, et Méthycentre proposé par Storengy à Céré-la-Ronde). Ces projets pilote pourront faire office de référence pour l'élaboration de business plans pertinents à l'horizon 2030.

Carte 2 : Projets de Power-to-gas en Europe

Source : European Power to Gas Platform.

Aujourd'hui, de nombreuses questions, aussi bien techniques qu'économiques, sont encore à résoudre. Le déploiement à l'échelle commerciale de telles installations suppose une réduction significative des coûts des technologies d'électrolyse et de méthanation, ainsi qu'une amélioration de l'efficacité des procédés, afin d'en assurer la rentabilité. Selon le livre blanc de la plateforme européenne Power To Gas, ce sont les applications hydrogène dans le transport qui pourraient permettre à la filière de réaliser les réductions de coût nécessaires pour permettre des business plans pertinents dans les autres applications (*European Power To Gas Platform, 2017b*). Par ailleurs, la plateforme européenne souligne la nécessité d'une coopération étroite entre toutes les parties prenantes et une coordination des réseaux gaz et électricité. Les gouvernements et les régulateurs ont un rôle important à jouer pour instaurer des conditions de concurrence égale entre différentes solutions d'avenir.

L'intérêt du Power-to-gas est qu'il fait converger les chaînes de valeur existantes du secteur du gaz et de l'électricité en un seul système énergétique capable de relever les défis d'un système d'approvisionnement en électricité essentiellement basé sur les ENR. Il se situe au croisement des innovations dans le système énergétique et bénéficie de la forte dynamique de croissance des réseaux intelligents et de la filière hydrogène, mais aussi de l'essor des énergies renouvelables et du stockage de l'électricité. La multiplication des projets locaux et la création de groupes d'échange, tels que la plateforme européenne Power To Gas ou la plateforme North Sea Power-to-gas, démontrent les efforts réalisés pour développer cette filière, qui, si elle réussit à développer un business plan pertinent,

pourrait révolutionner le secteur en résolvant deux graals du monde énergétique : le stockage de l'électricité et l'hydrogène comme vecteur énergétique.

Un impératif : contrôler et réduire les émissions de méthane de la chaîne gazière

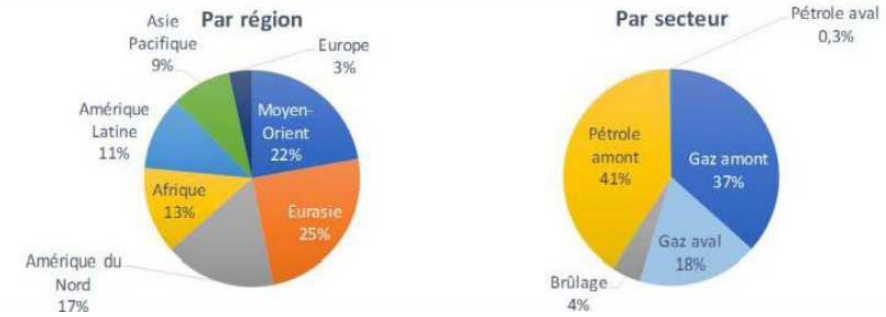
Dans toute discussion sur le rôle du gaz dans la transition énergétique, il convient de souligner l'importance d'une meilleure connaissance et d'une réduction des émissions de méthane du secteur gazier. Le méthane est en effet un puissant GES, dont le potentiel de réchauffement climatique (PRC) est plus élevé que celui du CO_2. Ce PRC est estimé par le GIEC entre 28 et 36 (en considérant son potentiel sur une durée de 100 ans) et entre 84 et 87 sur une durée de 20 ans (GIEC, 2015). Mais, contrairement au CO_2, qui reste dans l'atmosphère pendant des centaines d'années, le méthane a une durée de vie dans l'atmosphère très courte (12,4 années).

