

## Le gouvernement dévoile son projet de nouvelle régulation du nucléaire

**P**rès de quatorze mois après l'ouverture du chantier par le président Emmanuel Macron, le gouvernement a annoncé jeudi 16 janvier le lancement d'une consultation « pour construire une nouvelle régulation économique du nucléaire existant ». Premier élément de ce projet, la production nucléaire deviendrait un service d'intérêt économique général (SIEG). Les activités sous ce statut doivent remplir des missions d'intérêt général et sont soumises à des obligations spécifiques de service public. Le gouvernement justifie ce classement en SIEG pour protéger l'ensemble des consommateurs d'une volatilité des prix de l'électricité sur les marchés et pour atteindre les objectifs climatiques en sécurisant le financement de l'exploitation des réacteurs nucléaires. Dans le schéma proposé, EDF producteur aurait l'obligation de mettre la majeure partie de sa production nucléaire sur les marchés où s'approvisionneront les fournisseurs y compris EDF fournisseur. Un corridor de prix – un plafond et un plancher – serait instauré « permettant en espérance une juste rémunération de l'actif couvert par la régulation ». Cette idée de corridor était défendue par les dirigeants d'EDF. Une régulation financière *ex-post* compléterait le dispositif pour gérer les cas de prix de vente du productible nucléaire inférieur au plancher ou supérieur au plafond. C'est comme un contrat pour différence (CfD) de type financier avec la particularité que le prix fixe est remplacé par un corridor de prix (cf. p. 9).

Le gouvernement juge nécessaire de mettre en place une régulation pérenne en soulignant que « la fin de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) conduirait, en l'absence de nouveau mécanisme de régulation, à une exposition accrue des consommateurs à un prix de marché en pratique largement déterminé par des prix des matières fossiles et du carbone, non représentatifs de la réalité des approvisionnements du système électrique français ». Construit pour l'après Arenh dont le dispositif mis en service en 2011 s'arrêtera fin 2025, cette nouvelle régulation a vocation à entrer en application « au plus tôt », indique-t-on au gouvernement, et ce afin de remplacer l'Arenh qui fait l'objet de critiques d'EDF sur le niveau du prix régulé de 42 €/MWh et des fournisseurs sur le maintien du plafond à 100 TWh. Le gouvernement espère en arrêter les grandes lignes au premier semestre. EDF compte sur ce calendrier pour structurer son projet de réorganisation de ses activités. Sur le plan opérationnel, il apparaît peu probable que cette nouvelle régulation soit instaurée avant 2022/2023. Outre cette présente consultation lancée pour deux mois, une mission pour estimer le coût du parc nucléaire et le niveau de rémunération du capital a été confiée à la CRE. Les discussions avec la Commission européenne devront également aboutir. Il faudra ensuite passer par la loi en visant une adoption au plus tard fin 2021. Car, après, les élections présidentielles de 2022 viendront impacter le dossier.

### SOMMAIRE

#### ÉLECTRICITÉ

- Promotelec évalue l'impact du diagnostic électrique obligatoire ..... 2
- Belgique : Luminus présente son projet de centrale à gaz à Seraing ..... 2
- Allemagne : Publication de l'échéancier de sortie du charbon d'ici à 2038 ..... 2
- Éthiopie/Égypte/Soudan : Début de compromis pour le barrage Renaissance ..... 3
- Japon : La production nucléaire s'est élevée à 68,5 TWh en 2019 ..... 3

#### ÉNERGIE

- Lhyfe lève 8 M€ pour la construction d'un 1<sup>er</sup> site industriel d'hydrogène ..... 4
- Europe : Bilan 2018 de la consommation d'énergie de biomasse solide ..... 4
- Japon/Australie : Signature d'un accord de coopération dans l'hydrogène ..... 5

#### ÉNERGIES RENOUVELABLES

- Biométhane : un projet de baisse du tarif d'achat fait monter la pression ..... 5
- RU : Éolien offshore : l'Écosse veut favoriser les entreprises locales ..... 5
- États-Unis : Nysesda va lancer son 2<sup>e</sup> appel d'offres éolien offshore pour 1 GW ..... 6
- EAU : Coopération avec l'Irena sur les ENR ..... 7

#### TRANSPORT

- Dijon lance son projet de production d'hydrogène en circuit court ..... 7
- Publication du calendrier de déploiement des stations GNV du Finistère ..... 8

#### CLIMAT

- Monde : La BEI dévoile la seconde édition de son enquête climatique ..... 8

#### GROS PLAN

- Nouvelle régulation du nucléaire : appel au marché et financiarisation .. 9 à 10

#### ANNEXE

- Allemagne : Calendrier de fermeture des centrales à charbon ..... 11

#### STATISTIQUES

- CGDD - Conjoncture Énergétique Novembre 2019 ..... 12 à 18

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ  
ENERPRESSE

**31,24 €** (par MWh)



## ÉLECTRICITÉ

## FRANCE

**Promotelec évalue l'impact du diagnostic électrique obligatoire**

Selon une étude publiée par l'association Promotelec le 15 janvier, 63 % des propriétaires-bailleurs réalisent des travaux lorsque le diagnostic électrique obligatoire (DEO) révèle des défauts sur l'installation électrique. « Si 37 % des propriétaires ayant des anomalies DEO n'ont pas fait de travaux, 2 sur 10 déclarent compter tout de même les réaliser, le plus souvent en faisant appel à un électricien », précise l'association dans son communiqué. Le DEO est en place depuis juillet 2017 pour la mise en location d'un logement dans un immeuble collectif dont le permis de construire a été délivré avant 1975 et pour tous les logements depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, rappelle Promotelec. L'étude révèle que 84 % des propriétaires et 59 % des locataires connaissent ce diagnostic. Plus surprenant, si 3 propriétaires-bailleurs sur 4 déclarent avoir remis un DEO à la signature d'un contrat de location, seuls 53 % des locataires disent l'avoir reçu. Parmi les anomalies constatées, les locataires citent d'abord la présence de matériels électriques vétustes ou inadaptés (38 %) puis l'absence de dispositif de détection des fuites de courant (24 %) et aussi l'absence d'un appareil de coupure générale facilement accessible (23 %).

## BELGIQUE

**Luminus présente son projet de centrale à gaz à Seraing**

Dans le cadre de la procédure d'obtention du permis unique, Luminus, filiale d'EDF, a présenté à la population locale le jeudi 16 janvier son projet visant à renouveler le permis actuel de sa centrale de Seraing et à permettre la construction d'une nouvelle unité de production de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) sur le même site. Les riverains ont désormais 15 jours pour formuler leurs observations sur le projet. Le projet de TGV (870 MW) se situerait juste à côté de la centrale actuelle à Seraing et la centrale existante ferait quant à elle l'objet d'une optimisation tandis que la tour de refroidissement actuelle serait affectée à la nouvelle unité. « Le gestionnaire de réseau de transport d'électricité, Elia, évalue à 3 900 MW le besoin de nouvelles capacités de production en Belgique d'ici 2025, date à laquelle la loi prévoit l'arrêt des centrales nucléaires, souligne Luminus. Il faudra, à terme, disposer de moyens de production alternatifs pour couvrir les besoins d'approvisionnement en électricité du pays. » Luminus mise sur les centrales à gaz pour compenser l'intermittence des ENR et à terme, « la technologie TGV permettra l'utilisation de gaz vert ou d'hydrogène ». L'objectif de Luminus est de faire aboutir ce projet d'ici l'hiver 2025, date de sortie du nucléaire.

