



LES ACTUALITÉS À
RETENIR CE MOIS-CI
INNOVATIONS DANS LE SECTEUR
ÉNERGIE

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
INTRODUCTION	3
INNOVATIONS DANS LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE	4
▪ STOCKAGE DE L'ÉNERGIE : L'AVÈNEMENT DES BATTERIES À FLUX ORGANIQUE NON TOXIQUES	4
▪ ET SI LES PLANTES SERVAIENT À STOCKER DE L'ÉNERGIE ?	6
PRIX DE L'ÉNERGIE	8
▪ PRIX DU SOLAIRE EN FRANCE : TROIS DÉCENNIES D'AVANCE SUR CE QUE PRÉVOYAIENT LES EXPERTS	8
▪ TOUJOURS PLUS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR MOINS CHER EN 2016 (ÉTUDE)	9
NUCLÉAIRE	10
▪ LE NUCLÉAIRE DOIT RATTRAPER SON RETARD NUMÉRIQUE (DIRIGEANT EDF)	10
▪ FESSENHEIM : LE DÉCRET SUR LA FERMETURE DE LA CENTRALE EST PARU AU JO	11
▪ CUVE DE L'EPR : L'ASN ALERTE EDF ET AREVA DEPUIS 2005 !	12
▪ PSA : L'ÉTAT VEND SA PART À BPIFRANCE POUR RENFLOUER LE NUCLÉAIRE	14
▪ L'INSTITUT MONTAIGNE FAIT DES MONTAGNES DE LA SORTIE DU NUCLÉAIRE	15
EOLIEN	18
▪ VERS LA CRÉATION D'UNE ÎLE ARTIFICIELLE EN MER DU NORD ?	18
▪ L'ANSES JUGE LES INFRASONS ÉMIS PAR LES ÉOLIENNES !	20
▪ LES EUROPÉENS REPRENENT LA MAIN SUR LE MARCHÉ ÉOLIEN	22
TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	24
▪ PHOTOVOLTAÏQUE : VERS L'ATTEINTE DES OBJECTIFS EN 2018 ?	24
▪ LA FRANCE, AU TOP DE LA STRATÉGIE BAS-CARBONE !	26
▪ QUELLE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA GUYANE ?	27
VÉHICULES ÉLECTRIQUES	30
▪ TESLA VA DÉVOILER UN CAMION ÉLECTRIQUE EN SEPTEMBRE	30
▪ DAIMLER (MERCEDES-BENZ) MET "LE FOCUS SUR LES VOITURES ÉLECTRIQUES À BATTERIE" MAIS N'ABANDONNE PAS (ENCORE) LA PILE À COMBUSTIBLE	31
LE MONDE DES ÉNERGIES	38
▪ ARABIE : EDF PARMIS 51 FIRMES CHOISIES POUR DEUX PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	38

INTRODUCTION

Techniques de l'ingénieur vous propose de revenir sur les principales actualités scientifiques du mois dans le secteur énergie. Innovations dans le stockage de l'énergie, création d'une île artificielle pour abriter des centaines d'éoliennes, prix de l'énergie en France, l'industrie énergétique face aux cyberattaques, un camion électrique signée Tesla... Petit panorama des actualités à retenir ce mois-ci !

INNOVATIONS DANS LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE

STOCKAGE DE L'ÉNERGIE : L'AVÈNEMENT DES BATTERIES À FLUX ORGANIQUE NON TOXIQUES

La start-up française Kemwatt annonçait en septembre 2016, un prototype industriel de batterie à flux organique non toxique de 10kW. De son côté, une équipe de chercheurs de Harvard a déposé plusieurs brevets pour le développement de sa batterie, elle aussi non toxique et longue durée.

Les intenses recherches actuelles pour trouver des moyens rentables de [stocker l'énergie](#) des [sources renouvelables intermittentes](#) comme le solaire et l'éolien commencent à porter leurs fruits. Ce qui devrait permettre à court terme de rendre ces énergies compétitives, fiables et diffusables plus facilement dans le monde entier.

Se passer de solvant corrosif

Plusieurs obstacles subsistent pour [stocker de manière rentable](#) et efficace l'énergie sur des réseaux, c'est-à-dire là où il n'y a pas de contrainte d'espace comme c'est le cas sur une voiture ou un téléphone portable. Les solutions proposées aujourd'hui sont des grands réservoirs externes stockant des électrolytes, généralement métalliques ou organo-métalliques dans des solvants extrêmement acides. Ce qui pose des problèmes de coûts et de sécurité : les matériaux et composants sont très techniques et donc chers, leur durabilité n'est pas toujours garantie car ils doivent résister à une extrême acidité et ils présentent des dangers pour l'homme et l'environnement lors de la manipulation ou en cas de fuite. Les scientifiques cherchent donc des composés hydrosolubles pour pouvoir utiliser un solvant aqueux à pH neutre ou quasi-neutre. C'est ce qu'ont réussi la start-up rennaise Kemwatt et une équipe de l'université de Harvard.

Un prototype de 10kW

[Kemwatt](#) présentait son prototype industriel de batterie à

flux organique en septembre 2016. Annonçant qu'il avait réussi à mettre au point un système basé sur un solvant aqueux à pH très légèrement alcalin et des électrolytes organiques tels que les quinones, donc biodégradables. Son prototype d'une capacité de stockage de 10kwh est en cours de tests avec différents partenaires. Kemwatt espère mettre au point le produit final dans les mois qui viennent pour pouvoir initier les ventes le plus tôt possible.

L'utilisation de molécules organiques comme les quinones avait été révélé en 2014 par une équipe de Harvard dont le laboratoire vient de présenter une autre solution dans un [article](#) publié dans l'ACS Energy Letters début février.

Rendre soluble le ferrocène

Avec, eux aussi, plusieurs demandes de brevets à la clé, les scientifiques de l'université de Harvard ont réussi à modifier les structures de deux électrolytes courants pour les rendre efficaces et solubles dans l'eau. D'une part, ils ont amélioré la durabilité du violagène, composé organique hydrosoluble mais qui se dégrade rapidement et d'autre part ils ont réussi à rendre le ferrocène hydrosoluble alors qu'il était jusqu'ici utilisé avec des solvants inflammables.

Au final, ils annoncent que leur batterie est non toxique mais aussi de très longue durée : elle perdrait 1% de sa capacité de stockage tous les 1000 cycles de charge/décharge. Ce qui, en utilisation classique sur un réseau électrique, pourrait la faire durer 10 ans. Les chercheurs travaillent désormais avec plusieurs entreprises pour mettre au point des prototypes industriels.

Sophie Huguin

06/03/2017

ET SI LES PLANTES SERVAIENT À STOCKER DE L'ÉNERGIE ?

Le laboratoire d'électronique organique de l'université suédoise de Linköping a créé une rose qui fait office de supercondensateur. Elle peut être chargée et déchargée plusieurs centaines de fois.

23/03/2017

Ce laboratoire avait déjà fait parlé de lui en 2015 en présentant une rose qui absorbait un polymère conducteur en solution et créait dans sa tige des fils conducteurs sous forme de gel dans le réseau de canaux du xylème. En ajoutant, deux électrodes cela formait un [transistor](#). Un des chercheurs du groupe, Roger Grabiellsson, a travaillé sur le polymère utilisé. Et cette fois, l'oligomère fourni à la plante polymérise sous la forme de fils conducteurs non seulement dans la tige mais aussi dans les feuilles et les pétales. Le réseau ainsi formé peut s'apparenter à la structure d'un supercondensateur.

Des centaines de charges sans perte

Les chercheurs ont donc mesuré cette capacité de stockage d'énergie entre deux canaux de xylèmes polymérisés qui font office d'électrodes, le tissu de la plante entre les canaux faisant office d'[électrolyte](#) séparateur. La rose a pu être chargée et déchargée des centaines de fois sans perte de performance. Et les auteurs insistent sur le fait que les performances sont plutôt bonnes, avec une conductivité jusqu'à 10S/cm et une capacité spécifique de l'ordre de 20F/g. Cette recherche a fait l'objet d'un [article dans PNAS](#) et laisse entrevoir de nombreuses applications pour des systèmes énergétiques autonomes, mais attention, les recherches n'en sont qu'au début. En parallèle, les chercheurs étudient aussi l'utilisation de matériel organique (extraction de cellules végétales ou de composés produits par les plantes) pour créer des [piles à combustibles](#) par exemple.

Sophie Hoguein

PRIX DE L'ÉNERGIE

PRIX DU SOLAIRE EN FRANCE : TROIS DÉCENNIES D'AVANCE SUR CE QUE PRÉVOYAIENT LES EXPERTS

Le prix moyen pour les projets de centrales solaires au sol dont la puissance est de 5 à 17 MW est à présent de 62,5 €/MWh en France. Et de 68,1 €/MWh pour les projets de moins de 5 MW. C'est équivalent au prix de revient de l'électricité des anciennes centrales nucléaires déjà amorties, et environ deux fois inférieur à celui du nucléaire de nouvelle génération (réacteurs de 1650 MW l'unité). Le prix moyen de l'électricité issue des ombrières photovoltaïques de parking est à présent de 105,6 €/MWh.

« L'appel d'offres pour des installations solaires au sol de grande (moyenne NDLR) puissance, comprise entre 500 kilowatts crête et 17 megawatts crête, a été lancé en 2016, pour un volume total de 3 000 MW répartis en 3 ans. La ministre (Ségolène Royal NDLR) désigne aujourd'hui les 79 lauréats de la première période de l'appel d'offres, pour un volume total de 500 MW. » a déclaré le Ministère dans un [communiqué](#) du 9 mars 2017.

La plus grande centrale solaire PV du monde est en Chine (Longyangxia, 850 MW). La seconde est en Inde (Kamuthi, 648 MW). La troisième en Californie (Topaz, 550 MW). En France réaliser de grandes [centrales](#) au sol de plus de 100 MW, ce qui permettrait de baisser les coûts par effet d'échelle, est presque impossible.

La plus grande centrale d'Europe a été construite à Cestas, près de Bordeaux, et a une puissance de 300 MW. « Cela sera sans doute la dernière » a confié un spécialiste du solaire. « Tout n'a pas été si simple pour les équipes de neoen dans un pays qui a l'art de cultiver les chausse-trappes pour les développeurs de centrales au sol » [explique](#) le groupe Oxygn sur son site web officiel,

citant Xavier Barbaro, le PDG de Neoen : « Comme cette loi inepte des 500 mètres de distance entre chaque centrale de 12 MW pour un même maître d'ouvrage. Nous aurions aimé être propriétaire du site à 100% mais cette contrainte nous en empêche. Que de temps perdu et de dépenses ! Tout est fait pour nous freiner dans notre atteinte de taille critique et d'optimisation du bilan financier. Nous avons été dans l'obligation de trouver huit co-actionnaires pour parachèver l'ouvrage. Neoen qui a acheté les 260 hectares de foncier détient 40% de la centrale. Nous gérons ainsi 25 centrales de 12 MW ce qui engendre nécessairement des surcoûts. »

Dans son étude de prospective intitulée « [Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050](#) », l'ADEME estimait en 2015 que le coût du grand solaire au sol sera de 60 €/MWh (6 c€/kWh) en 2050 (Figure 7 page 16). Estimation réalisée « uniquement pour les 4 régions françaises les plus au sud » précisait l'ADEME.