Selon le GIEC, les émissions de méthane représentent 16 % des GES dans le monde alors que le CO_2 en représente les trois quarts. Les émissions de méthane se sont élevées à 570 Mt (t CH_4) en 2012. Environ 40 % de ces émissions proviennent de sources naturelles, telles que les zones humides et les infiltrations géologiques, et 60 % de sources anthropogéniques, telles que l'agriculture, les déchets et l'énergie. Mais ces estimations sont soumises à un large degré d'incertitude selon les méthodes d'évaluation employées (*bottom-up* ou *top-down*) et suite à la difficulté de mesurer les émissions de méthane et les attribuer à une source particulière dû à sa dispersion dans l'atmosphère. Alors que le rôle positif du gaz par rapport au charbon et aux produits pétroliers fait consensus pour la réduction des émissions de CO_2 et l'amélioration de la qualité de l'air, le manque de données précises sur les émissions mondiales de méthane associées à la production, au transport et à l'utilisation du gaz naturel pourrait ternir l'image du gaz et son rôle dans la transition énergétique (OIES, 2017b et 2017c). Beaucoup d'études portant sur l'industrie des hydrocarbures américaine ont été publiées pour répondre aux inquiétudes apparues depuis la révolution des 'gaz de schiste' aux États-Unis, mais peu d'études ont une couverture mondiale.

L'AIE vient de réaliser un travail colossal pour mieux quantifier les émissions mondiales de méthane de la chaîne gazière et leur rôle dans le changement climatique (AIE, 2017a). À ce titre, les analyses de cycle de vie (ACV) de l'AIE, comparant l'utilisation du gaz ou du charbon pour la production d'électricité, montrent que le gaz est moins émetteur que le charbon, quel que soit le PRC retenu, contrairement aux résultats (controversés) d'études arrivant à un résultat différent. Il convient également de souligner l'effort mené par l'Union Internationale du Gaz (IGU), qui travaille avec ses membres afin de mieux mesurer, publier et réduire les émissions de méthane. L'IGU vient de publier un rapport recensant de manière détaillée les techniques mises en place par l'industrie gazière pour limiter les émissions de méthane à tous les stades de la chaîne gazière (IGU, 2017a).

L'AIE estime les émissions de méthane du secteur de l'énergie entre 100 Mt et 200 Mt. Elles comprennent les émissions dues à l'extraction du pétrole, du gaz naturel et du charbon (*coal mine methane*), au transport et à la consommation de gaz naturel et à la consommation de biomasse. Les émissions du secteur des hydrocarbures sont estimées à 76 Mt en 2015, réparties à peu près à parts égales entre le pétrole et le gaz. Les deux principales sources d'émissions de méthane de l'industrie du gaz proviennent de l'amont gazier et du transport du gaz. Ces émissions sont de trois natures : émissions fugitives, qui sont des fuites involontaires de méthane (35 % des émissions selon l'AIE), émissions ventilées (vented), qui sont des émissions intentionnelles pour des raisons de sécurité ou dues au design des équipements (près de 60 % des émissions) et celles dues à la combustion incomplète du méthane au niveau des équipements dans les segments de la production, du traitement et du transport (5 %).

Graphique 7 : Répartition par région et secteur des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures en 2015



Source : AIE (2017a).

Pour que le gaz assure son rôle dans la transition énergétique, le secteur gazier doit être vertueux en matière d'émissions de méthane à tous les stades de la chaîne. La mise en place de mesures visant à mieux détecter et mesurer les émissions de méthane et les réduire est cruciale. Comme le souligne l'IGU, l'industrie gazière a mis en place de telles mesures depuis des décennies, pour des raisons de sécurité et d'environnement, mais aussi pour éviter le gaspillage du gaz et, au contraire, le monétiser. De même, les mesures réglementaires en matière de sécurité et de protection de l'environnement permettent de réduire les émissions : les *green completion* ont permis de réduire de 99 % les émissions de méthane des puits de gaz de schiste aux États-Unis, au stade de la complétion. Alors qu'elles avaient été introduites par l'industrie sur une base volontaire, elles sont devenues obligatoires pour tout nouveau puits. Si les solutions d'atténuation des émissions de méthane sont bien connues, leur détection et leur mesure restent toutefois difficiles, en particulier pour les émissions fugitives, à cause du nombre important d'équipements à contrôler. De nouvelles technologies facilitent la détection et la mesure des émissions, permettant d'y remédier : par exemple, la surveillance des gazoducs grande distance par drone ou les contrôles systématiques périodiques par caméra infra-rouge pour détecter les fuites sur le réseau de transport. Les études de cas du rapport de l'IGU illustrent, en particulier, la réduction des émissions de méthane des opérateurs européens de réseau de transport et de terminaux GNL grâce à la mise en place de télésurveillance de leurs ouvrages par caméra à infra-rouge et de procédures de maintenance préventive (actions connues sous l'abréviation LDAR, leak detection and repair).