## ALLEMAGNE

**Publication de l'échéancier de sortie du charbon d'ici à 2038**

Après des mois de discussions, le gouvernement allemand et les quatre Länder miniers sont parvenus à un accord sur l'échéancier de sortie du charbon. Comme prévu, celle-ci interviendra au plus tôt en 2035 et au plus tard en 2038. Le texte, qui doit être adopté en conseil des ministres le 29 janvier, doit ensuite débiter son parcours parlementaire pour une adoption espérée avant l'été. Un premier bloc de la centrale opérée par RWE en Rhénanie du Nord-Westphalie fermera dès la fin de l'année (cf. calendrier complet en p. 11). Elle sera suivie par sept autres d'ici à 2021, représentant un total de 15 GW. 8,8 GW supplémentaires seront retirés du réseau d'ici à fin 2029 via la fermeture de onze blocs en Rhénanie mais aussi dans le Brandebourg. En plus des 40 milliards d'euros promis aux régions impactées pour faciliter leur transition structurelle, les exploitants toucheront aussi des compensations financières pour l'arrêt « prématuré » de leurs infrastructures. Elles s'élèvent à 4,35 mds€ sur quinze ans, répartis entre 1,75 md€ pour les centrales de l'est et 2,6 mds€ pour celles

de l'ouest. Un montant « *bien en dessous des dommages subis* », selon RWE qui les évalue pour sa part à plus de 3,5 mds€. Autre coup dur pour le groupe : la fin de l'exploitation de la mine à ciel ouvert qui nécessitait la destruction d'une partie de la forêt centenaire de Hambach, devenue le symbole de la contestation contre le charbon. Plus de la moitié des 2,1 milliards de tonnes de charbon exploitables « *resteront enterrés* », a précisé le groupe. En revanche, la mise en service de la nouvelle centrale à charbon Datteln 4 est confirmée pour la mi-2020, son exploitant Uniper ayant mis en avant sa modernité et son rendement élevé. (G. D. à Berlin)

#### ÉTHIOPIE/ÉGYPTE/SOUDAN

### Début de compromis pour le barrage Renaissance

**Après s'être réunis pour mener des négociations à Washington du 13 au 15 janvier, l'Éthiopie, l'Égypte et le Soudan en présence de la Banque Mondiale et les États-Unis ont déclaré être parvenus à esquisser les premiers contours d'un compromis quant à la construction du barrage de la Renaissance de 6 GW sur le Nil Bleu voulu par l'Éthiopie.**

Les pays s'étaient donné jusqu'au 15 janvier pour parvenir à un accord après des discussions qui s'étaient avérées jusqu'ici infructueuses (cf. *Enerpresse n°12489*). Les ministres sont parvenus à s'accorder sur les points tout en laissant la porte ouverte à des modifications dans l'accord final : le remplissage du barrage se fera par étapes pendant la saison des pluies uniquement et de manière coopérative et adaptative ; la première phase de remplissage permettra de débiter la production d'électricité mais tiendra compte des éventuelles conditions de sécheresse ; la première phase de remplissage et les suivantes se feront selon un mécanisme à déterminer, équilibré entre les besoins en électricité de l'Éthiopie et les besoins en eau de l'Égypte et du Soudan. « *Les ministres se sont mis d'accord pour se réunir de nouveau à Washington les 28 et 29 janvier afin de finaliser un accord complet quant au remplissage et au fonctionnement du barrage de la Renaissance, et sur le fait que des discussions d'ordre technique et juridique auront lieu entre temps* », ont déclaré les ministres des Affaires étrangères et de l'Eau des trois pays africains, le Secrétaire du Trésor américain et le président de la Banque Mondiale.

#### JAPON

### La production nucléaire s'est élevée à 68,5 TWh en 2019

**Selon Atoms in Japan (AIJ) qui a récupéré des données auprès de tous les utilities japonaises, la production d'électricité d'origine nucléaire a atteint 68,5 TWh, a indiqué le forum des industriels japonais du nucléaire (JAIF) le 16 janvier.** Le facteur de charge de tous les réacteurs nucléaires du pays combiné est de 21,4 %. Suite à l'accident de Fukushima en 2011, la production nucléaire japonaise avait progressivement baissé pour atteindre un niveau nul en 2014 avec l'arrêt de l'ensemble des réacteurs nucléaires du pays. « *Alors qu'aucun nouveau réacteur n'a redémarré en 2019, la production d'électricité a cependant augmenté de 33,1 % par rapport à 2018* », précise JAIF. La raison est simple, il y avait eu des suspensions de redémarrage de plusieurs réacteurs en 2018 à cause de décisions de justice ce qui ont impacté la production. Actuellement, neuf réacteurs sont en fonctionnement dans le pays : Sendai 1 et 2, Genkai 3 et 4, Ikata 3, Takahama 3 et 4, Ohi 3 et 4.

#### EN BREF

#### **AFRIQUE Le Fonds d'accès à l'énergie hors réseau de la Facilité pour l'inclusion**

énergétique (FEI OGEF) vient de lever 59 millions de dollars (53 M€) dont 15 M\$ de l'Union européenne et 17 M\$ de l'agence allemande de développement (KfW) pour le compte du ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement, a indiqué le 10 janvier le groupe de la Banque africaine de développement qui est le plus grand bailleur

de fonds de FEI OGEF avec une contribution de 30 M\$. Ces nouveaux fonds vont aider les fournisseurs off-grid en Afrique.

**ÉNERGIE****FRANCE**

## Lhyfe lève 8 M€ pour la construction d'un 1<sup>er</sup> site industriel d'hydrogène

**La start-up Lhyfe, créée en 2017, a annoncé le 16 janvier avoir récolté 8 millions d'euros lors d'une levée de fonds dans le but d'implanter son premier site industriel en Vendée en 2021.**

Il produira par électrolyse de l'hydrogène renouvelable à partir de l'électricité issue du parc éolien de Bouin. Lhyfe a sollicité cette levée de fonds auprès de cinq acteurs privés et publics : Noria, le Syndicat d'énergie de Vendée (SyDEV) et sa SEM Vendée Énergie, Ovive (Groupe Les Saules), Ouest Croissance et Océan Participations. La communauté de communes Challans-Gois, la région Pays de la Loire et Bpifrance ont également cofinancé la construction du site à hauteur de 3 millions d'euros. Les travaux débuteront au premier trimestre 2020, une production « *de plusieurs centaines de kilos par jour* » dès le premier trimestre 2021 est évoquée dans le communiqué. Une station à hydrogène complètera la construction du site industriel à la Roche-sur-Yon et permettra de développer la mobilité propre en alimentant « *une première ligne de bus, des véhicules de la collectivité (bennes à ordures ménagères, etc.) et sera ouverte au grand public* », précise l'entreprise. Désormais en phase d'industrialisation, celle-ci précise que cette levée va permettre « *de poursuivre ses investissements et de multiplier ses sites de production à terre (...) pour réaliser des sites de production offshore à moyen terme* ».

**EUROPE**

## Bilan 2018 de la consommation d'énergie de biomasse solide

**La consommation d'énergie primaire de biomasse solide dans l'Union européenne a diminué de 0,3 % entre 2017 et 2018 et atteint 99,3 Mtep selon le baromètre EurObserv'ER** publié en décembre 2019. L'évolution de la consommation d'énergie biomasse solide étant dépendante de la fourniture de chaleur et d'électricité : le rapport met en avant l'évolution de l'approvisionnement en chaleur, principale valorisation de l'énergie biomasse, qui est fortement impacté par les conditions météorologiques. En ce sens, l'année 2018 a été particulièrement chaude en Europe d'après les chiffres de l'Organisation météorologique mondiale (OMM) qui révèle que c'est la troisième année la plus élevée en termes de chaleur jamais enregistrée. Les besoins en chauffage ont, de fait, été significativement moindres par rapport à 2017 ainsi que la demande des réseaux de chaleur alimentés à la biomasse.

La consommation de l'UE était en constante augmentation depuis 2014 (de 91,6 Mtep en 2014 à 99,6 Mtep en 2017). La consommation de chaleur biomasse par le consommateur final a diminué de 1,1 % en 2018 par rapport à 2017 et représente 68,2 Mtep. Même constat pour la chaleur vendue dans les réseaux de chaleur avec une baisse encore plus nette de 2,1 % (10,7 Mtep en 2018). En agrégeant ces données, la consommation totale de chaleur biomasse solide a diminué de près d'un Mtep pour atteindre 78,9 Mtep (baisse de 1,2 %). Parallèlement, la production d'électricité issue de la biomasse solide a augmenté de 5 % par rapport à 2017 (94,8 TWh) pour atteindre 99,5 TWh. Cette hausse s'explique par la volonté des pays de convertir leurs centrales électriques avec des combustibles de biomasse solide. Le Royaume-Uni, la Finlande et la Bulgarie sont les trois pays membres qui ont le plus apporté de croissance.