Dès 2017, c'est à dire un tiers de siècle plus tôt que ce qu'avaient prévu les experts de l'état français, le prix moyen de l'[électricité](#) des centrales au sol de moyenne puissance est déjà de 62€/MWh. Ces experts estimaient par ailleurs (Figure 5 page 14) que le [potentiel du solaire](#) PV au sol en France est 6,5 fois inférieur à celui du solaire en toiture (62,5 TWh/an contre 403,1 TWh/an)

Une prime de 3 €/MWh (0,3 c€/kWh) est offerte par l'état pour les projets qui incluent un financement participatif éco-citoyen.

Olivier Daniélo

15/03/2017

TOUJOURS PLUS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR MOINS CHER EN 2016 (ÉTUDE)

"Plus avec moins" : les énergies renouvelables ont connu un développement record l'an dernier, et cela avec des investissements en baisse, une première depuis 2013, grâce notamment à la baisse des coûts de ces technologies, selon un rapport publié jeudi.

En une année, plus de 138 gigawatts de nouvelles capacités d'éolien, solaire, géothermie, etc.. ont été installées, un chiffre "record", selon cette étude publiée sous l'égide du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE).

Élément significatif : cette forte croissance des énergies renouvelables s'est accompagnée d'une baisse de 23% des montants investis par rapport à 2015, à 241,6 milliards de dollars, le niveau le plus bas depuis 2013.

Mais le rapport y voit un signe positif, car cela illustre notamment la baisse des coûts de l'éolien (terrestre et en mer) et du solaire photovoltaïque, grâce à des conditions de financement plus favorables et la plus grande efficacité des technologies.

"L'éolien et le solaire sont plus compétitifs que le charbon ou le gaz - voire les deux - en terme de coûts dans un nombre croissant de pays", note le rapport, réalisé avec Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

En revanche, d'autres énergies renouvelables, comme la biomasse et le solaire thermique ont fait "peu de progrès" selon le rapport.

Toutefois, cette baisse traduit également le "ralentissement" des investissements en Chine, comme au Japon ainsi que dans certains pays émergents.

En Chine, après des années de déploiement tous azimuts

et avec la fin d'un mécanisme de soutien, le pays s'est plus concentré l'an dernier sur l'adaptation de son réseau électrique.

Des pays comme le Mexique, le Chili, l'Uruguay, l'Afrique du sud ou le Maroc, ont eux mis en suspens ou décalé certains projets.

Au total, dans les pays en développement, les investissements ont reculé de 30% l'an dernier à 116,6 milliards de dollars, soit bien plus que dans les économies développées (-14% à 125 millions d'euros), qui repassent en tête en montants investis.

Ces ralentissements montrent que "l'éolien et le solaire restent vulnérables aux changements défavorables de politiques ou aux mesures mises en place pour soutenir le charbon et le gaz", prévient le rapport, qui pointe aussi l'effet potentiellement négatif d'une remontée des taux d'intérêt sur le financement des projets.

« Tous droits de reproduction et de représentation réservés. © 2017 Agence France-Presse. »

06/04/2017

NUCLÉAIRE

LE NUCLÉAIRE DOIT RATTRAPER SON RETARD NUMÉRIQUE (DIRIGEANT EDF)

L'industrie nucléaire doit rattraper son retard dans la numérisation de ses processus pour accroître sa compétitivité, renforcer la coopération en son sein et améliorer son image, a estimé jeudi un dirigeant d'EDF.

"Si nous nous comparons à l'aéronautique ou à l'automobile, nous avons encore un peu de travail à faire", a reconnu Xavier Ursat, directeur exécutif d'EDF en charge de l'ingénierie et des projets nouveau nucléaire, lors de la convention annuelle de la Société française de l'énergie nucléaire (SFEN).

"Par rapport à d'autres secteurs industriels qui sont aussi dans des enjeux de compétitivité, de timing, de respect des engagements très forts, dans notre activité nucléaire, nous avons sans doute pris un petit peu de retard (...) Il convient d'aller vite", a plaidé celui qui est aussi vice-président de la SFEN.

Subissant le contrecoup de la catastrophe de Fukushima, en 2011 au Japon, l'industrie de l'atome est aujourd'hui confrontée au double défi de la sûreté et de la compétitivité, face à la concurrence des énergies fossiles et renouvelables dont les coûts ont baissé.

De gros chantiers de réacteurs de nouvelle génération accusent aujourd'hui d'importants retards et surcoûts, notamment les EPR en construction à Flamanville (Manche) et en Finlande et les AP1000 de Westinghouse prévus en Chine.

Pour Xavier Ursat, "la transformation numérique est un des leviers fondamentaux" pour gagner en compétitivité et assurer une meilleure coopération au sein de l'industrie française, la troisième filière industrielle nationale derrière

l'aéronautique et l'automobile, avec 2.500 entreprises et 220.000 salariés.

"Construire un EPR sans support digital, c'est un travail de bénédictin. C'est pourtant ce qu'on a commencé à faire à Flamanville il y a de nombreuses années. Aujourd'hui, nous sommes en train de digitaliser un maximum d'activités avec des gains extrêmement significatifs", a-t-il assuré.

Il a ainsi cité un outil "conçu en temps record en 2016 qui va nous permettre de digitaliser tous les essais d'ensemble de Flamanville".

mpa/ef/pad

« Tous droits de reproduction et de représentation réservés. © 2017 Agence France-Presse. »

30/03/2017

FESSENHEIM : LE DÉCRET SUR LA FERMETURE DE LA CENTRALE EST PARU AU JO

Le décret actant le principe de la fermeture de la centrale de Fessenheim (Haut-Rhin), doyenne du parc nucléaire français, lorsque EDF mettra en service l'EPR de Flamanville (Manche), a été publié dimanche au Journal officiel.

« Tous droits de reproduction et de représentation réservés. © 2017 Agence France-Presse. »

"L'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim (...) est abrogée", prévoit l'article 1 du texte, qui précise toutefois que cette autorisation sera abrogée "à compter de la date de mise en service de l'EPR de Flamanville", censée intervenir au plus tôt en 2019.

10/04/2017

La ministre de l'Ecologie et de l'Energie Ségolène Royal avait assuré vendredi que ce décret permettant l'arrêt de la centrale, promesse phare de François Hollande, serait pris d'ici la fin du mandat de ce dernier. Elle a qualifié le processus d'"irréversible".

"Le décret sur la fermeture de la centrale de #Fessenheim est signé et publié ce matin au JO. C'est dit c'est fait #transitionenergetique", a déclaré Ségolène Royal dans un tweet.

Le conseil d'administration d'EDF a toutefois obtenu, à l'issue d'une réunion mouvementée jeudi, un nouveau délai pour que la demande officielle d'abrogation de l'autorisation d'exploiter la doyenne des centrales françaises ne soit transmise à l'Etat par l'énergéticien que dans les six mois précédant la mise en service de l'EPR de Flamanville.

Le décret, reprenant les conditions mentionnées par la délibération du dernier conseil d'administration d'EDF, précise en outre que la capacité nucléaire du parc de production d'EDF devait respecter la limite de 63,2 gigawatts (GW), soit son niveau actuel, plafond fixé par la loi sur la transition énergétique.

fpo-jra/DS

CUVE DE L'EPR : L'ASN ALERTE EDF ET AREVA DEPUIS 2005 !

Suite aux révélations de Franceinfo, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé de rendre public l'historique de ses échanges avec EDF et Areva depuis 2005 sur la qualité des fabrications de Creusot Forge. Ces documents confirment que l'ASN avait alerté les deux entreprises sur des problèmes de qualité dans cette usine dès 2005.

Le bureau de contrôle des chaudières nucléaires (BCCN) - ancien nom de la direction des équipements sous pression nucléaires de l'ASN - a réalisé 8 inspections dans l'usine Creusot Forge en 2005. Le 16 décembre 2005, l'ASN écrivait à EDF pour lui signaler de « nombreux écarts concernant le forgeron ».

Des problèmes qui « mettent en cause la qualité des travaux et de la surveillance de ses sous-traitants ». En somme, le fournisseur d'EDF ne respecte pas les règles de qualité.

Le 30 janvier 2006, lors d'une réunion entre l'ASN et EDF, il est assuré que l'électricien a renforcé sa surveillance des opérations réalisées dans l'usine. Le lendemain, le directeur de l'ASN rend visite au forgeron. Il en ressort qu'en 2005, l'usine a connu « un nombre significatif de rebuts de grosses pièces ». L'ASN met en évidence « certaines déviations » et trouve étrange que le fabricant ou son commanditaire ne les aient pas remarquées. Elle signale que ces derniers doivent assurer une « surveillance adaptée à la qualité attendue des fabrications ».

Anomalies en chaîne chez Creusot Forge

Face à l'absence de réaction d'EDF, les inspecteurs du BCCN et de la DRIRE Bourgogne se rendent chez Creusot Forge les 26 et 27 avril 2006. Ils réalisent 16 constats. Le 11 août 2006, EDF souligne dans une lettre que « des actions préventives et correctives ont été mises en place » et qu'il « ne partage pas l'appréciation de l'ASN sur l'absence de

réaction de sa part ». Le 22 septembre, l'ASN répond pour sa part que les plans d'actions de surveillance mis en place par EDF ne suffisent pas à dire que « la surveillance d'EDF sur l'ensemble des constructeurs et de leurs sous-traitants est satisfaisante ». L'agence souligne également que « les réponses de Creusot Forge ne sont pas satisfaisantes ».

Il faudra attendre le 24 mai 2007 pour qu'EDF assure que l'ensemble des actions menées apportent une amélioration de la situation de Creusot Forge. EDF transmet le compte-rendu d'un nouvel audit à l'ASN le 21 décembre 2007. Il n'identifie pas de problèmes qualité. En parallèle, le 8 septembre 2006, Areva écrit à l'ASN pour lui indiquer que l'entreprise acquiert le groupe Sfarsteel. Areva souligne notamment que son plan de progrès a pour objectif « d'améliorer la qualité des productions et de développer la culture de qualité au sein de Creusot Forge ».

C'est durant cette période difficile, entre septembre 2006 et décembre 2007, que la cuve de l'EPR de Flamanville est forgée dans l'usine. L'ASN avait bien mis en garde EDF contre les [risques de défauts](#). Mais aucune analyse n'est pratiquée entre 2007 et 2014 pour vérifier la qualité de la cuve.