L'AIE estime qu'environ 50 % des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures pourraient être évitées en appliquant des mesures dont le coût serait nul, voire négatif, grâce à la vente du gaz. À ce titre, les études de cas fournis par le rapport de l'IGU confirment l'intérêt d'appliquer les meilleures pratiques à l'ensemble de l'industrie gazière. Grâce aux actions menées en Europe, pour des raisons de sécurité, d'environnement et d'efficacité, le secteur européen des hydrocarbures n'émet que 3 % des émissions mondiales de méthane.

Plusieurs programmes mondiaux ou régionaux ont été mis en place, sur une base volontaire, afin de réduire les émissions de méthane du secteur des hydrocarbures, tels que le *Oil & Gas Methane Partnership*, établi en septembre 2014 par la *Climate and Clean Air Coalition* (CCAC). Aux côtés du Programme des Nations Unies pour l'Environnement, des gouvernements et de la Banque Mondiale, cette initiative regroupe BP, ENGIE E&P, Eni, Pemex, PTT, Repsol, Shell, Southwestern Energy, Statoil, and Total. Notons aussi que les compagnies pétrolières internationales ont lancé leur propre initiative depuis 2016 (*Oil and Gas Climate Initiative*) et se sont engagées à réduire leurs émissions de méthane et de CO_2. Ces initiatives montrent la volonté de l'industrie de mettre en place toutes les mesures possibles afin d'atténuer les émissions de méthane du secteur des hydrocarbures. Ces actions sont indispensables pour que le gaz puisse jouer un rôle crédible dans la transition énergétique.

Quelle demande de gaz à moyen et long terme ?

Des scénarios contrastés

Si le gaz a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique, les prévisions de demande varient fortement selon les périodes, en fonction des politiques énergétiques et climatiques adoptées. Cette section illustre ces différences à partir à partir de deux scénarios du *World Energy Outlook 2017* (WEO 2017, AIE, 2017a) de l'AIE[1] : le scénario central (New Policies Scenario, NPS), qui intègre le cadre énergie-climat 2030 et un prix modéré du CO_2 (25 $/t en 2025 et 48 $ en 2040) et le *Sustainable Development Scenario* (SDS), nouveau scénario de l'AIE, qui propose une trajectoire permettant la réalisation des engagements climatiques pris lors de l'Accord de Paris. Le scénario intègre, en particulier, des prix du CO_2 beaucoup plus élevés que ceux du scénario NPS (63 $/t en 2025 et 140 $ en 2040).

Il convient tout d'abord de noter que la demande future de gaz de l'UE dans le scénario central de l'AIE a été révisée de façon significative en 2015. Ainsi, alors qu'elle augmentait en moyenne de 0,6 %/an dans le WEO 2014 (et atteignait 559 $G.m^3$ en 2040), depuis, la croissance annuelle moyenne a été revue à la baisse (- 0,1 %/an dans le WEO 2017 à 454 $G.m^3$ en 2040). Après l'adoption du cadre énergie-climat 2030 par les dirigeants de l'UE en octobre 2014, les projections de demande future ont été réduites de plus de 50 $G.m^3$ à l'horizon 2025 et de 105 $G.m^3$ à l'horizon 2040. La demande totale d'énergie a été revue largement à la baisse (- 211 Mtep à l'horizon 2040 entre le WEO 2017 et le WEO 2014) sous l'impulsion des politiques d'efficacité énergétique adoptées par l'UE qui réduisent la demande de toutes les énergies, sauf les ENR.

Graphique 8 : Projection de demande de gaz naturel de l'AIE depuis 2012 (New Policies Scenario)

Source : AIE (WEO 2012 à WEO 2017).

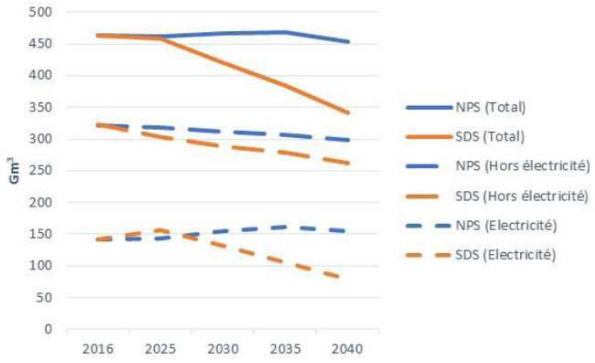
Les scénarios de l'AIE présentent des projections de demande contrastées pour tous les secteurs, avec deux périodes qui se distinguent très clairement.