**JAPON/AUSTRALIE****Signature d'un accord de coopération dans l'hydrogène**

**L'opérateur des marchés australiens de l'énergie (AEMO) a annoncé le 14 janvier la signature d'un accord de coopération avec le Japon pour le développement de l'hydrogène et des piles à combustibles.** Plus précisément, cet accord a été signé entre Matt Canavan, le ministre des Ressources et de l'Australie du Nord, et Hiroshi Kajiyama, le ministre japonais de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie. « *L'Australie et le Japon pensent que l'hydrogène est un contributeur clé à la réduction des émissions, surtout quand il est produit à partir d'énergies renouvelables ou de combustibles fossiles associés à des systèmes de capture, stockage et utilisation de carbone* », a déclaré Matt Canavan dans un communiqué. L'objectif de l'Australie est de devenir un des leaders de la production et de l'exportation d'hydrogène (cf. *Enerpresse n°12374*), notamment vers le Japon et sa région. Selon M. Canavan, une future industrie australienne de l'hydrogène pourrait générer autour de 8 000 emplois et 1 milliard de dollars australiens par an de PIB d'ici 2050. Pour rappel, les deux pays collaborent déjà au projet pilote Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) qui vise à mettre en place la première chaîne d'approvisionnement d'hydrogène liquéfié au monde. Selon les ambitions du projet, l'hydrogène vert serait produit dans l'État de Victoria et transporté jusqu'au Japon.

**EN BREF**

**IRLANDE L'Autorité des énergies renouvelables d'Irlande (SEAI) a annoncé le 11 janvier** que les projets communautaires d'efficacité énergétique pour l'année 2020 pouvaient désormais candidater pour obtenir un financement de sa part. L'année dernière, 25,3 millions d'euros ont été attribués à ce type de projets *via* la SEAI.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES****FRANCE****Biométhane : un projet de baisse du tarif d'achat fait monter la pression**

**La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a présenté début décembre 2019 aux acteurs un nouveau projet de baisse du tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux.**

Face à ce projet, plusieurs organisations professionnelles, l'Association française du gaz (AFG), le club biogaz de l'Atée, France Gaz Renouvelables et le Syndicat des énergies renouvelables (SER) ont adressé un courrier au Premier ministre Édouard Philippe. Dans cette lettre datée du 9 janvier qu'*Enerpresse* a pu consulter, les organisations révèlent que le projet de tarif présenté incorpore une chute immédiate de l'ordre de 10 % pour les installations les plus représentatives de la filière et allant jusqu'à 14 %, notamment pour les sites avec des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). « *Si la profession s'est préparée à une baisse progressive des tarifs, de l'ordre de 2 % par an sur la première période de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), elle ne pourra supporter cette baisse cumulée à un décrochage initial du nouveau tarif* », indiquent les quatre organisations professionnelles. « *Ces annonces de la DGEC inquiètent la filière sur la volonté du gouvernement de promouvoir véritablement le gaz renouvelable en France* », ajoutent-elles. Lundi 20 janvier, le gouvernement doit mettre en consultation les versions révisées du projet de PPE et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

**ROYAUME-UNI****Éolien offshore : l'Écosse veut favoriser les entreprises locales**

**Les candidats aux futures mises en concurrence de concessions pour le développement de projets éoliens offshore dans les eaux d'Écosse devront s'engager envers les entreprises de la supply chain écossaise, ont déclaré le gouvernement écossais et The Crown Estate Scotland le 16 janvier.** « *L'Écosse est l'endroit idéal pour l'éolien offshore, cependant, des*



*projets récents n'ont pas permis d'apporter les opportunités économiques que nous attendions pour les entreprises écossaises, a analysé Derek Mackay, le secrétaire à l'Économie écossais. J'utiliserai tous les leviers à notre disposition pour m'assurer que notre chaîne d'approvisionnement renouvelable bénéficie de l'expansion de l'éolien offshore dans nos eaux et que des emplois pérennes soient créés en Écosse. »* D'après l'accord passé lors d'un sommet qui a réuni des représentants du gouvernement, des syndicats et des industriels, les développeurs devront se mettre d'accord sur un engagement envers les entreprises de la chaîne d'approvisionnement écossaise lorsqu'ils candidateront pour des concessions. À la suite de cette annonce, Scottish Renewables, le représentant des industriels des énergies renouvelables en Écosse, a mis en garde, déclarant dans un communiqué, que « *toute mesure qui pourrait entraver la compétitivité du secteur éolien offshore écossais doit être considérée avec prudence* ».

#### ÉTATS-UNIS

### Nyserda va lancer son 2<sup>e</sup> appel d'offres éolien offshore pour 1 GW

**Dans son discours annuel sur l'état de l'État, le gouverneur de l'État de New York Andrew M. Cuomo a fait le point le 8 janvier sur ses actions pour lutter contre le changement climatique entre développement des véhicules électriques et déploiement des énergies renouvelables en passant par la réduction des émissions dans le secteur du bâtiment.** Ainsi, l'Agence de recherche et de développement dans le secteur de l'énergie de cet État (Nyserda) va lancer son second appel d'offres pour le développement de projets éoliens offshore avec une capacité de 1 GW en ligne de mire. Lors du premier appel d'offres, deux projets ont été sélectionnés pour un total de 1,7 GW alors qu'il bénéficiait d'une enveloppe théorique de 800 MW (*cf. Enerpresse n°12369*). De plus, l'Agence avec le département des transports de l'État de New York (DOT) et la société de développement économique (Empire State Development – ESD) vont lancer un processus de marché public de 200 millions de dollars (environ 179 M€) dans l'amélioration des infrastructures portuaires pour le secteur éolien offshore.

L'État de New York a comme objectif d'atteindre une capacité éolienne offshore de 9 GW d'ici 2035. Justement, il a aussi comme objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2040 et compte également sur les autres ENR. Ainsi, Nyserda devrait octroyer des subventions à 21 projets solaires de grande taille, éolien terrestre et stockage d'énergie dans le nord de l'État pour une capacité totale de 1 000 MW d'ENR et 40 MW de stockage. Par ailleurs, le gouverneur souligne que le réseau électrique local doit être adapté au déploiement massif des énergies renouvelables et précise que l'État va concocter un plan pour autoriser et construire de nouvelles capacités de transport d'électricité « *en priorisant l'utilisation des droits de passage existants* ». Il inclura une modernisation du réseau pour augmenter sa capacité et sa fiabilité mais aussi intégrer le stockage par batterie.

Du côté des transports, le gouverneur propose une initiative qui se développe sur plusieurs axes. Il va exiger des cinq plus importantes régies de transport public du nord de l'État et de la banlieue qui exploite 1 400 autobus d'électrifier 25 % de leur flotte en 2025 et 100 % d'ici 2035. D'autre part, il vise la construction d'un important réseau de recharge électrique à travers l'État. « *New York Power Authority en partenariat avec Nyserda et l'industrie privé, devra s'assurer que 10 points de recharge rapide ou plus soient disponibles dans des 10 zones couvertes par un conseil régional de développement économique (REDC) d'ici fin 2022*, a souligné M. Cuomo. *Un total d'au moins 800 nouveaux points de recharge devra être installé sur le territoire dans les cinq prochaines années.* » Enfin, le plan en faveur des véhicules électriques prévoit un investissement de 100 M\$ de la Green Bank de New York pour attirer les entreprises du secteur des véhicules électriques dans cet État pour créer une chaîne de valeur locale.

## ÉMIRATS ARABES UNIS

**Coopération avec l'Irena sur les ENR**

**L'Agence internationale des énergies renouvelables (Irena) a signé un protocole d'accord le 15 janvier avec le ministère de l'Énergie et de l'Industrie des Émirats arabes unis pour coopérer dans le secteur des énergies renouvelables et aider à une transition vers des énergies bas carbone.** Le ministre émirati, Suhail bin Mohammed Al Mazrouei, souhaite que cet accord permette un échange de données mais aussi donne des nouvelles idées à son pays et lui permette de bénéficier des meilleures pratiques disponibles (financières, réglementaires, etc.) dans le secteur des ENR. La coopération prendra plusieurs formes : réalisation d'une feuille de route pour le développement des ENR dans les émirats en prenant en compte la particularité de la demande locale très liée à la climatisation, le soutien aux politiques de diffusion de l'information sur les ENR afin de favoriser leur déploiement mais aussi une réflexion sur l'intégration de ces technologies et sur la stabilité du réseau.