Des anomalies aux falsifications

Entre 2008 et 2012, la situation semble s'améliorer. L'ASN ne partage aucun document pour cette période. En mars 2012, plusieurs pièces sont mises au rebut pour des problèmes de défauts dus à l'hydrogène. En juin, l'agence montre qu'Areva ne peut garantir l'homogénéité des fours utilisés pour le traitement thermique chez Creusot Forge.

En janvier 2014, la cuve est installée dans le bâtiment réacteur de l'EPR de Flamanville. 7 ans après sa fabrication et après installation, Areva vérifie enfin la qualité de la pièce. Et les résultats sont mauvais. En octobre, Areva notifie à

l'ASN l'anomalie de composition de l'acier dans certaines zones du couvercle et du fond de la cuve du réacteur de l'EPR de Flamanville. Il y a aussi des zones d'hétérogénéité dans les dômes elliptiques des générateurs de vapeur. En avril 2015, Areva détecte encore des anomalies dans la conduite d'essais de traction à chaud entre 2009 et 2014. La qualité ne s'était donc pas améliorée dans l'usine.

La réponse de l'ASN à Areva est claire : « *ces différents écarts, qui font suite à d'autres constatés depuis plusieurs années, mettent à nouveau en évidence un défaut de maîtrise de la qualité des fabrications nucléaires réalisées chez Creusot Forge* ». L'ASN rend alors public les anomalies concernant la cuve de l'EPR. Fin juin 2015, Bureau Veritas est mandaté par l'ASN pour une surveillance renforcée de Creusot Forge. L'historique finit en avril 2016, lorsqu' Areva informe l'ASN que des pratiques irrégulières ont été identifiées. Les anomalies qualité sont dues à des falsifications dans le suivi de fabrication. L'ASN doit désormais valider ou non la qualité de la cuve. Son verdict est attendu pour septembre 2017.

Par Matthieu Combe, journaliste scientifique

03/04/2017

PSA : L'ETAT VEND SA PART À BPIFRANCE POUR RENFLOUER LE NUCLEAIRE

L'Agence des participations de l'Etat (APE) a annoncé lundi la cession de toutes ses actions du constructeur automobile français PSA à la banque publique Bpifrance, pour un montant de 1,92 milliard d'euros, qui servira "très probablement" à recapitaliser EDF et Areva, selon Bercy.

L'Etat, qui détient "environ 12,7% du capital" de PSA via sa holding Sogepa, a "signé aujourd'hui un contrat de cession d'actions" avec Lion Participations, filiale de Bpifrance, a précisé l'APE dans un communiqué.

La banque publique d'investissement est détenue à parts égales par la Caisse des dépôts et l'APE, qui qualifie l'opération de "reclassement à l'intérieur du secteur public".

La transaction a été conclue pour un montant de 1,92 milliard d'euros et prendra effet après l'assemblée générale des actionnaires de PSA, prévue le 10 mai, sous réserve que le rachat d'Opel soit validé et que le cours de l'action ne connaisse pas entre temps de "variation significative".

Le produit de cette vente "abondera le compte d'affectation spéciale des participations financières de l'Etat et servira donc à financer les investissements de l'Etat actionnaire", explique l'APE.

En l'occurrence, la somme "pourra très probablement servir à financer les augmentations de capital dans le domaine de l'énergie", a précisé à l'AFP une source au ministère de l'Economie.

L'Etat s'est en effet engagé à injecter 7,5 milliards d'euros cette année dans la filière nucléaire, dont 3 milliards pour la recapitalisation d'EDF lancée début mars et 4,5 milliards dans celle d'Areva, prévue en juin.

Entrée au capital de PSA en 2013 pour sauver le constructeur de la faillite, l'APE réalisera au passage une plus-value de 1,12 milliard d'euros.

"Le redressement du groupe a été confirmé par les très bons résultats" annuels (1,73 milliard de profits), signe que l'Etat a "pleinement joué son rôle d'actionnaire de référence".

Plus orienté vers le développement et l'innovation, Bpifrance "reprendra les droits et les obligations du pacte d'actionnaires" avec la famille Peugeot et le conglomérat chinois Dongfeng, qui détiennent le même nombre d'actions.

La banque publique ne récupérera toutefois pas les droits de vote double de l'Etat (qui détenait 18,5% des droits de vote), qui ne lui seront octroyés qu'après deux ans.

gbh/ef/cam

« Tous droits de reproduction et de représentation réservés. © 2017 Agence France-Presse. »

28/03/2017

L'INSTITUT MONTAIGNE FAIT DES MONTAGNES DE LA SORTIE DU NUCLÉAIRE

L'institut Montaigne a récemment chiffré le coût de la sortie du nucléaire du candidat Hamon à 217 milliards (Md) d'euros de 2018 à 2035. Le travail effectué est aussi riche d'enseignement qu'il donne matière à réflexion pour les choix énergétiques en matière de transition. Que représente une telle dépense pour un pays comme la France ? Quelles hypothèses l'Institut a-t-il prises pour parvenir à ce résultat et comment celui-ci peut-il varier en les modifiant ?

Sans comparaison à d'autres dépenses nationales, la somme représente une charge impressionnante de 12 milliards d'euros (=Mds €) par an. Sachant que le déficit de l'état était de **73 Mds € en 2016**, soit 3.3% du PIB (**qui était de 2 200 Mds €**), cette dépense le ferait passer à 3,9%. En 2015, son niveau était de 3,8% contre 7,5% en 2009. L'effet est donc significatif mais représente toutefois un déficit supporté par le passé.

Plus catastrophique, **le bilan de Fukushima serait de 188 Mds € et 2 000 victimes**, principalement des suicides et maladies dues au stress parmi les 160 000 personnes déplacées. D'après la cour des comptes, un tel accident coûterait en France entre 120 et 450 milliards d'euros (Cf "Le coût de production de l'électricité nucléaire" - Actualisation 2014 – Cours des comptes – p156). Un montant similaire à **l'estimation de 217 Mds € de l'Institut Montaigne**, dont il convient d'examiner le calcul.

L'estimation de l'institut Montaigne se divise en trois postes :

- 179 Mds € de remboursements en CSPE (*) (Contribution pour le Service Public de l'Electricité) ;
- 25 Mds € d'indemnités aux actionnaires d'EDF, pour la sortie du nucléaire ;

- 13 Mds € pour l'adaptation du réseau électrique aux ENR (Energies Renouvelables) venant en remplacement du nucléaire.
- S'ajoute également une indemnité de 30 Mds € en cas d'abandon de l'EPR de Flamanville.

(*) Qu'est-ce que les remboursements en CSPE ? EDF s'est engagée à acheter l'électricité renouvelable à des Tarifs fixes alors qu'elle pourrait l'obtenir pour moins cher sur le marché de l'électricité, la **CSPE** est une taxe que l'état utilise pour rembourser la différence à EDF.

L'Institut Montaigne a alors simulé un remplacement du nucléaire par de **l'électricité renouvelable**, pour calculer le montant des remboursements en CSPE que l'opération entraînerait : 179 milliards.

Cette estimation de CSPE comporte cela dit quelques biais significatifs

- La sortie du nucléaire proposée par Hamon n'est pas en 18 ans

L'Institut a basé son calcul sur une sortie pour 2035 soit en 18 ans, alors que **l'objectif de Benoit Hamon est en réalité de 25 ans**. Le cap de 2035 était **défendu par l'écologiste Yannick Jadot**. Avec des fermetures moins rapides que dans le modèle de l'Institut, l'opération pourrait mieux profiter de la baisse des coûts des ENR. Une baisse que l'institut a établie à 30% en 10 ans, ce qui est peut-être une sous-estimation : le solaire au sol est passé de 82 € en décembre 2015 à 62,5 € en mars 2017, soit 24% de baisse en un peu plus d'un an. Ce biais surévalue aussi les 25 milliards d'indemnités dues à EDF, puisque l'institut explique que « Plus la sortie du nucléaire sera précipitée, plus le manque à gagner d'EDF sera important et plus les indemnités seront importantes ».

- Une proportion importante des remboursements en CSPE ne devrait pas être comptée

L'institut a comptabilisé la CSPE des contrats engageant EDF sur les parcs ENR déjà existants. Or ces contrats s'appliqueront et donneront lieu à des remboursements en CSPE que l'on choisisse de sortir du nucléaire ou non. Il faut donc distinguer la CSPE déjà existante de celle liée à ce choix.

L'exercice est difficile sans disposer du modèle de l'Institut. Néanmoins, ce dernier a précisé qu'il avait tenu compte de la fin des premiers contrats ENR à partir de 2026. Comme le niveau de CSPE de 5 Mds € en 2017 est forcément lié aux contrats déjà existants, on peut donc évaluer la CSPE déjà existante à au moins 5 Mds €/an de 2018 à 2025 dans le modèle de l'institut, soit 40 Mds €.

- Le coût du choix de rester dans le nucléaire

Le journaliste du journal Le Monde, Pierre le Hir, a rappelé dans un article que le choix de [rester dans le nucléaire](#) a aussi un coût. La prolongation d'exploitation des centrales est évaluée à 100 Mds € d'ici 2030 par la cour des comptes. Au bout de 60 ans, remplacer ces réacteurs par des E.P.R serait aussi onéreux, [une facture que le journaliste évalue à 150 Mds €](#).

L'institut Montaigne n'a pas manqué de répondre à juste titre que leur calcul ne porte pas sur la même période : horizon 2035 tandis que le remplacement par des E.P.R s'effectuerait plus tard. Il a aussi avancé que son évaluation concerne un surcoût par MWh d'électricité, payé par le contribuable, tandis que la prolongation d'exploitation des centrales est un investissement, payé par EDF.

Mais cet investissement sera aussi financé par le contribuable puisque l'Etat devra probablement apporter à EDF le capital. Considérant qu'il porte de plus sur la même période que la proposition d'Hamon, il n'est pas si absurde de considérer qu'une sortie du nucléaire permettrait d'économiser cette dépense de 100 Mds €.

On peut estimer que les biais ont induit une surévaluation d'au moins 140 Mds € du coût de la sortie du nucléaire. Il convient à présent d'examiner les hypothèses prises par

l'Institut pour déterminer comment la facture pourrait être diminuée.