À moyen terme (jusqu'en 2025), les scénarios diffèrent peu. La demande de gaz devrait rester stable jusqu'à cet horizon (par rapport à son niveau de 2016) : la hausse de la demande du secteur électrique, due à la substitution du charbon par le gaz, et, dans une moindre mesure, celle de la demande du secteur des transports, compensent la baisse de la demande des autres secteurs, liée aux efforts d'efficacité énergétique et à la pénétration des ENR (principalement dans le secteur du chauffage).

[1] L'AIE définit trois scénarios :
Le *Current Policies Scenario* (CPS) prend en compte les politiques énergétiques et climatiques adoptées à la mi-2017 (cadre énergie-climat 2020). Il n'est pas présenté dans cette section car les politiques européennes évoluent rapidement vers une décarbonisation plus poussée.
Le *New Policies Scenario* (NPS) prend en compte les politiques énergétiques et climatiques adoptées à la mi-2017, ainsi que les politiques proposées (cadre énergie-climat 2030).
Le *Sustainable Development Scenario* (SDS) examine ce qu'il faudrait pour réaliser les principales composantes énergétiques du « Programme de développement durable à l'horizon 2030 » adopté en 2015 par les États membres des Nations Unies. Les trois objectifs sont les suivants : parvenir à un accès universel aux services énergétiques modernes d'ici 2030 ; prendre des mesures urgentes pour lutter contre le changement climatique ; et réduire considérablement les émissions de polluants responsable de la pollution de l'air.

Mais après 2025, il en est tout autrement. Alors que la demande de gaz naturel reste relativement stable dans le scénario NPS (454 G.m^3 en 2040), elle chute rapidement dans le scénario SDS (342 G.m^3 en 2040, une baisse de 1,9 %/an entre 2025 et 2040). Dans le secteur électrique, la chute est particulièrement marquée. Ainsi, en 2040, dans le scénario SDS, le gaz n'assure plus que 8 % de la production d'électricité (21 % dans le NPS), alors que les ENR en assurent 64 % (25 % pour le nucléaire et 3 % pour le charbon). Alors que la demande de gaz des autres secteurs fléchit légèrement dans le scénario NPS (- 0,3 %/an en moyenne entre 2016 et 2040), elle se réduit fortement dans le scénario SDS (- 0,9 %/an en moyenne entre 2016 et 2040), suite aux efforts d'efficacité énergétique, qui réduisent la demande énergétique totale et celle de gaz. Ainsi, dans les secteurs hors électricité, l'incertitude sur le niveau de la demande porte essentiellement sur l'ampleur des efforts d'efficacité énergétique et, dans une moindre mesure, sur le développement, après 2030, de la demande du secteur des transports.

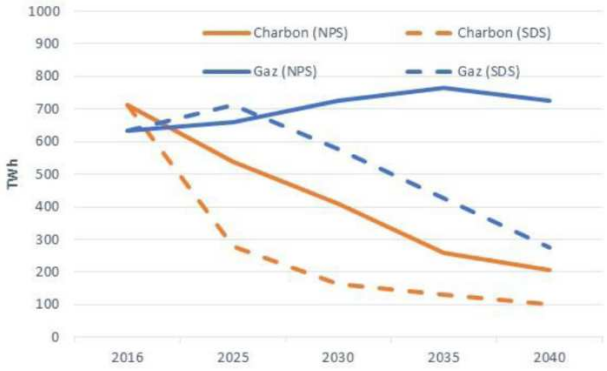
Graphique 9 : Projection de demande de gaz naturel de l'UE, selon les scénarios NPS et SDS de l'AIE



Source : AIE (2017a).

Dans le secteur électrique, le niveau de la demande future est principalement lié aux politiques de décarbonisation, dans lesquelles le prix du CO_2 joue un rôle central. En l'absence d'un signal prix du carbone (situation actuelle), le gaz ne remplace pas le charbon, alors qu'un prix du CO_2 de 25 à 50 $/t permet cette substitution (NPS). À des niveaux de prix du CO_2 plus élevés (supérieurs à 100 $/t), le gaz naturel est lui aussi évincé du mix électrique en faveur des renouvelables (SDS) et son rôle se limite à assurer l'équilibrage du système électrique, créant une demande de capacité, mais peu de TWh et donc peu de demande de gaz (*Graphique 10*). La réforme en cours du système européen d'échange des quotas sera ainsi déterminante pour la demande future de gaz en Europe.