## EN BREF

**ÉTATS-UNIS L'association américaine de l'éolien (AWEA) a félicité le 8 janvier** le Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis d'avoir proposé un projet de loi complet sur la législation climatique (Clean Future Act). « *Nous sommes impatients de revoir les détails du projet de loi lorsqu'il sera disponible* », précise l'association. L'AWEA rappelle qu'elle croit depuis longtemps qu'un prix significatif du carbone est important. « *Ce projet de loi aidera à entamer une conversation réfléchie* » de l'économie.

**AUSTRALIE L'entreprise qatari Nebras Power a annoncé le 13 janvier** qu'elle avait acquis 49 % de participation dans la société Stockyard Hill Wind Farm, filiale de Goldwind qui exploite le parc éolien de du même nom. Ce parc éolien terrestre de 527 MW devrait être terminé d'ici la fin de l'année 2020. Cette transaction signe l'entrée de Nebras Power sur le marché australien de l'électricité.

## TRANSPORT

## FRANCE

**Dijon lance son projet de production d'hydrogène en circuit court**

**Dijon Métropole a annoncé mardi 14 janvier le lancement de son projet de construction d'une unité de production d'hydrogène en circuit court.** Le projet, dont la mise en service est prévue à l'été 2021, est conjointement porté par Dijon Métropole et l'entreprise Rougeot, spécialiste des énergies renouvelables dans le BTP, qui se sont associés sous le nom de Dijon Métropole Smart Energy. L'opérateur de transports Keolis et Hynamics, filiale d'EDF, accompagnent le projet dont le coût global est estimé à 6,5 millions d'euros. L'Ademe va le financer à hauteur de 3,4 M€ (1,8 M€ pour l'installation et l'infrastructure, 1,6 M€ pour l'acquisition des véhicules). Le projet consiste en une unité de production d'hydrogène par électrolyse et de distribution à partir de l'électricité verte issue de la combustion de déchets ménagers dans son unité de valorisation énergétique (UVE). La production sera complétée à terme par de l'électricité provenant d'une centrale photovoltaïque ou par d'autres productions renouvelables de proximité.

L'électrolyseur doit dans un premier temps fournir 500 kilos d'hydrogène par jour qui alimenteront les piles à combustibles des huit bennes à ordures, ainsi que six véhicules légers de la métropole. Le déploiement aux bus du réseau Divia est prévu dans un second temps au moment du prochain renouvellement du parc existant. À plus lointaine échéance, l'objectif est de recharger tous les types de véhicules électriques fonctionnant à l'hydrogène pour les entreprises et les particuliers. Le projet a été finaliste du concours « Capitale verte européenne 2022 » (cf. *Enerpresse n°12457*) et est labellisé « Cit'ergie ».

## Publication du calendrier de déploiement des stations GNV du Finistère

**Le 6 janvier, le Syndicat départemental d'énergie et d'équipement du Finistère (SDEF) a dévoilé le calendrier de déploiement des stations GNV pour les années 2020 et 2021.** Ce sont sept stations qui seront actives à cette échéance. D'ici la fin de l'année 2020, trois stations vont voir le jour : celles de Saint-Martin-des-Champs et de Saint-Evarzec mi-2020 et la station de Guipavas pour la fin d'année. Concernant 2021, les stations GNV de Landivisiau et Carhaix-Plouguer seront achevées au début de l'année, tandis que celles de Châteaulin et de Quimperlé apparaîtront mi-2021. Ce déploiement va permettre aux finistériens de remplacer leurs véhicules diesel par des véhicules moins polluants avec « *des stations installées dans un rayon de 50 km* » précise le SDEF. La Bretagne, qui a regroupé ses quatre syndicats départementaux d'énergie sous le nom de « Bretagne mobilité GNV », comptera 18 stations GNV sur son territoire fin 2021.

### CLIMAT

### MONDE

## La BEI dévoile la seconde édition de son enquête climatique

**La Banque européenne d'investissement (BEI) a publié mardi 14 janvier la deuxième édition de son enquête climatique, menée en partenariat avec l'entreprise d'études et de conseil BVA.** Selon les résultats, 64 % des Européens semblent prêts à opter pour les transports publics plutôt que des véhicules individuels afin d'être plus respectueux de l'environnement. À titre de comparaison, 93 % des citoyens chinois et 49 % des Américains ont déclaré déjà opter pour ce comportement. Côté français, 58 % des personnes interrogées déclarent avoir l'intention d'utiliser les transports en commun pour leurs déplacements quotidiens afin de lutter contre le changement climatique, un chiffre inférieur à la moyenne européenne donc. Les Français sont 27 % à déclarer ne pas avoir accès aux transports publics, pourcentage le plus élevé d'Europe. En outre, l'enquête révèle que si seulement 3 % des Européens et 5 % des Américains déclarent avoir remplacé leur voiture par un modèle électrique, 26 % des Chinois interrogés déclarent l'avoir déjà fait. En ce qui concerne le transport aérien, 36 % des Européens ont déclaré moins utiliser l'avion pendant les vacances afin de lutter contre le changement climatique, et 75 % des Européens ont l'intention de le faire en 2020. Ce chiffre est porté à 94 % en Chine, et retombe à 69 % aux États-Unis.

Côté énergie, 91 % des citoyens chinois déclarent avoir l'intention de chauffer moins leur maison pour lutter contre le changement climatique contre 78 % des Européens et 75 % des Américains. 84 % des Français se disent prêt à le faire et 39 % le font déjà. Concernant la fourniture d'énergie verte, 94 % des citoyens chinois ont l'intention ou ont déjà opté pour ce type d'offres, contre 70 % des Européens et 64 % des Américains. Sur la finance verte, les Chinois interrogés se montrent aussi plus volontaires : 86 % d'entre eux ont déclaré avoir l'intention d'investir dans des fonds verts en 2020, contre 56% aux États-Unis et 52 % en Europe.



## NUCLÉAIRE

# Nouvelle régulation du nucléaire : appel au marché et financiarisation

Le gouvernement lance pour deux mois une consultation sur une nouvelle régulation économique du nucléaire existant. Un projet structurant à la fois pour EDF et le marché électrique.

Le projet de nouvelle régulation économique du nucléaire existant (NORENE) mis en consultation par le ministère de la Transition écologique et solidaire et le ministère de l'Économie et des Finances vendredi 17 janvier repose sur la mise en place d'un service d'intérêt économique général (SIEG) imposant à EDF deux nouvelles obligations de service public. La première serait la mise sur le marché d'un productible régulé issu du parc nucléaire du groupe (*cf. ci-dessous*), ce qui est un changement profond par rapport à la situation actuelle où l'Arenh ouvre des droits à une quantité physique d'électricité pour les fournisseurs alternatifs. La seconde obligation imposerait à EDF de rétrocéder aux fournisseurs qui s'approvisionnent sur le marché les revenus perçus dans le cas où le prix de vente ressort au-dessous d'un prix plafond. En contrepartie de ces deux obligations de service public, EDF producteur serait protégé par un prix plancher. Si le prix de vente de son productible régulé est inférieur à ce plancher, alors les fournisseurs lui rétrocéderont l'écart. Dans ce schéma de corridor de prix, EDF fournisseur est logé à la même enseigne que tous les autres fournisseurs. Ce SIEG est novateur notamment de par son ampleur, a expliqué le gouvernement, même s'il s'inspire de dispositifs similaires.

**Concrètement, les fournisseurs n'auraient pas** une obligation d'acheter une quantité physique d'énergie (il n'y aurait plus de guichet), mais en s'approvisionnant sur le marché, ils entreraient dans le mécanisme de régulation financière. Le niveau du productible nucléaire régulé livré chaque année pourrait, c'est un exemple, être mis sur le marché 24 mois à l'avance *via* des produits standardisés (type calendaire). L'offre de ce productible régulé serait précisée selon un calendrier et des modalités de bidding encadrées et contrôlées par le régulateur. Ensuite, le prix de la vente de ce productible serait constaté et comparé aux prix plancher et plafond. La régulation financière assurerait « *une compensation qui est une forme de complément de rémunération positif ou négatif* » en fonction du niveau du prix constaté par rapport aux deux prix qui forment le corridor, indique-t-on au gouvernement.