- Les hypothèses concernant le calcul des remboursements en CSPE à EDF

La CSPE sert à rembourser la différence entre le Tarif d'Achat des ENR et le prix qu'EDF aurait pu obtenir en achetant cette électricité sur les marchés. Cependant, si le prix de marché est supérieur aux Tarifs d'Achat des ENR, EDF réalise une économie. L'Etat n'a alors rien à rembourser. [Cette situation s'est produite en 2008, donnant une CSPE négative pour la part des ENR.](#)

Le montant de 179 Mds € a été calculé à partir de trois hypothèses :

- Un prix de marché qui augmente faiblement ;
- Un remplacement en totalité de l'électricité nucléaire par du renouvelable ;
- Une consommation nationale d'électricité qui stagne par rapport au niveau actuel ;

Ces hypothèses peuvent être remises en cause :

- Il n'est pas indispensable de remplacer tous les réacteurs nucléaires ; d'octobre 2016 à janvier 2017, [20 réacteurs étaient à l'arrêt sans qu'aucune coupure n'ait été observée](#). Le phénomène fut très problématique, mais il permet de penser que quelques réacteurs en moins et non remplacés est supportable ;
- La consommation d'électricité est censée augmenter ; la transition énergétique consiste à remplacer les énergies fossiles par de l'électricité (par exemple, voitures électriques et pompes à chaleur électriques pour le chauffage).

Entre une offre d'électricité qui baisse et une demande qui augmente, le prix de l'électricité peut augmenter rapidement, voire dépasser les tarifs d'achat de l'électricité renouvelables. Les remboursements en CSPE à EDF en seraient alors significativement diminués. Si la sortie du nucléaire se fait en le remplaçant en grande partie mais pas en totalité par des ENR, le prix de marché peut augmenter suffisamment pour faire fondre les charges de CSPE comme neige au Soleil.

- L'indemnisation de 25 milliards aux actionnaires d'EDF

Ces indemnités diminuent si la sortie du nucléaire est moins

précipitée. S'engager à ne pas prolonger l'exploitation de toutes les centrales et acter qu'aucune nouvelle ne sera construite après l'EPR diminuerait donc significativement ces indemnités. L'état pourrait alors négocier la facture en acceptant des prolongations de 2 à 5 ans pour quelques centrales.

- L'impact d'un prix de marché plus élevé

Laisser le prix de l'électricité monter sur les marchés a de potentiels impacts négatif ; exportations d'électricité moins volumineuses, perte de compétitivité pour les entreprises et de pouvoir d'achat pour les ménages.

Néanmoins, les Tarifs Réglementés de Vente dont bénéficient encore les ménages sont fixés par les ministres, qui peuvent choisir de ne pas les augmenter. Le contexte désormais concurrentiel de la vente d'électricité peut aussi pousser les fournisseurs d'électricité à renoncer à une partie de leur marge plutôt que de répercuter en totalité la hausse de l'électricité sur leurs prix de vente.

Les entreprises comme les ménages peuvent aussi limiter le problème en installant eux-mêmes les ENR en remplacement du nucléaire. Un contexte de prix hauts de l'électricité et de promotion accélérée des ENR est une incitation claire à produire et consommer son électricité soit même. Le soutien du solaire en toiture et la poursuite des appels d'offre en Autoconsommation peuvent donc permettre de limiter l'effet néfaste d'une hausse des prix.

Les travaux de l'Institut Montaigne montrent qu'en jouant prudemment sur une hausse des prix de l'électricité et sur ces autres aspects, un équilibre est à déterminer pour limiter le surcoût d'une sortie progressive du nucléaire.

En conclusion, l'institut Montaigne a pris en compte les remboursements en CSPE qui devront de tout manière être assurés, sortie du nucléaire ou non. Il a aussi effectué ses calculs sur une période de 18 ans alors que le candidat en propose 25. Ces aspects conduisent à une surestimation qui pourrait représenter au moins 40 milliards d'euros, sans oublier que le programme de prolongation des centrales est estimé à 100 milliards d'euros d'ici 2030.

Le travail de l'Institut Montaigne illustre néanmoins l'intérêt

pour l'Etat de renoncer à fermer des centrales de manière anticipée pour négocier le montant des indemnités versées à EDF, en acceptant des prolongations réduites sur certaines centrales. Cela permettrait aussi de diminuer les charges de CSPE en profitant mieux de la réduction des coûts des ENR. Une baisse qui pourrait être plus rapide que ce qu'anticipe l'Institut.

Il serait aussi intéressant de ne pas remplacer en totalité la production d'électricité nucléaire ; les remboursements en CSPE seraient nettement moins élevés avec moins de parcs ENR et un prix de marché de l'électricité plus haut. Un prix plus élevé aurait certes des impacts négatifs, mais un équilibre entre ces différents effets rétroactifs est sûrement à trouver pour réduire la dépense. Enfin, un montant hypothétique de 217 Mds € n'est en réalité pas impossible à assurer pour un pays comme la France, et doit être comparé au coût d'un possible accident nucléaire, qui serait probablement supérieur.

Par **Gabriel Brézet**

Gabriel Brézet est ingénieur de formation. Il a suivi un double cursus avec un mastère spécialisé en économie de l'énergie. Il travaille aujourd'hui dans le secteur des énergies renouvelables.

14/04/2017

EOLIEN

VERS LA CRÉATION D'UNE ÎLE ARTIFICIELLE EN MER DU NORD ?

Des gestionnaires de réseaux électriques européens ont signé le 23 mars à Bruxelles un accord pour un projet très ambitieux : la création d'une île artificielle en mer du Nord. Équipée d'un port, de pistes d'atterrissage et de toutes les infrastructures nécessaires, elle servirait de base logistique pour construire et entretenir des centaines d'éoliennes offshore alentours.

L'île de Dogger Bank

Cette idée a été lancée en 2016 par TenneT et Energinet, les gestionnaires de réseaux (GRT) hollandais, allemand et danois. Les deux compagnies avaient annoncé leur intention d'utiliser un banc de sable connu de mer du Nord, Dogger Bank, pour construire une île artificielle. Cette formation géologique particulière montre une profondeur d'eau limitée (entre 15 et 36 mètres), ce qui permettrait de faire surgir de l'eau une île d'environ 6,5 km². Une surface qui permettrait d'y installer toutes les installations nécessaires à une base logistique en pleine mer sur laquelle vivrait un contingent d'ingénieurs spécialisés dans l'éolien offshore. La construction d'une, voire plusieurs îles artificielles, nécessite des techniques de remblayage et de digues bien maîtrisées par les ingénieurs. Des pays comme les Pays-Bas et le Japon se sont fait une spécialité de ces techniques qui permettent de gagner du terrain sur la mer. Les monarchies du Golfe se sont elles-aussi intéressées ces dernières années à ces îles, tout comme la Chine mais pour des raisons éminemment plus géopolitiques.

Wind Hub

L'intérêt de cette île artificielle, dénommée North Sea Wind Hub, réside dans les importantes économies d'échelle qu'elle pourrait générer. En effet, la filière de l'éolien off-

shore se heurte encore à des coûts de construction et de maintenance élevés en raison des difficultés d'accès et des conditions météorologiques. Créer une base logistique en pleine mer devrait réduire un peu les coûts de construction et surtout de maintenance. « Construire une ou plusieurs îles artificielles au milieu de la mer du Nord ressemble à un projet de science-fiction, mais il pourrait être un moyen très efficace et abordable pour les pays de la mer du Nord de répondre à la demande future d'énergie renouvelable », déclare Torben Glar Nielsen, directeur technique d'Energinet.

Selon les porteurs du projet, le potentiel de l'éolien offshore dans cette zone serait compris entre 70 et 100 GW, soit un important vivier d'énergie. L'électricité produite serait alors évacuée vers les pays limitrophes : le Royaume-Uni, la Norvège, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Danemark et la Belgique grâce à de nouveaux câbles sous-marins qui viendraient s'ajouter aux existants, permettant d'augmenter les échanges sur les marchés électriques de ces pays.

Réalisable ?

Si le projet North Sea Wind Hub est très séduisant sur le papier, reste la question de sa réalisation. La technique n'est pas l'enjeu majeur de ce projet, même si des arbitrages techniques restent encore à faire pour répondre aux problématiques spécifiques liées à la réalisation d'un projet d'une telle envergure dans des conditions pour le moins difficiles. La question du coût reste l'enjeu majeur. Il a été estimé au bas mot à 1,2 milliards d'euros par le Copenhagen Post ce qui explique que les deux compagnies cherchent d'autres partenaires : « Cette coopération avec Energinet est une invitation aux GRT des pays de la mer du Nord ainsi qu'à d'autres entreprises d'infrastructures à rejoindre l'initiative. Le but ultime est de construire une solide coali-

tion d'entreprises qui rendra la transition énergétique européenne possible et abordable », indique Mel Kroon, pdg de TenneT.

Le projet North Sea Wind Hub n'est pas sans rappeler un autre projet d'envergure lancé en 2009 : [Desertec](#). Il s'agissait à l'époque d'utiliser le potentiel solaire d'Afrique du nord et du Moyen-Orient pour installer pas moins de 100 GW de panneaux photovoltaïques. L'électricité produite aurait été en grande partie renvoyée vers l'Europe à travers des câbles passant sous la Méditerranée. Mais les révolutions arabes sont passées par là et la détérioration rapide de la situation géopolitique dans cette région a mis à bas tout espoir de voir ce projet se réaliser à court ou moyen terme. Fort heureusement, la situation politique en mer du Nord est loin d'être aussi tumultueuse laissant présager une autre issue. Encore faut-il que TenneT et Energinet parviennent à fédérer autour d'eux les volontés, les moyens financiers et humains des autres GRT. C'est la condition sine qua non à la réalisation de cet ambitieux projet.

<http://www.youtube.com/watch?v=NI0sbiCNXtA&feature=youtu.be>

Romain Chicheportiche

24/03/2017

L'ANSES JUGE LES INFRASONS ÉMIS PAR LES ÉOLIENNES !

L'Anses vient de publier son avis sur les effets sanitaires des sons basses fréquences (20 Hz à 200 Hz) et des infrasons (inférieurs à 20 Hz) émis par les parcs éoliens. L'agence conclut à l'absence d'effets notables.

« La campagne de mesure réalisée par l'Anses ne montre aucun dépassement des seuils d'audibilité dans les domaines des infrasons et basses fréquences sonores (< 50 Hz) », affirme l'agence. Autrement dit, dans les habitations situées à 500 mètres minimum des **éoliennes**, conformément à la réglementation, les riverains ne peuvent pas entendre d'infrasons. Le bruit qui peut entraîner une gêne est audible, à des fréquences supérieures à 50 Hz.

Ce bruit est-il dangereux pour la santé des riverains ? L'Anses a relevé des situations de réel mal-être chez certains riverains de parcs éoliens qui les attribuent aux infrasons. Mais ce lien n'est pas évident. Cet effet sur la santé ne peut pas être isolé du bruit audible, des lumières clignotantes, des vibrations, de l'effet visuel ou du champ électromagnétique.

Quels effets constatés chez les riverains ?