Graphique 10 : Projection de production d'électricité dans l'UE - gaz et charbon



Source : AIE (2017a).

Le scénario SDS met en exergue que même le gaz naturel est trop carboné pour que sa demande croisse à long terme dans un système énergétique évoluant vers une faible teneur en carbone.
Il convient de noter que les scénarios projettent la demande de gaz naturel, le gaz renouvelable étant traité séparément avec les bioénergies.

LE GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Des défis importants

C'est dans ce contexte de demande incertaine que l'industrie gazière européenne doit investir dans les capacités nécessaires pour répondre à l'intermittence des ENR. Les scénarios de l'AIE indiquent une hausse des capacités électriques au gaz par rapport à leur niveau actuel (216 GW en 2016) : + 67 GW à l'horizon 2040 dans le NPS (requérant 114 GW de nouvelles constructions suite au retrait des unités âgées) et + 7 GW dans le Scénario SDS (requérant 55 GW de nouvelles constructions). Dans le Scénario SDS, les capacités électriques au gaz représentent 17 % des capacités électriques totales en 2040, alors que le gaz n'assure que 8 % de la production d'électricité. La baisse de l'utilisation des centrales pose de manière aigüe le problème de la rémunération des actifs existants, et surtout celui de l'investissement dans les nouvelles capacités. La capacité du marché européen de l'électricité, tel qu'il est structuré actuellement, n'assure pas la réalisation des investissements nécessaires en temps voulu. La hausse de la production d'électricité renouvelable, à coût marginal pratiquement nul, a fait baisser les prix de gros de l'électricité en Europe en dessous des niveaux qui permettraient aux centrales au gaz de fonctionner à des facteurs de charge suffisamment élevés pour couvrir leurs coûts (50 GW de centrales au gaz ont été mises sous cocon entre 2010 et 2014 suite à leur perte de rentabilité, voir IFRI 2015).

Les investissements dans les capacités de production d'électricité au gaz sont pratiquement à l'arrêt. Seulement 5 GW de capacité de production flexible au gaz sont en construction dans l'UE (AIE, 2016b). Les investisseurs ont en effet peu d'incitations à construire de nouvelles CCGTs qui ne fonctionneront que quelques heures quand ils peuvent investir leurs fonds dans les ENR qui reçoivent des soutiens financiers. Pour répondre au problème immédiat de sécurité de l'approvisionnement électrique, plusieurs pays de l'UE ont mis en place des marchés de capacité destinés à fournir une incitation financière supplémentaire aux investisseurs et assurer que les capacités nécessaires à la sûreté de l'approvisionnement électriques seront disponibles. Mais l'investissement dans les nouvelles centrales gaz reste sporadique. Les utilities européennes, qui seraient normalement responsables d'une grande partie de cet investissement, sont confrontées à des difficultés financières en raison de la chute des prix de gros de l'électricité et de la concurrence des ENR. Plusieurs ont subi d'importantes pertes financières suite à la chute de rentabilité des centrales au gaz et ont dû déprécier leurs actifs. Certaines ont commencé à restructurer leurs activités pour séparer les activités réglementées (telles que les ENR et les services de réseau) de celles plus exposées aux prix de gros (production d'électricité conventionnelle). La CE a lancé, en novembre 2016, une proposition de réforme de la conception du marché de l'électricité (paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens », CE, 2016b), visant à assurer que le marché électrique puisse envoyer les signaux prix nécessaires à l'investissement (voir IFRI, 2017b).

Mais on peut se demander si la réforme en cours du marché du carbone et celle de la conception du marché de l'électricité seront suffisantes pour réaliser les investissements dans l'industrie gazière européenne et permettre au gaz naturel de gagner une place privilégiée dans le bilan énergétique et électrique européen, en lien avec les qualités environnementales et la flexibilité du gaz, et à l'infrastructure gazière européenne d'assurer son rôle d'épine dorsale des nouveaux systèmes énergétiques de demain, contribuant à la flexibilité et la sécurité de l'approvisionnement des systèmes gaziers et électriques.