**L'ARENH**

L'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (Arenh) a été créé par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME). Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011, et pour une durée de 15 ans jusqu'à fin 2025, l'Arenh permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF. Les volumes d'Arenh souscrits par les fournisseurs alternatifs ne peuvent excéder 100 TWh sur une année. Les demandes ont dépassé ce plafond pour les années de livraison 2019 et 2020. Le prix régulé de l'Arenh est depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 fixé à 42 €/MWh.

**Dans le cas où le prix de vente du productible nucléaire régulé serait supérieur** au prix plafond, les fournisseurs bénéficieraient d'un versement de la part d'EDF producteur nucléaire traduisant l'écart de prix « *appliquée à la part que représente le productible nucléaire régulé dans la consommation prévisionnelle française en base à température normale (ratio) appliquée à leur portefeuille de clients finaux* », indique le document de consultation (*cf. schéma p. suivante*). Un même ratio sera appliqué pour tous les fournisseurs « *dans la limite de leur demande* ». Dans le cas où le prix de vente du productible nucléaire régulé serait inférieur au prix plancher, un prélèvement sur l'ensemble des fournisseurs serait reversé à EDF producteur nucléaire. « *Ce prélèvement serait construit sur une assiette fondée sur les caractéristiques du portefeuille de clients établis en France des fournisseurs* », indique le document de consultation. Les fournisseurs seraient libres de répercuter ou non à leur clients finaux ce prélèvement.

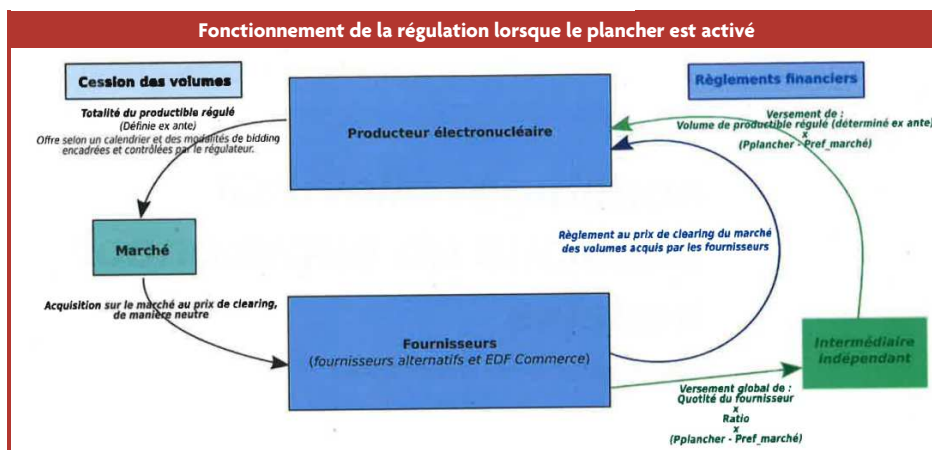
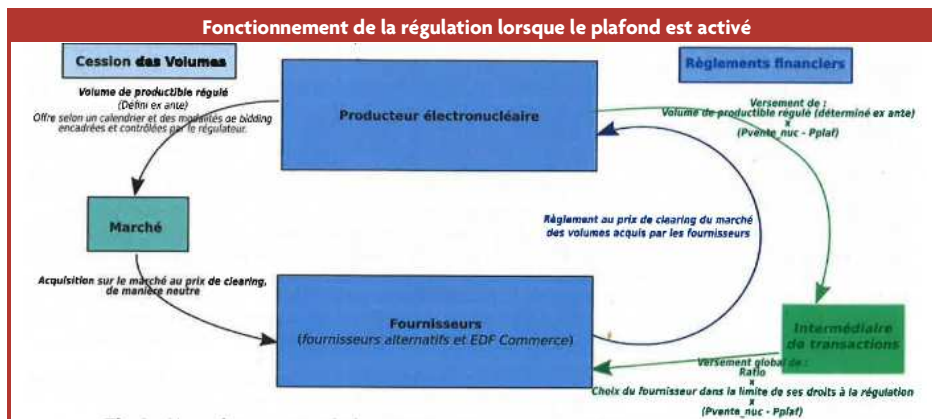
### Cette NORENE nécessite une « étanchéité » entre les activités de production et de

commercialisation d'EDF, souligne-t-on au gouvernement. C'est notamment l'un des objets du projet de réorganisation des activités sur lequel planche actuellement le groupe. Il doit rendre sa copie au cours de l'été. Son p-dg, Jean-Bernard Lévy, avait expliqué lors d'une audition devant des sénateurs en novembre 2019 que « *sans réforme préalable de l'Arenh, nous ne pouvons justifier d'aucune évolution de l'organisation d'EDF car nous ne pourrions pas atteindre le niveau d'investissement qui est indispensable à la transition énergétique* ».

### DES PARAMÈTRES À DÉFINIR

- Le productible régulé qui sera mis sur le marché : l'ensemble des réacteurs nucléaires existants ainsi que l'EPR de Flamanville seraient intégrés au dispositif. Le volume du productible qui sera mis sur le marché chaque année est un paramètre à définir. Il faudra déjà retirer de ce volume la production nucléaire cédée par EDF dans le cadre de contrats de long terme, type Exeltium. Ensuite, le document de consultation indique que le productible sera prédéfini normativement comme un ruban annuel de profil stable. Il précise que « *la modulation de la production nucléaire effective autour ou en complément du produit normatif vendu dans le cadre de la régulation resterait valorisée hors régulation pour assurer de manière efficiente l'équilibre offre-demande* ».
- Les niveaux des prix plancher et plafond : le document de consultation évoque seulement une amplitude du corridor de 6 €/MWh, un niveau ouvert à la discussion. Aucun élément sur les niveaux du prix plancher et du prix plafond n'est précisé. Le corridor doit assurer « *en espérance* » une juste rémunération de l'actif couvert par la régulation. Il doit également permettre d'encadrer l'exposition du consommateur final à la volatilité des prix sur les marchés.

Philippe Rodrigues



Source – MTES/MEFI – Janvier 2020

## ALLEMAGNE

# Calendrier de fermeture des centrales à charbon

Exploitant	Nom du bloc	Région	MW – Blockklasse	Date de mise en service	Date d'arrêt
RWE	Nord-Süd-Bahn (NSB)	Rhénanie	300	1959-1976	31/12/2020
RWE	NSB	Rhénanie	300	1959-1976	31/12/2021
RWE	NSB	Rhénanie	300	1959-1976	31/12/2021
RWE	NSB ou Weisweiler	Rhénanie	300	1959-1976	31/12/2021
RWE	NSB ou Weisweiler	Rhénanie	300	1959-1976	01/04/2022
RWE	briquetting	Rhénanie	120	1959-1976	31/12/2022
RWE	NSB	Rhénanie	600	1959-1976	31/12/2022
RWE	NSB	Rhénanie	600	1959-1976	31/12/2022
RWE	Weisweiler F	Rhénanie	300	1967	01/01/2025
LEAG (EPH)	Jänschwalde A	Lusace	500	1981	31/12/2025 (réserve de sécurité)
LEAG (EPH)	Jänschwalde B	Lusace	500	1982	31/12/2027 (réserve de sécurité)
RWE	Weisweiler G	Rhénanie	600	1974	01/04/2028
LEAG (EPH)	Jänschwalde C	Lusace	500	1984	31/12/2028
LEAG (EPH)	Jänschwalde D	Lusace	500	1985	31/12/2028
RWE	Weisweiler H	Rhénanie	600	1975	01/04/2029
LEAG (EPH)	Boxberg N	Lusace	500	1979	31/12/2029
LEAG (EPH)	Boxberg P	Lusace	500	1980	31/12/2029
RWE	Niederaußem G	Rhénanie	600	1974	31/12/2029
RWE	Niederaußem H	Rhénanie	600	1974	31/12/2029 (réserve de sécurité)
Uniper / EPH	Schkopau A	Saxe-Anhalt	450	1996	31/12/2034
Uniper / EPH	Schkopau B	Saxe-Anhalt	450	1996	31/12/2034
LEAG (EPH)	Lippendorf R	Saxe	875	2000	31/12/2035
EnBW	Lippendorf S	Saxe	875	1999	31/12/2035
RWE	Niederaußem K	Rhénanie	1 000	2002	31/12/2038
RWE	Neurath F	Rhénanie	1 000	2012	31/12/2038
RWE	Neurath G	Rhénanie	1 000	2012	31/12/2038
LEAG (EPH)	Schwarze Pumpe A	Lusace	750	1998	31/12/2038
LEAG (EPH)	Schwarze Pumpe B	Lusace	750	1998	31/12/2038
LEAG (EPH)	Boxberg R	Lusace	640	2012	31/12/2038
LEAG (EPH)	Boxberg Q	Lusace	860	2000	31/12/2038

# CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE NOVEMBRE 2019

Source : Service de la donnée et des études statistiques - CGDD

Le lecteur trouvera ci-après la conjoncture énergétique de novembre 2019, élaborée par le Service de la donnée et des études statistiques du Commissariat général au développement durable (CGDD) et publiée en janvier 2020.