Les données expérimentales et épidémiologiques portant sur les effets potentiels sur la santé des éoliennes sont très faibles. L'agence relève seulement « *la gêne liée au bruit audible et un effet nocebo* ». Cet effet, opposé à l'effet placebo, engendre des effets et ressentis négatifs chez les riverains « pensant être exposés à des infrasons inaudibles alors qu'ils ne le sont pas forcément ». Cela peut expliquer l'existence de symptômes liés au stress chez ces communautés.

En revanche, des découvertes récentes chez l'animal montrent aussi l'existence d'effets biologiques induits par l'exposition à des niveaux élevés d'**infrasons**. Ces effets

n'ont pour l'heure pas été décrits chez l'homme, encore moins pour des expositions à de faibles niveaux.

Mieux informer et mieux contrôler

Pour l'agence, les résultats de cette expertise ne justifient ni de modifier les valeurs limites d'exposition au bruit existantes, ni d'étendre les fréquences sonores actuellement considérées dans la réglementation aux infrasons et basses fréquences sonores.

L'avis recommande néanmoins de renforcer l'information des riverains lors de l'implantation de parcs éoliens. Et de systématiser les contrôles des émissions sonores des éoliennes avant et après leur mise en service. Ou encore de mesurer en continu du bruit autour des **parcs éoliens**, comme c'est déjà le cas pour les aéroports. L'agence recommande aussi de poursuivre les recherches, notamment en étudiant la faisabilité d'une étude épidémiologique. Celle-ci viserait à observer l'état de santé des riverains de parcs éoliens et à identifier une signature objective d'un effet physiologique.

L'Agence rappelle par ailleurs que la réglementation actuelle prévoit que la distance d'une éolienne à la première habitation soit évaluée au cas par cas, en tenant compte des spécificités des parcs. Le minimum de 500 mètres peut être étendu suite à l'étude d'impact, afin de respecter les valeurs limites d'exposition au bruit.

Pour arriver à ces résultats, l'Agence a compilé les données issues de la littérature scientifique et a fait réaliser des campagnes de mesure sur trois parcs éoliens (la Motelle, Val de Noye et Énergie du Porcien). Entre 541 et 1.000 mesures de 10 minutes ont été exploitées pour chacun de ces parcs. Elles couvrent l'ensemble des classes de vent et 4 points de mesure simultanés : à proximité de l'éolienne, à la distance minimale d'éloignement réglementaire (500 m),

ainsi qu'en façade et à l'intérieur d'une habitation située la plus proche de la source.

Par Matthieu Combe, journaliste scientifique

03/04/2017

LES EUROPÉENS REPRENENT LA MAIN SUR LE MARCHÉ ÉOLIEN

Les constructeurs européens d'éoliennes ont bien tiré leur épingle du jeu en 2016. Vestas est redevenu le leader du marché au détriment du chinois Goldwind passé en 3ème position derrière General Electric. L'Asie reste le marché le plus attractif.

Vestas en tête

Vestas a installé en 2016 des [turbines éoliennes](#) dans 35 pays, cumulant pas moins de 8,7 GW, soit 16,5% du total mondial, selon les données compilées par Bloomberg. Un record qui permet au groupe danois de prendre la tête du classement des constructeurs devant General Electric, à qui il a ravi la 1ère place sur son marché domestique : les Etats-Unis. La compagnie américaine réalise néanmoins une bonne performance avec 6,5 GW, juste devant le chinois Goldwind (6,4 GW) qui perd sa place de leader conquise l'année dernière. Suivent plus loin l'Allemand Enercon et l'Espagnol Gamesa. Ce dernier a récemment fusionné avec Siemens (l'opération est dans sa dernière ligne droite) ce qui devrait permettre au duo Gamesa/Siemens de déranger le trio de tête à l'avenir.

L'offshore balbutiant

La filière de l'éolien en mer (offshore) ne représente que 832 MW sur les près de 53 000 MW éoliens installés en 2016. Mais le secteur a bénéficié d'un soutien des Pouvoirs Publics notamment en France avec l'organisation d'appel d'offres pour la construction de [parcs éoliens](#) en mer (Tréport, Fécamp, St Brieuc notamment). L'Allemagne ou le Royaume-Uni ont déjà des installations offshore en fonctionnement. Pour autant, Selon le classement BNEF, c'est le Chinois Sewind qui arriverait numéro un avec 489 MW installés. Des chiffres qui s'expliquent par le fait que les turbines fabriquées par la compagnie chinoise sont en

fait sous licence Siemens, le leader européen historique de l'[offshore](#). Sur les 489 MW, seuls 101 MW étant vraiment des machines de conception chinoise.

L'Asie portée par la Chine et l'Inde

Le dynamisme du marché asiatique de l'éolien est largement lié à deux pays : la Chine et l'Inde qui représentent à eux deux la moitié du marché mondial (49,3%). Selon le Global Wind Energy Council (GWEC), la Chine aurait à elle seule connectée 23 GW éoliens, un chiffre impressionnant bien qu'en-deçà du record absolu de 2015 (30 GW en une année). Le ralentissement du marché chinois est lié à une demande électrique moins forte qu'anticipée et une baisse des aides aux renouvelables.

A noter que les Etats-Unis sont le 2ème marché après la Chine en terme de capacités installées (8,2 GW), et que l'Europe affiche également un certain dynamisme : l'Allemagne bien sûr (5,4 GW) et la France (1,5 GW). Enfin, les pays d'Amérique Latine devraient également monter en puissance grâce aux grands appels d'offres renouvelables conclu en 2016 (Mexique, Chili, Argentine notamment) qui ont vu de nombreux projets éoliens attribués, avec une mise en service prévue avant 2020.

Romain Chicheportiche

01/03/2017

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

PHOTOVOLTAÏQUE : VERS L'ATTEINTE DES OBJECTIFS EN 2018 ?

Pour atteindre les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), la ministre de l'Environnement Ségolène Royal accélère les annonces de lauréats d'appels d'offres et en lance deux nouveaux.

Sur l'année 2016, 576 mégawatts (MW) de photovoltaïque ont été raccordés, contre 895 MW en 2015. Soit une baisse de 36% des nouvelles installations raccordées. Le parc solaire photovoltaïque atteint ainsi 6,67 gigawatts (GW). L'objectif de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) est d'avoir un parc de 10,2 GW fin 2018. Il faudra donc installer 3,33 GW d'ici là. Pour atteindre ce niveau, la croissance annuelle devrait frôler les 1,8 GW, soit trois fois plus qu'en 2016. Mais ce niveau est proche du record de 2011 où près de 1,7 GW avaient été installés. Les dernières annonces de Ségolène Royal tendent à rattraper le retard.

3 GW de grandes installations au sol

Le 9 mars, Ségolène Royal a annoncé les 79 lauréats de la première période de l'appel d'offres pour les [installations photovoltaïques](#) au sol pour 0,5 GW. Soit les centrales photovoltaïques et les ombrières de parking. « Le prix moyen pour les grandes centrales photovoltaïques au sol est de 62,5 €/MWh, ce qui traduit la baisse rapide des prix du photovoltaïque, annonce le Ministère dans l'environnement dans un communiqué. Plus de 60% d'entre eux se sont engagés à l'investissement participatif et bénéficieront d'une prime majorée de 3 €/Mwh.» Ces installations devraient produire 0,7 TWh d'électricité par an pour un investissement total de 460 millions d'euros.

Cet appel d'offre s'inscrit dans un dispositif lancé en août 2016 visant l'installation de 3 GW de nouvelles centrales solaires au sol de grande puissance. Il reste 5 périodes de candidature de 0,5 GW chacune, réparties jusqu'en 2019. La deuxième période est programmée pour mai 2017.

L'autoconsommation démarre !

Ségolène Royal a aussi désigné les 62 lauréats de la deuxième période de l'appel d'offres pour les installations photovoltaïques en autoconsommation. Ils représentent une puissance installée de 20 MW et bénéficieront d'une prime à un prix pondéré de 19.35 €/MWh. Le taux d'autoconsommation des lauréats de l'appel d'offres s'élève en moyenne à 97,6 %. « Plus des deux tiers des [modules photovoltaïques](#) choisis sont fabriqués en France », précise le Ministère de l'environnement. La production espérée de ces installations s'élèvera à 25 GWh par an pour un investissement de 27 millions d'euros.

Pour pérenniser ce modèle d'autoconsommation, Ségolène Royal en a profité pour annoncer le lancement d'un appel d'offres pluriannuel pour les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation. Le volume total s'élève à 450 MW, réparti en neuf tranches de candidatures de 50 MW. La première période de candidature se terminera au mois de septembre 2017. Cet appel d'offres est notamment ouvert aux consommateurs des secteurs industriels, tertiaires et agricoles, en particulier aux centres commerciaux.

Enfin, la ministre publie un nouvel appel d'offres de 210 MW pour soutenir des [installations solaires](#) innovantes, notamment la route solaire et l'agrivoltaïsme. Ces dernières installations permettent de coupler une production photovoltaïque secondaire à une production agricole principale. Cet appel d'offres est réparti en trois tranches de 70 MW. La première période de candidature se clôturera également en septembre prochain.

Le Syndicat des énergies renouvelables a tenu à saluer ces annonces ministérielles « en droite ligne avec la programmation pluriannuelle de l'énergie ».

Par Matthieu Combe, journaliste scientifique

20/03/2017

LA FRANCE, AU TOP DE LA STRATÉGIE BAS-CARBONE !

Pour le WWF, la stratégie bas-carbone de la France est la meilleure de l'Union européenne. Et l'ONG environnementale rappelle que seuls 11 pays membres s'étaient dotés en 2015 d'une stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour l'horizon 2050. Ces résultats sont issus du projet MaxiMiseR réalisé par le bureau des politiques européennes du WWF.

« Les stratégies qui ont été soumises sont de qualité très inégale », juge le WWF. La France arrive en haut du podium, grâce à une note de 78%. Devant le Royaume Uni (71%), la Finlande (68%), la Lituanie (58%) et les Pays-Bas (54%). Chypre se place en dernière position, avec une note de 25%. « La France arrive en tête du classement des pays de l'UE et de leurs stratégies bas carbone grâce à sa loi sur la [transition énergétique](#) et les dispositifs associés, estime Pascal Canfin directeur général du WWF France . Cela renforce l'idée que le prochain gouvernement doit appliquer cette loi et non la remettre en cause ».

Pour juger la stratégie bas carbone des pays d'ici 2050, le WWF a pris en compte l'objectif de [réduction des émissions de gaz à effet de serre](#), le caractère réaliste, le niveau d'ambition des objectifs climat et énergie, la transparence des procédures, l'engagement politique, le suivi des progrès réalisés et le périmètre. Sur ces points, la France se démarque de ses voisins européens grâce à une stratégie claire, précise, intégrée, suivie, transparente et avec un large périmètre. L'ONG note toutefois deux points d'amélioration. D'une part, augmenter les objectifs climat et énergie, notamment l'objectif de réduction des émissions de 75% d'ici 2050. D'autre part, améliorer la transparence des [procédures](#).