À suivre...

Président / Directeur de la publication : Julien Elmaleh - **Directrice éditoriale :** Christine Kerdellant (01 77 92 94 83) - **Directrice éditoriale adjointe :** Muriel de Vericourt (01 77 92 99 57) - **Rédacteur en chef :** Philippe Rodrigues (01 79 06 71 78) - **Rédacteurs :** Christelle Deschaseaux (01 79 06 71 75) Stéphanie Frank (01 79 06 71 73) - Louise Rozès Moscovenko (01 79 06 71 77) - Thomas Chemin (01 79 06 71 81) - **Assistante :** Stéphanie Leclerc (01 79 06 71 80) Courriel : stephanie.leclerc@infopro-digital.com - **Principal actionnaire :** INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823 **Siège social :** 10 place du général de Gaulle, BP20156, 92186 Antony Cedex - **N° ISSN :** 0153-9442 **Numéro de commission paritaire :** 0420 T 79611 - **Impression :** AB Printed - 6 rue Eugène Barbier - 92400 Courbevoie - **Dépôt légal :** à parution.

ENERPRESSE
LE QUOTIDIEN DE L'ÉNERGIE

LA LETTRE D'INFORMATION STRATÉGIQUE DES DÉCIDEURS DE L'ÉNERGIE

- Découvrez toutes **les informations fiables et pertinentes** pour réaliser les meilleurs choix.
- Disposez d'une analyse complète, synthétique et approfondie de **l'actualité de l'énergie en France et dans le monde.**
- Ne ratez rien sur le plan **institutionnel**, de la politique locale et internationale, **financier**, **tarifaire** ou **technique**.

Enerpresse couvre **l'intégralité du secteur** : électricité, énergies renouvelables, gaz, cogénération, nucléaire, charbon, transport... **sur toutes les thématiques** : les fusions et rachats, les innovations techniques, l'actualité des énergies renouvelables et des régies, les marchés de l'énergie référencés par pays et par acteurs.

VOTRE ABONNEMENT COMPREND

- 250 numéros par an en **version papier** directement sur votre bureau
  ou
- 250 numéros par an en **version digitale** accessibles depuis un ordinateur ou une tablette, au bureau comme dans vos déplacements
  - Une alerte e-mail présentant les grands titres
  - L'application EnerKiosk sur iPad et Android
  - L'accès illimité aux archives exclusivement réservé aux abonnés

---

ENERPRESSE
LE QUOTIDIEN DE L'ÉNERGIE

BULLETIN D'ABONNEMENT

À renvoyer accompagné de votre règlement à : Enerpresse - Service Abonnements - Antony Parc II - 10, place du Général de Gaulle - BP 20156 - 92186 Antony Cedex - Fax : 01 77 92 98 15 - Email : abo@infopro-digital.com

OUI, je m'abonne 1 an à Enerpresse

☐ Formule Classique au tarif de 2 940 €^{HT} (soit 3 001,74 €^{TTC}) / 250 numéros papier

☐ Formule Numérique au tarif de 2 640 €^{HT} (soit 2 695,44 €^{TTC}) / 250 numéros digitaux avec EnerKiosk
+ Une alerte e-mail présentant les grands titres
+ L'application EnerKiosk sur iPad et Android
+ L'accès illimité aux archives exclusivement réservé aux abonnés

Je choisis mon mode de paiement : ☐ Chèque bancaire à l'ordre de Enerpresse ☐ À réception de facture

Mes coordonnées : ☐ Mme ☐ M.

Nom : ..... Prénom : .....

Adresse : .....

Code Postal : |_|_|_|_|_| Ville : .....

E-mail : ..... Tél. : |_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

(MAJUSCULES OBLIGATOIRES)

NRZ01802

*TVA 2,10%. Cette offre ne peut pas se substituer à un abonnement en cours, elle est uniquement valable pour tout nouvel abonnement en France métropolitaine. Offre valable jusqu'au 31/12/2018. Conformément à la loi informatique et liberté du 06/01/1978 et LCEN du 22/08/2004, vous disposez d'un droit d'accès et de rectification des données transmises, en vous adressant au contact CNIL. Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 € - Paris RCS : B 403 080 823. Toute commande implique l'acceptation des CGV consultables à : http:/www.infopro-digital.com/pdf/CGV_abo_Groupe.pdf.