## Consommation et production d'énergie primaire\*, indépendance énergétique et émissions de CO<sub>2</sub> (séries brutes)

Énergie primaire (En milliers de tep)	Novembre 2019		
	Quantité	Évolution (%) M/M-12	Part en %
<b>Production nationale d'énergie primaire</b>	<b>8 961</b>	<b>- 7,0</b>	<b>100,0</b>
dont : - Pétrole	62	- 2,2	0,7
- Nucléaire (brut)	8 005	- 10,4	89,3
- Hydraulique, éolien et photovoltaïque (brut)	883	41,0	9,9
<b>Consommation d'énergie primaire réelle*</b>	<b>19 868</b>	<b>- 4,3</b>	<b>100,0</b>
dont : - Charbon	523	- 16,8	2,6
- Pétrole	6 216	- 3,6	31,3
- Gaz naturel	4 360	1,7	21,9
- Nucléaire et ENR électriques**	8 769	- 6,7	44,1
<b>Taux d'indépendance énergétique</b>	<b>45,1 %</b>	<b>- 1,3</b>	
<b>Émissions de CO<sub>2</sub> dus à l'énergie (milliers tCO<sub>2</sub>)</b>	<b>29 325</b>	<b>- 4,0</b>	

\* Hors énergies renouvelables thermiques et déchets. Le nucléaire est comptabilisé en équivalent primaire à la production (chaleur dégagée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité).

\*\* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

Note : la source de données pour les productions électriques renouvelables ayant changé, l'évolution annuelle de celles-ci doit être lue avec précaution ce mois-ci.

Source : calcul SDeS, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

## Évolution mensuelle de la consommation d'énergie primaire en % (Séries CVS-CVC-CJO)

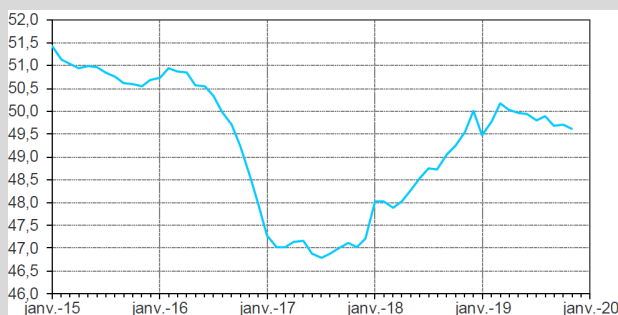
	M/M-1	M-1/M-2	M-2/M-3	M/M-12***
<b>Consommation d'énergie primaire*</b>	<b>- 1,3</b>	<b>- 0,8</b>	<b>- 0,6</b>	<b>- 4,0</b>
Dont : * Charbon	2,2	- 5,0	- 12,6	- 15,0
* Pétrole	0,9	- 3,2	2,0	- 0,1
* Gaz naturel	- 2,2	- 0,3	- 1,9	- 2,0
* Nucléaire et ENR électriques**	- 3,0	1,2	- 0,8	- 7,0

\* Énergie primaire mesurée en tep

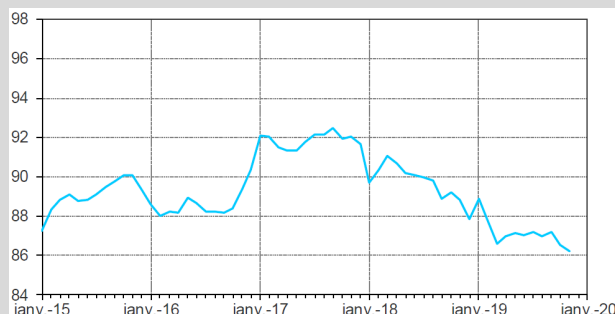
\*\* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

\*\*\* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement

Source : calcul SDeS, d'après les données mensuelles disponibles en énergie

**Taux d'indépendance énergétique moyen***(série brute en année mobile) - En %*

Source : calcul SDeS, d'après les données mensuelles disponibles par énergie

**Émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie (série brute, en année mobile)***Indice base 100 en 2010*

Note : en moyenne sur les douze derniers mois, les émissions sont à environ 91 % de leur niveau de référence de 2010.

**Température moyenne en France en novembre 2019 :**

- - 0,7 °C par rapport à novembre 2018
- + 0,1 °C par rapport à la moyenne de la période de référence (moyenne sur les mois de novembre de la période 1986-2015)

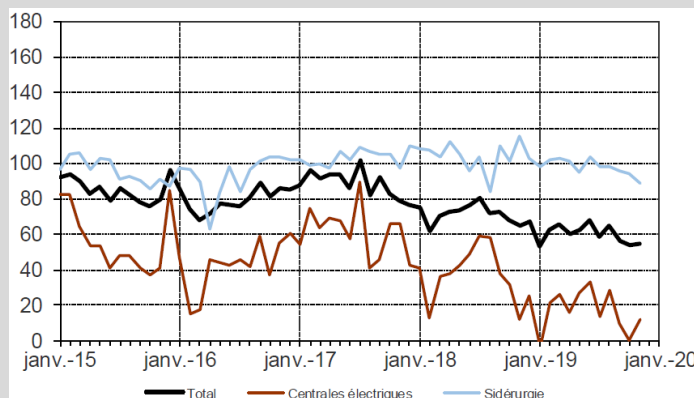
**Les combustibles minéraux solides****Bilan mensuel des combustibles minéraux solides (séries brutes)**

Combustibles minéraux solides <sup>(1)</sup> (en milliers de tonnes)	Novembre 2019		
	Quantité	Évolution (%) M/M-12	Part en %
<b>Importations totales nettes</b>	<b>670,5</b>	<b>- 44,5</b>	
Variations de stocks <sup>(2)</sup>	171,7		
<b>Consommation totale réelle</b>	<b>842,2</b>	<b>- 16,3</b>	<b>100,0</b>
Dont : * Centrales électriques	172,5	- 14,6	20,5
* Sidérurgie	427,5	- 23,1	50,8

(1) L'écart parfois important entre les importations nettes des variations de stocks et la consommation provient notamment de décalages temporels entre les sources.

(2) Une variation positive correspond à du déstockage, une variation négative à du stockage.

Source : calcul SDeS, d'après EDF, Uniper France Power, FFA et Douanes

**Consommation de combustibles minéraux solides (séries CVS-CVC-CJO)***Indice base 100 en 2010*

Sources : Calcul SDeS d'après EDF, Uniper France Power et FFA



### Évolution mensuelle de la consommation de combustibles minéraux solides en % (Séries CVS-CVC-CJO)

	M/M-1	M-1/M-2	M-2/M-3	M/M-12**
<b>Consommation totale réelle*</b>	<b>2,2</b>	<b>- 4,5</b>	<b>- 13,4</b>	<b>- 14,5</b>
Dont : sidérurgie	- 5,9	- 1,6	- 2,5	- 23,1

\* Pour les secteurs consommateurs de combustibles minéraux solides autres que ceux détaillés, la quantité consommée du mois courant est estimée