Notons que l'Allemagne est classée neuvième, à 38%, malgré la mise en place de sa transition énergétique (Ener-

giewende). Le WWF ne prend en compte que les stratégies bas-carbone remises avant fin 2015. Entre temps, l'Allemagne, tout comme d'autres pays, a présenté une stratégie plus ambitieuse. L'organisation mettra à jour ce classement sur la base de ces nouvelles contributions qui devraient au moins être alignées sur les objectifs de l'Accord de Paris.

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

10/04/2017

QUELLE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA GUYANE ?

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de Guyane est publiée au Journal officiel. Elle vise à mettre le département français d'outre-mer sur la voie de la transition énergétique, notamment grâce aux énergies renouvelables et l'électrification des communes de l'intérieur.

Le [décret relatif à la PPE de la Guyane](#) a été publié au Journal officiel le 1er avril, alors que la collectivité connaît le plus grand mouvement social de son histoire. Et côté énergie, beaucoup reste à faire. La Guyane importe environ 80% des ressources énergétiques qu'elle consomme. Et les transports représentent 56% de l'énergie finale qui y est consommée. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe des objectifs propres aux territoires d'outre-mer : 50% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020 et autonomie énergétique pour 2030.

Pour atteindre ces objectifs, la PPE fixe les orientations stratégiques sur deux périodes (2017-2018 et 2019-2023). Pour la première période, la PPE se consacre avant tout à l'évolution du système électrique. L'enjeu est important : environ 48% des logements ne sont pas électrifiés dans les communes de l'intérieur !

Quelle organisation du réseau électrique ?

Le [réseau électrique](#) guyanais est constitué d'un réseau de transport organisé le long du littoral, depuis Saint-Laurent-du-Maroni, jusqu'à Cayenne. Il est complété de systèmes indépendants les uns des autres pour les communes de l'intérieur et les écarts. Ces systèmes isolés sont constitués d'une ou plusieurs unités de production dont la puissance maximale n'excède pas 2 mégawatts (MW). Le réseau du littoral n'est pas connecté aux réseaux des pays voisins.

Plusieurs actions expérimentales sont prévues par la PPE

pour électrifier le territoire. Il s'agira notamment d'évaluer l'intérêt de l'autoconsommation ou du stockage. Des appels d'offres seront lancés pour encourager le développement de solutions locales d'électrification à partir d'énergies renouvelables à Maripasoula, Grand Santi, Régina et Papaïchton. Des études technico-économiques sont aussi prévues sur de possibles interconnexions, l'extension du réseau électrique littoral à l'est, le doublement de la ligne électrique vers Saint Laurent du Maroni...

La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité atteignait déjà 64% en 2014. L'essentiel de cette production renouvelable provient du barrage de Petit-Saut (113 MW). Le reste de l'électricité est essentiellement produit par des [centrales thermiques](#) diesel. L'objectif est de dépasser les 85% d'[électricité d'origine renouvelable](#) d'ici 2023.

Quelle évolution du mix électrique d'ici 2023 ?

Sur une zone non interconnectée, coupler les énergies renouvelables intermittentes à des moyens de production de pointe et des moyens de stockage est capital. Et un mix renouvelable diversifié est essentiel. En 2014, le mix électrique du réseau littoral avait une puissance nominale 301 MW. Sa production était de 863 gigawattheures (GWh), avec 57% d'hydraulique, 6% de solaire, 1% de biomasse et 36% de thermique. Pour les communes de l'intérieur non raccordées au réseau, la production était de 17 GWh.

La diversification du mix électrique passera par l'installation d'énergies renouvelables sur le réseau électrique du littoral. 40 MW de biomasse locale, 16,5 MW de petite hydraulique, 20 MW d'éolien avec stockage et 8 MW de déchets. Côté photovoltaïque, il y aura 25 MW avec stockage et 26 MW sans stockage, comprenant l'autoconsommation. Dans

l'Ouest de la région française, 20 MW supplémentaires de puissance garantie seront installés, «privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelable», sans plus de détails. Ajoutés aux 20 MW déjà installés à Saint-Laurent-du-Maroni, cela portera la capacité de production électrique à l'Ouest à 40 MW.

La plus grosse centrale thermique au diesel et les deux turbines à combustion de Dégrad-des-Cannes devrait être remplacée d'ici fin 2023 par une nouvelle centrale thermique de 120 MW (dont 40 MW réservés à la production de pointe). Elle pourra fonctionner aussi bien au fioul léger qu'au gaz naturel. Elle sera associée à une centrale photovoltaïque de 10 MW sans stockage et complétée de 20 MW de moyens de production à partir de sources renouvelables à puissance garantie. Une étude doit être menée pour évaluer l'intérêt d'un plan d'approvisionnement en gaz du territoire d'ici 2023.

L'efficacité énergétique dévoile aussi tout son intérêt dans cette situation. Les objectifs sont de réduire la consommation d'énergie de 151 GWh en 2023. Pour cela, des efforts sont notamment à faire sur l'eau chaude solaire. Des objectifs dans le résidentiel, le secteur tertiaire et industriel éviteront 36 GWh de production électrique.

Le secteur des transports sera plus développé lors de la révision de la PPE prévue en 2018. Sur la mobilité, la PPE prévoit pour le moment simplement la mise en place d'un projet de transport en commun en site propre. Et l'installation de 5 bornes de recharge pour les véhicules électriques en 2018. Un objectif qui sera accompagné d'un schéma régional des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques cette même année.

Par **Matthieu Combe**, journaliste scientifique

06/04/2017

VÉHICULES ÉLECTRIQUES

TESLA VA DÉVOILER UN CAMION ÉLECTRIQUE EN SEPTEMBRE

Le constructeur de véhicules électriques américain Tesla va dévoiler un camion en septembre, a annoncé son fondateur Elon Musk dans un tweet jeudi.

"La présentation du semi-remorque de Tesla aura lieu en septembre. L'équipe a fait un travail impressionnant. C'est vraiment du niveau supérieur", a affirmé M. Musk.

Il avait déjà annoncé en juillet dernier que Tesla ambitionnait de fabriquer un camion de transport de fret et un véhicule pour remplacer les bus urbains.

"En plus des véhicules privés, il y a deux autres sortes de véhicules électriques nécessaires : des gros camions et du transport urbain à forte densité de passagers. Les deux sont dans les premiers stades de développement chez Tesla et devraient être prêts à être dévoilés l'année prochaine", avait écrit notamment Elon Musk dans un message publié sur le site internet de Tesla.

Elon Musk a aussi indiqué jeudi que Tesla présenterait une camionnette à plateau (pickup truck), un véhicule très populaire aux Etats-Unis, dans les 18 à 24 prochains mois.

Tesla a dépassé ces derniers jours les deux premiers constructeurs automobiles américains, General Motors et Ford, en termes de capitalisation boursière. Son action progressait de 2,81% à 305,17 dollars, soit une capitalisation boursière (le nombre de titres en circulation multiplié par le cours de l'action) de près de 50 milliards de dollars.

Il ne construit actuellement que deux modèles de voitures particulières haut de gamme (le Model S et le Model X) pour une production annuelle de l'ordre de 80.000 véhicules. Il doit également dévoiler cet été, en juillet, a précisé Elon Musk jeudi, le "Model 3", une voiture de milieu de gamme pour lequel il a déjà reçu près de 400.000 pré-commandes.

Sans dévoiler de date ou de calendrier pour sa production,

M. Musk a également fait allusion jeudi au prochain coupé-sport de Tesla, indiquant qu'il s'agirait d'un modèle décapotable.

C'est avec un modèle de ce type, le "Roadster", que Tesla était entré sur le marché automobile en 2008. Rendu populaire par des stars du cinéma comme Leonardo di Caprio, il s'était vendu à quelque 2.500 exemplaires avant que sa production ne s'arrête en 2012. Le Roadster s'était illustré comme le premier véhicule électrique capable de parcourir plus de 300 kilomètres sans être rechargé.

jld/lo/elc

« Tous droits de reproduction et de représentation réservés. © 2017 Agence France-Presse. »

14/04/2017

DAIMLER (MERCEDÉS-BENZ) MET "LE FOCUS SUR LES VOITURES ÉLECTRIQUES À BATTERIE" MAIS N'ABANDONNE PAS (ENCORE) LA PILE À COMBUSTIBLE

La croisée des chemins. L'approche 100% batterie prônée par l'impétueux PDG de Tesla a généré un séisme dans l'ensemble de l'industrie automobile. Même les constructeurs qui avaient dans le passé lourdement parié sur la voiture à hydrogène sont aujourd'hui contraints de s'adapter.

Pour Håkan Samuelsson, le PDG du groupe suédois Volvo, la stratégie est limpide : «*Bien sûr nous ne devrions jamais dire jamais, mais il est important pour nous d'être clairs. L'herbe est toujours plus verte de l'autre côté et il y a toujours quelque chose de nouveau, mais l'électrification avec les batteries est ce en quoi nous croyons*» a déclaré ce dirigeant dans le cadre d'une interview pour le média [WardAuto](#) le 20 mars 2017. «*Avec l'hydrogène vous auriez besoin, une nouvelle fois, d'une nouvelle infrastructure, donc je pense qu'il y a une limite aux efforts d'investissement que les gens peuvent consacrer. Nous pensons que nous devons nous focaliser sur une seule technologie énergétique principale, et nous pensons que c'est l'électrification car elle est plus flexible.*» Avec modestie ce dirigeant conclue : «*Bien sûr, nous pouvons nous tromper*».

Un projet de gigafactory de batteries mené par des anciens dirigeants de Tesla et nommé [NorthVolt](#) est en cours en Suède, ceci avec le soutien de l'ADEME suédoise et de l'énergéticien suédois Vattenfall. L'énergéticien Fortum, basé en Finlande, met de son côté en place une autoroute de superchargeurs hyper-rapides nouvelle génération entre Oslo, Stockholm et Helsinki.

Le PDG de Tesla, le multi-entrepreneur à succès Elon Musk, dit exactement la même chose que le PDG de Volvo, mais dans une communication plus directe et vraiment percutante. Pour lui, sur la base d'une analyse très rationnelle de l'efficacité énergétique, vouloir commercialiser la voiture à hydrogène est «*mind-bogglingly stupid*» (d'une stupidité époustouflante), «*incredibly Dumb*» (incroyablement débile), et pour celles et ceux qui n'auraient pas encore compris et pour résumer en un seul mot, «*bullshit*» (foutaise). Elon Musk n'est pas un ignorant dans le domaine de l'Hydrogène : il est aussi le PDG de SpaceX.

Pour Daimler, dont Mercedes-Benz est une filiale, la communication est en revanche plus complexe, car le groupe a beaucoup investi dans la R&D sur la [pile à combustible](#) ces dernières années. Dans un article publié sur le site spécialisé [Smart2Zero](#) le journaliste Christoph Hamerschmidt fait écho de propos tenus le 27 mars 2017 par le PDG de Daimler :

«Lors d'un congrès automobile à Stuttgart le PDG de Daimler Dieter Zetsche a dit que la pile à combustible ne joue plus un rôle central pour l'entreprise. Bien que Daimler soit toujours en possession d'une technologie de pile à combustible haut de gamme, l'avantage de cette technologie sur l'approche reposant sur les batteries se réduit a déclaré Zetsche. Au départ, les véhicules équipés de pile à combustible offraient une bien meilleure autonomie (range) et un meilleur temps de recharge comparativement aux batteries. Cependant les technologies ultra-modernes de

batterie ont conduit à la fonte de cet avantage, en particulier si le coût est pris en compte. «Le coût des batteries s'effondre rapidement tandis que que la [production d'hydrogène](#) demeure très coûteuse» a déclaré Zetsche».

L'Hydro gène ? Revue de presse

Cet article de Smart2.0 a eu un important écho dans les médias internationaux qui ont tous bien compris le message essentiel : Daimler met à présent le focus sur les batteries. Ce choix technologique de Daimler est hautement stratégique et très révélateur sur la révolution en cours dans l'ensemble de l'industrie automobile.

Pour [CleanTechnica](#), premier média mondial dans le domaine des CleanTechs (repris par [Gas2](#)), «Mercedes laisse tomber les piles idiotes»(Fool cell, jeu de mot popularisé par Elon Musk avec Fuel cell, pile à combustible). «Peu de temps après avoir rejoint Toyota et BMW dans une campagne à 10 milliards de dollars pour développer la technologie des piles à combustible (le «Conseil de l'hydrogène» NDLR), Mercedes a renversé la vapeur (...) Il est difficile de dire ce qui a bien pu se passer pour qu'il (le PDG de Daimler NDLR) change son avis en seulement 6 semaines (...) Manifestement Dieter Zetsche est à présent d'accord avec le redoutable Mr. Musk. Mercedes a annoncé cette semaine investir 10 milliards de dollars pour produire 10 nouveaux modèles de voitures électriques à horizon 2022». Soit 3 ans d'avance avec ce qui avait été annoncé peu de temps avant.

Pour [Fortune](#) «Daimler fait marche arrière sur son programme de voitures équipées de pile à combustible» et pour [CNET](#) «Daimler se découple consciencieusement de l'Hydrogène. Il ne s'agit peut-être pas d'une rupture totale, mais l'hydrogène n'occupe plus une place centrale». Selon [HydrogenFuelNews](#) «l'intérêt de Daimler's envers la pile à hydrogène est en déclin» et selon [TopAuto](#) «Daimler tourne la page de l'Hydrogène et bascule vers les voitures électriques». Ce que confirment [Autoblog](#), [The Manufacturer](#), [HybridCars](#), [TheLibertyEagle](#), [InAutoNews](#), [Motor1](#), [GoCar](#), [CarAdvice](#), [GreenCarReport](#) et [Movilidad Eléctrica](#).

Pour [The Drive](#) «Daimler pourrait réduire la voilure de ses plans sur la voiture équipée de pile à combustible (...) La décision de Daimler de réduire l'échelle de son plan sur la voiture à hydrogène fait suite à l'annonce de Toyota relative au lancement d'un projet de construction d'une voiture électrique à batterie parallèlement à la Mirai, voiture à hydrogène. Toyota était l'un des moteurs de la promotion des piles à combustible, et auparavant considérait que les batteries étaient inexploitable». C'est effectivement ce virage majeur de Toyota qui semble avoir conduit Daimler à revoir sa stratégie. Pour le média allemand [Die Presse](#) ces turbulences pourraient conduire à la remise en cause de l'alliance formée en 2013 entre Daimler, Renault et Ford sur la pile à combustible.

Selon le média d'ingénierie norvégien de référence [Teknisk Ukeblad](#) «Daimler a mis au rebut la quasi-totalité de son programme hydrogène». La Norvège est la championne du monde de la voiture électrique à batterie. Le magazine d'ingénierie danois [Ingeniøren](#) a publié un article au titre identique. En France le site spécialisé [Automobile Propre](#) a titré «Hydrogène : Daimler lève le pied» et [AutoJournal](#) (repris par [AutoMotorBuzz](#)), «Daimler dit au revoir à la pile à combustible. (...) Daimler aurait quasiment arrêté le développement de ses voitures à pile à combustible hydrogène. Seuls certains projets seraient conservés comme le Mercedes GLC F-Cell Plug-In, qui est d'ailleurs attendu dès cette année. Cependant, le groupe allemand ne proposera qu'une production limitée et réservée à des flottes d'entreprises.»

Non, ce n'est pas une "fake news" : Daimler met bel et bien le focus sur les batteries

Sur [HydrogenToday](#), site de promotion de la filière Hydrogène, un journaliste engagé affiche son scepticisme : «Mercedes qui renonce à l'hydrogène : fake news ? (...) C'est d'autant plus surprenant qu'il n'a en fait jamais dit ça (...) L'auteur de l'article, qui est le rédacteur en chef, Christoph Hammerschmidt, a pu mal interpréter les propos de M. Zetsche (...) A l'heure des réseaux sociaux et des sites qui propagent des informations erronées, il faut faire attention. C'est à ce genre de détail que l'on mesure

l'intérêt de privilégier les sites animés par des journalistes professionnels, plutôt que des sites alternatifs». Smart2.0 est un média d'[European Business Press](#) qui diffuse **44 publications dans 24 pays**, dont Les Echos, L'Expansion et Capital en France, ainsi qu'Euractiv et The Wall Street Journal Europe.

Contacté par [Techniques-ingénieur.fr](#) le service communication de Daimler estime que le titre de l'article Smart2.0 est exagéré et peut éventuellement induire en erreur ("misleading") les personnes peu attentives qui se limitent à lire ce titre. Mais Daimler estime que le contenu de l'article est en revanche correct : si le groupe n'abandonne pas son programme de R&D sur la voiture à hydrogène, le PDG a en revanche bel et bien tenu les propos rapportés, il a bien dit cela.

Christoph Hammerschmidt a titré : *«Daimler dit adieu à la technologie Hydrogène»*, tout en précisant dans son chapeau introductif : *«Après une longue phase de course en zig-zag le constructeur automobile Daimler a décidé de ne pas continuer le développement des voitures équipées de piles à combustible, au moins pas avec une haute priorité (...) Le bon chemin est à présent le développement des voitures électriques à batterie»*. Si le titre est effectivement incomplet, un brin provocateur et à fort potentiel de buzz (cela a bien fonctionné), le chapeau introductif est en revanche très clair, tout comme le reste de l'article.

En réponse à une demande de [Techniques-ingénieur.fr](#), Madeleine Herdlitschka, responsable de la communication globale de Mercedes-Benz relative à la R&D et à la mobilité durable, rappelle le contexte dans un mail qu'elle a envoyé au nom du groupe Daimler : *«Lors du dernier congrès auto motor und sport (27.03.2017) Dr. Zetsche a fait quelques déclarations concernant le status quo de nos activités sur la pile à hydrogène, ceci suite à une demande provenant de l'audience. Malheureusement il n'existe pas d'enregistrement ou de choses similaires, mais je résume l'essentiel des propos qui ont été tenus (j'étais sur place)»*.

Cette professionnelle de la communication est dans son rôle en corrigeant les titres de presse exagérés et en expli-

quant que Daimler, qui fait partie du Conseil de l'Hydrogène créé fin janvier 2017, n'a pas abandonné son programme de R&D sur l'Hydrogène : *«Le plus important d'abord : il n'y a pas de changement dans nos plans sur la technologie des piles à combustible. Cette technologie fait intégralement partie de notre stratégie à long terme sur les chaînes de propulsion. La présentation de notre véhicule de nouvelle génération, la Mercedes Benz GLC F-CELL, est planifiée pour cette année»*. Christoph Hammerschmidt fait précisément écho de ce nouveau modèle dans son article, modèle qui sera produit en petites quantités.

Madeleine Herdlitschka ajoute les bémols inévitables : *«Compte-tenu en particulier du faible nombre de stations de charge à hydrogène, mais aussi en raison des coûts encore relativement élevés, l'introduction dans le marché sera sélective.»* Autrement dit les ventes, à petite échelle, ne concerneront que des îlots, comme par exemple le Japon, certaines parties de la Californie et de l'Allemagne, ou encore Londres. Autrement dit Christoph Hammerschmidt a raison de souligner que Daimler renonce à un développement commercial massif de la voiture à hydrogène.

La représentante de Mercedes poursuit : *«Il n'y a aucun doute concernant le potentiel de la technologie de la pile à combustible et de l'hydrogène comme une solution de stockage énergétique à l'échelle du système énergétique dans son ensemble. Avec une part croissante des énergies renouvelables, l'Hydrogène jouera certainement un rôle à importance grandissante pour l'ensemble du système énergétique et par conséquent deviendra de plus en plus attractif pour le secteur de la mobilité»*. Ce joli enrobage, en recourant à des promesses pour le long-terme, est un grand classique chez ceux qui cherchent à verdir l'image de l'Hydrogène.

En réalité une analyse rigoureuse (comme [celle-ci](#) de la part d'un expert de l'Agence Internationale de l'Energie) permet de montrer que le Power-to-Gas à partir de surplus de production solaire et éolienne n'a aucune chance de devenir compétitif. L'Hydrogène demeurera donc d'origine fossile ([reformage du méthane](#)) et ne s'inscrira donc pas

dans une perspective de développement durable compte-tenu de la nature non infinie des ressources fossiles.

Madeleine Herdlitschka termine son message électronique par une information de haute importance stratégique : *«Cependant la batterie est actuellement meilleure que la pile à combustible en ce qui concerne un lancement commercial complet, pas seulement à cause de l'équation des coûts et de la construction de l'infrastructure. Mais aussi en termes de densité énergétique, la technologie batterie a réalisé de grands bonds en avant et a ainsi réduit l'avantage de la pile à combustible sur le plan de l'autonomie. Dans les années à venir notre focus sera sur les voitures électriques à batterie et l'expansion de notre plateforme EQ. En dépit de ce focus actuel nous continuons nos activités dans le domaine de la technologie des piles à combustible.»* Le contenu de l'article de Christoph Hammerschmidt est donc parfaitement exact. Voilà des propos pour le moins en contraste avec ceux de Pierre-Etienne Franc, directeur marchés et technologies avancés du groupe Air Liquide, qui a déclaré en septembre 2016 (Minute 9'25" de [cette vidéo](#)) : « Il y a des débats sur les technologies. Il y en a qui disent on pourra donner des Tesla à tout le monde et puis cela sera merveilleux. Je ne suis pas sûr que tout le monde sera capable de se payer des Tesla. Et puis faire des voitures à des prix compétitifs avec des batteries, il va y avoir un certain nombre d'endroits où cela va être plus difficile. Donc il faut porter le sujet en débat ». Le groupe Daimler affirme au contraire que les voitures à batterie sont davantage compétitives que les voitures à hydrogène, d'où le focus sur les premières.