\*\* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement

Source : calcul SDeS, d'après EDF, Uniper France Power, FFA et douanes

## Les produits pétroliers

### Production et consommation de produits pétroliers (séries brutes)

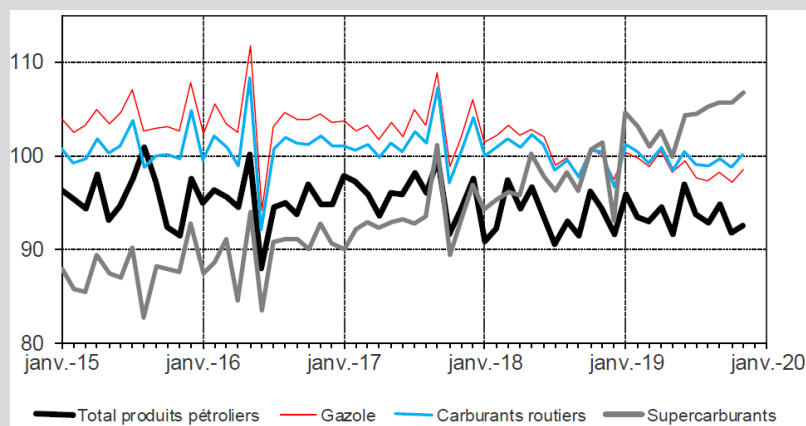
Produits pétroliers <sup>(1)</sup> (en milliers de tonnes)	Novembre 2019		
	Quantité	Évolution (%) M/M-12	Part en %
Production nationale <sup>(2)</sup>	62	- 2,2	
<b>Consommation totale <sup>(3)</sup></b>	<b>6 216</b>	<b>- 3,6</b>	<b>100,0</b>
Dont : * Total carburants routiers	3 300	- 4,9	53,1
Dont : Supercarburants	656	0,8	10,6
Gazole	2 644	- 6,2	42,5
* Fioul domestique	467	- 12,0	7,5
* Gazole non routier <sup>(4)</sup>	337	- 6,9	5,4
* Carburéacteurs	501	- 3,3	8,1
* Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	160	1,6	2,6

(1) Hors soutes maritimes ; (2) Pétrole brut et hydrocarbures extraits du gaz naturel ; (3) Pour les produits pétroliers autres que ceux détaillés, la quantité consommée du mois courant est estimée ; (4) Le gazole non routier remplace obligatoirement le fioul domestique depuis le 1<sup>er</sup> mai 2011 pour certains engins mobiles non routiers, et depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2011 pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration.

Sources : Calcul SDeS d'après CPDP et DGEC.

### Consommation de produits pétroliers (Séries CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : Calcul SDeS d'après CPDP

### Évolution mensuelle de la consommation des produits pétroliers en % (Séries CVS-CVC-CJO)

Produits pétroliers	M/M-1	M-1/M-2	M-2/M-3	M/M-12**
<b>Consommation totale*</b>	<b>0,9</b>	<b>- 3,2</b>	<b>2,0</b>	<b>- 0,1</b>
Dont : * Total carburants routiers	1,4	- 0,9	0,8	- 0,2
Dont : Supercarburants	1,0	0,1	0,5	5,6
Gazole	1,5	- 1,1	0,9	- 1,5
* Fioul domestique	2,6	- 14,0	6,1	- 11,0
* gazole non routier	6,4	- 5,4	2,1	3,3
* Carburéacteurs	- 2,5	- 3,5	1,4	- 3,3
* GPL	0,4	- 0,2	2,8	6,9

\* Pour les produits pétroliers autres que ceux détaillés, la quantité consommée du mois courant est estimée.

\*\* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement

Source : calcul SDeS, d'après CPDP

## Le gaz naturel

### Bilan mensuel du gaz naturel (Séries brutes)

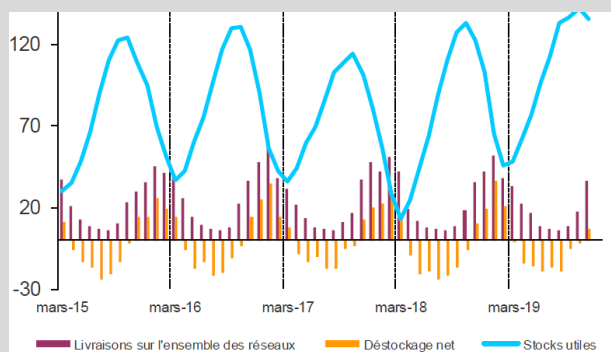
Gaz naturel (en TWh PCS)	Novembre 2019		
	Quantité	Évolution (%) M/M-12	Part en %
<b>Importations nettes</b>	<b>50,1</b>	<b>9,8</b>	
Production nationale	0,138	82,4	
Soutirages des stocks*	6,6	- 35,3	
<b>Consommation totale (hors pertes) réelle</b>	<b>56,6</b>	<b>1,7</b>	<b>100,0</b>
Dont : - Gros clients reliés au réseau de transport	20,1	- 1,0	35,5
<i>Dont clients CCCG**</i>	<i>6,3</i>	<i>8,8</i>	<i>11,1</i>
- Résidentiel, Tertiaire, Petite industrie	36,6	3,2	64,7

(\*) Positif quand on soutire des quantités des stocks pour les consommer, négatif quand on remplit les stocks.

(\*\*) Centrales à cycle combiné au gaz.

Source : SDeS, d'après Dunkerque LNG, Elengy ; FOSMax LNG ; GRDF ; GRTgaz ; Storengy ; Teréga.

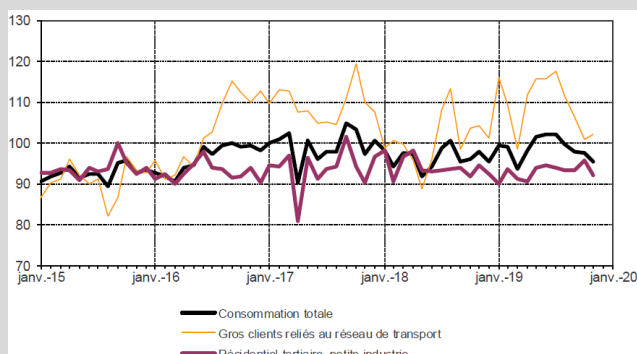
### Variations de stocks et livraisons aux consommateurs - En TWh



Source : SDeS, d'après Dunkerque LNG ; Elengy ; FOSMax LNG ; GRDF ; GRTgaz ; Storengy et Teréga.

### Consommation totale (hors pertes) de gaz naturel (série CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Source : SDeS, d'après Dunkerque LNG ; Elengy ; FOSMax LNG ; GRDF ; GRTgaz ; Storengy et Teréga.

### Évolution mensuelle de la consommation totale (hors pertes) de gaz naturel en % (Séries CVS-CVC-CJO)

Gaz naturel	M/M-1	M-1/M-2	M-2/M-3	M/M-12*
<b>Consommation totale (hors pertes) réelle</b>	<b>- 2,2</b>	<b>- 0,3</b>	<b>- 1,9</b>	<b>- 2,0</b>
Dont : - gros clients reliés au réseau de transport	1,1	- 5,3	- 4,4	- 2,3
- résidentiel-tertiaire, petite industrie	- 4,0	2,8	- 0,2	- 1,7

\* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement

Source : SDeS, d'après Dunkerque LNG, Elengy ; FOSMax LNG ; GRDF ; GRTgaz ; Storengy et Teréga.

## L'électricité

### Production d'électricité, échanges et énergie appelée (séries brutes)

Électricité (en GWh)	Novembre 2019		
	Quantité	Évolution (%) M/M-12	Part en %
<b>Production d'électricité nette</b>	<b>45 859</b>	<b>- 1,3</b>	<b>100,0</b>
Dont : Nucléaire	29 134	- 10,8	63,5
Hydraulique (y c. pompages)	6 402	60,6	14,0
Éolienne	3 377	21,0	7,4
Photovoltaïque	413	- 10,0	0,9
Production thermique classique	6 533	- 0,3	14,2
<b>Solde : exportations - importations</b>	<b>1 388</b>	<b>- 27,9</b>	
Pompages (énergie absorbée)	600	- 10,2	
<b>Énergie appelée réelle (y c. Pertes)</b>	<b>43 871</b>	<b>0,1</b>	<b>100,0</b>
Dont : * Basse tension	19 279	2,4	43,9
* Moyenne tension	13 690	- 1,0	31,2
* Haute tension	6 462	- 4,4	14,7

Source : SDeS, d'après CNR ; EDF ; Enedis ; RTE ; Uniper France Power.

### Évolution mensuelle de l'énergie appelée (Séries CVS-CVC-CJO)

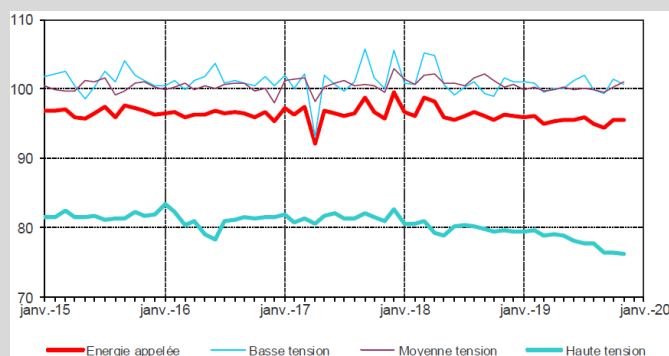
Électricité (en %)	M/M-1	M-1/M-2	M-2/M-3	M/M-12*
<b>Énergie appelée</b>	<b>0,0</b>	<b>1,2</b>	<b>- 0,6</b>	<b>- 0,9</b>
Dont : - Basse tension	- 0,7	2,1	- 0,5	- 0,8
- Moyenne tension	0,9	0,6	- 0,4	0,8
- Haute tension	- 0,2	0,0	- 1,5	- 4,4

\* Série corrigée du climat et des jours ouvrables seulement

Source : SDeS, d'après CNR ; EDF ; Enedis ; RTE ; Uniper France Power.

### Énergie appelée (série CVS-CVC-CJO)

Indice base 100 en 2010



Sources : SDES, d'après CNR, EDF, Enedis, RTE et Uniper France Power

# Les prix et les cotations des énergies

## Prix et cotations des énergies

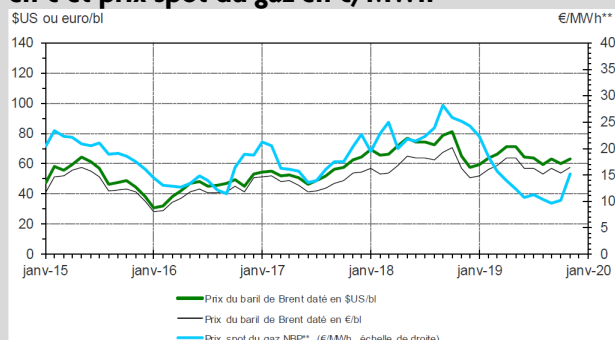
Prix moyens	Novembre 2019	Octobre 2019		Moyenne des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	%	Valeur	%*
<b>Cotation</b>					
\$ en euros (courant)	0,905	0,905	0,0	0,9	5,6
Brent daté (\$/bl)	63,2	59,7	5,9	63,5	- 11,3
Brent daté (€/bl)	57,2	54,0	5,9	56,6	- 6,4
Gaz – Spot NBP (€/MBtu)	15,2	10,2	49,2	14,5	- 37,3
Électricité – Spot base Epex** (€/MWh)	45,9	38,6	19,0	41,0	- 18,5
<b>Prix à la consommation</b>					
SP95 (€/l)	1,51	1,50	0,7	1,50	- 0,4
Gazole (€/l)	1,44	1,44	0,0	1,44	0,7
Fioul domestique (€/l)	0,93	0,93	0,3	0,93	2,6

\* Variation par rapport à la période similaire de l'année précédente.

\*\* European Power Exchange.

Source : DGEC ; Reuters ; Epex (électricité).

### Prix moyen\* mensuel du baril de pétrole, en \$ et en € et prix spot du gaz en €/MWh

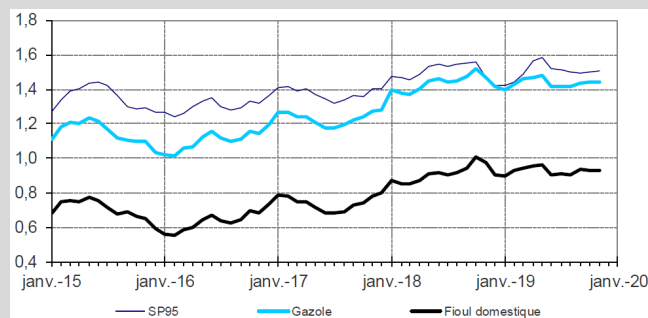


\* Prix courants.

\*\* National Balancing Point pour livraison dans un mois (bourse de Londres).

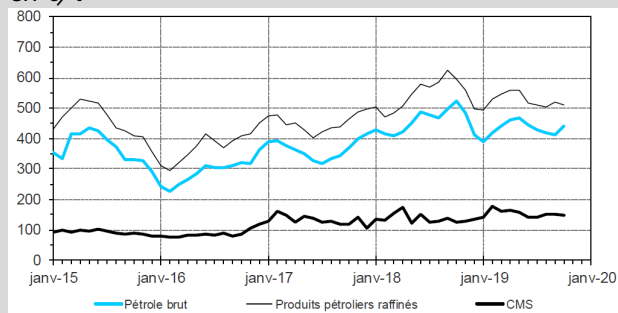
Sources : DGEC / Reuters

### Prix à la consommation (en €/l)

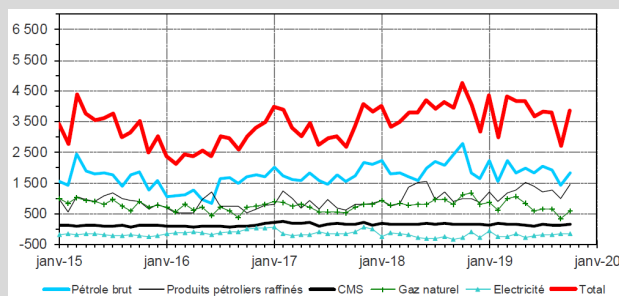


## La facture énergétique (Octobre 2019)

### Prix moyens mensuels des énergies importées en €/t



### Facture énergétique mensuelle de la France (en M€ courants)



**Facture énergétique et prix moyens à l'importation en France**

Facture énergétique (en milliard d'euros)	Octobre 2019	Septembre 2019		Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	%	Valeur	%
<b>Importations totales (I)</b>	<b>4,7</b>	<b>3,9</b>	<b>21,7</b>	<b>59,2</b>	<b>- 5,3</b>
Dont : * CMS (combustibles minéraux solides)	0,2	0,1	18,5	1,8	- 9,5
* Pétrole brut	1,8	1,4	26,4	22,3	- 10,5
* Produits pétroliers raffinés	2,0	1,8	10,9	22,9	1,9
* Gaz naturel	0,7	0,5	47,7	11,5	- 5,5
<b>Exportations totales (E)</b>	<b>0,9</b>	<b>1,2</b>	<b>- 25,3</b>	<b>14,0</b>	<b>- 7,4</b>
Dont : * Produits pétroliers raffinés	0,5	0,8	- 31,5	8,6	- 12,5
* Électricité	0,2	0,2	- 1,6	3,0	- 12,9
<b>Facture énergétique (I-E)</b>	<b>3,9</b>	<b>2,7</b>	<b>41,6</b>	<b>45,1</b>	<b>- 4,6</b>
Dont : * Pétrole brut et produits raffinés	3,3	2,4	33,8	36,5	- 2,5
* Gaz naturel	0,6	0,3	81,9	9,1	- 11,6
* Électricité	- 0,2	- 0,2	- 10,6	- 2,3	- 7,7

Prix moyens à l'importation (\$ ou €)	Octobre 2019	Septembre 2019		Cumul des 12 derniers mois	
	Valeur	Valeur	%	Valeur	%
Pétrole brut importé (\$/bl)	66,4	61,7	7,5	66,5	- 8,7
Pétrole brut importé (€/t)	440,4	411,3	7,1	433,2	- 3,6
Produits pétroliers raffinés importés (€/t)	511,1	519,0	- 1,5	524,7	- 2,2

\* Variation par rapport à la période similaire de l'année précédente.

Source : calcul SDeS, d'après Douanes

**Président / Directeur de la publication** : Julien Elmaleh - **Directrice éditoriale** : Christine Kerdellant (01 77 92 94 83) - **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) - Guillaume D'Haene (01 79 06 71 76) - **Assistante** : Stéphanie Leclerc (01 79 06 71 80) Courriel : [stephanie.leclerc@infopro-digital.com](mailto: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  
**Numéro de commission paritaire** : 0420 T 79611 - **Impression** : AB Printed - BAT A2, 21 rue Georges Méliès, 95 240 Corneilles en Parisis - **Dépôt légal** : à parution