Le PDG de BMW, Harald Krueger, a une analyse similaire : «Jusqu'en 2025, les coûts resteront trop élevés et l'infrastructure hydrogène trop rare pour permettre une large pénétration du marché ». BMW investira « lorsque les fondamentaux seront en place ». BMW, tout comme Daimler, fait partie du «Conseil de l'Hydrogène» lancé en janvier 2017 à Davos.

Le groupe Volkswagen, embourbé dans le scandale de la fraude sur les voitures diesel, vient de son côté de lancer un grand programme de voitures 100% électriques

baptisé «I.D.» Le géant allemand veut commercialiser **30 modèles** 100% électriques d'ici 2025 et **va mettre en place** un réseau de charge similaire à celui de Tesla.

Focus sur le focus...

Le rédacteur en chef de Smart2.0 a choisi de mettre le focus... précisément sur le focus stratégique que Daimler a choisi de mettre sur la voiture électrique à batterie. Ce qui relève du bon sens. Focaliser sur une technologie marginale, très inefficace et coûteuse serait comme mettre la charrue avant les boeufs.

Ce bousculement des plans initiaux de Daimler est très significatif : il illustre la panique des constructeurs traditionnels face à la puissance de la vague Tesla qui se prépare. Inquiétude bien entendu non avouable. Tencent, géant chinois de l'internet, **a rejoint** le capital de Tesla. Etape majeure de l'histoire automobile Tesla a dépassé il y a quelques jours Ford dans sa valorisation boursière et tutoie à présent celle du premier constructeur américain General Motors.

Tesla vaut à présent davantage que la somme ENGIE + EDF + AREVA. Cette valorisation est la marque de la confiance que portent les investisseurs envers la stratégie de Tesla qui est celle du 100% batterie. Ceux qui ont le regard tourné vers le passé et non pas vers le futur ont du mal à comprendre le phénomène.

C'est en réalité un véritable tsunami qui se prépare. Dans le segment haut de gamme Tesla, avec ses Modèles S et X, a devancé Mercedes et BMW au niveau des ventes en Amérique du nord. Avec l'arrivée de la Tesla Model 3, au prix deux fois moins élevé, ces groupes allemands ont beaucoup à perdre. La nouvelle stratégie à 10 milliards d'euros de Daimler de proposer une gamme de 10 voitures diversifiées (100% électriques à batterie) permettra d'affronter Tesla qui ne proposera que 4 modèles : S, 3, X et Y. Se disperser dans des méandres hydrogénés aussi douteux que coûteux pourrait à l'inverse être fatal. Daimler vient d'annoncer une alliance avec Bosh dans le domaine de la voiture autonome, manifestement là aussi dans la perspective de faire face au rouleau compresseur Tesla.

Stratégie Hydrogène : une motivation véritablement écologique ?

Selon le [Financial Times](#), si Toyota mise autant sur la pile à combustible, ce n'est pas vraiment pour contribuer à libérer le monde de sa dépendance envers les combustibles fossiles. Les stratèges du Ministère de l'économie japonais (METI), en accord avec Elon Musk, estiment que l'Hydrogène produit par électrolyse à partir de surplus d'électricité solaire ou éolienne n'est pas du tout viable et qu'il proviendra en réalité dans son énorme majorité d'hydrocarbures fossiles. Au Japon, l'hydrogène sera produit à partir de charbon australien. Le METI envisage de produire de l'hydrogène à partir de «vastes dépôts de charbon de basse qualité en Australie, avec séquestration du CO2 dans le sous-sol» révèle le [Financial Times](#). «Ils envisagent des navires-tankers chargés d'hydrogène et navigant depuis l'Australie, apportant le combustible tout comme maintenant, mais laissant le CO2 derrière».

Le journaliste Daniel Cooper ([Engadget](#)) a une analyse similaire : «L'industrie du pétrole et automobile veut utiliser l'hydrogène contre la voiture électrique à batterie (...) La raison pour laquelle ces entreprises s'unissent autour de l'hydrogène ce n'est pas de sauver la planète».

Selon le [Financial Times](#) «Toyota ne le dit pas trop fort mais la grande difficulté de construire des piles à combustibles explique en partie l'attirance du Japon concernant cette technologie. Le business de la voiture électrique ressemble à celui des téléphones portables : simple, modulaire, facile à assembler et vulnérable aux nouveaux entrants provenant de Chine et de la Silicon Valley.» Si l'industrie automobile suit le chemin de l'hydrogène, le Japon sera bien positionné. Mais dans le cas contraire Tokyo aura commis «une erreur majeure» estime un expert du METI.

Selon un rapport récent du cabinet [Lux Research](#) «l'Hydrogen economy évolue d'une façon isolée, spécifiquement japonaise, et manque de soutien de la part d'autres acteurs, ce qui met en question la viabilité du concept». Lux Research estime qu'il s'agit du "syndrome de Galapagos".

Il semble que les groupes automobiles allemands ont com-

pris ces dernières semaines que le Japon prend un bien trop grand risque : le bouclier hydrogéné est bien fragile dans la bataille face aux batteries qui sont de plus en plus redoutables. Au Japon un point de charge à hydrogène coûte 4,5 millions de dollars. Soit un ordre de grandeur de plus qu'un superchargeur Tesla. Travailler à 700 bars (une pression énorme) est un véritable défi.

Le magazine américain AutoWeek a publié [un édito](#) dont le titre s'inscrit dans un style à la Elon Musk : «It's time to bash hydrogen» (Il est temps de faire de l'Hydrogène-bashing), estimant que la voiture à hydrogène, du fait de son inefficience, est «kafkaïenne». «L'hydrogène c'est du grand n'importe quoi. Encore davantage que des foutaises (bunk), en fait» tonne sans ambages l'éditorialiste. Le média Transport Evolved a réalisé [une vidéo](#) véhiculant exactement le même message : vous voulez être écolo ? Mettez des panneaux solaires sur votre toit pour charger la batterie de votre véhicule électrique.

Dans un article intitulé «*L'Hydrogène refuse de mourir*» (puis «L'hydrogène n'est pas encore mort») la [MIT Technology Review](#) estime que «L'hydrogène a été un flop dans le marché grand public, mais il est encore porteur d'un petit espoir dans les domaines industriel et militaire (...) Les tentatives pour convaincre le public ont échoué. Si certains constructeurs continuent de faire pression, d'autres, de manière croissante, se dirigent vers d'autres pensées». Pour Rembrandt Koppelaar, expert énergie de l'Imperial College London contacté par [Techniques-ingénieur.fr](#) et qui a été dans le passé l'animateur de The Oil Drum, si l'hydrogène offre effectivement très peu d'intérêt pour les véhicules légers, «*le marché des camions, des bus et des avions reste potentiellement intéressant, pour les longues distances*». Mais les bus à hydrogène seront-ils vraiment compétitifs face aux bus électriques comme par exemple ceux du californien [Proterra](#) dont l'autonomie peut dépasser les 500 kilomètres ?

Même sur ce marché là, la bataille s'annonce rude pour les inconditionnels aficionados du gaz. L'étrange hype franco-nippon sur l'hydrogène, auquel l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) et le CEA

(Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives) contribuent, est en décalage avec les fondamentaux du monde physique et économique et prend de plus en plus la sonorité d'un chant du cygne face à la puissance des industries chinoises et californiennes.

Le concept de prolongateur d'autonomie embarqué devient obsolète

Le concept de prolongateur d'autonomie embarqué (moteur diesel ou pile à combustible, en plus d'une batterie de taille modeste) conduit à des coûts élevés. Il faut équiper chaque voiture avec ce «range extender». Le concept de prolongateur d'autonomie stationnaire (superchargeur permettant de capturer 300 kilomètres en 20 minutes), compte-tenu de sa nature mutualisée, partagée, est une option bien plus pertinente dans une perspective à la fois écologique et économique. Dans une logique d'économie des ressources il vaut mieux placer les générateurs diesels ou les piles à combustible au pied des superchargeurs, en version stationnaire.

Les trajets automobiles quotidiens font dans leur grande majorité moins de 300 kilomètres et il est possible de recharger à la maison ou sur le lieu de travail la batterie de la voiture : pas besoin de perdre son temps pour aller faire le plein. L'argument d'un plein d'hydrogène entre 3 et 5 minutes n'a donc aucun intérêt pour ce type d'usage très largement majoritaire. A fortiori s'il faut consommer 15 minutes pour aller à la station hydrogène et de nouveau 15 minutes pour la quitter.

Pour les (rares) trajets annuels supérieurs à 300 kilomètres la sécurité routière conseille fortement de faire une pause de 20 minutes toutes les deux heures. Le temps de prendre un café ou une tasse de thé...Mais pas avec l'eau sortant des pots d'échappement des voitures à hydrogène. Une autonomie de 300 kilomètres suffira par conséquent pour réaliser la totalité des trajets en voiture 100% électrique à batterie. Game over.

Selon la banque [Morgan Stanley](#) le marché de la batterie stationnaire (parrallèle à celui de la batterie embarquée) va croître bien davantage que ne le pensent de nombreux

acteurs, favorisant la baisse des coûts. «*Quelle est la nouvelle menace pour l'industrie pétrolière ?* » interroge le [New York Times](#). Réponse : «*la croissance globale des voitures électriques*». En février 2017 [The Guardian](#) a fait écho d'une étude de l'Imperial College London dont la conclusion est que «*les voitures électriques et le solaire bon marché pourraient stopper la croissance des combustibles fossiles dès 2020*».

Olivier Daniélo

10/04/2017

LE MONDE DES ÉNERGIES

ARABIE : EDF PARMIS 51 FIRMES CHOISIES POUR DEUX PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Des entreprises de France et du Japon figurent parmi 51 compagnies présélectionnées pour construire une centrale solaire et un parc éolien en Arabie saoudite, a annoncé lundi le ministère de l'Énergie à Ryad.

Toute l'énergie produite actuellement en Arabie saoudite provient du pétrole et du gaz, mais le royaume, premier exportateur mondial de brut, veut diversifier ses sources d'énergie.

L'Arabie saoudite projette, en application d'un plan de réformes économiques, de produire 9,5 gigawatt (GW) d'électricité à partir d'énergies renouvelables à l'horizon 2023.

Elle a invité des firmes locales et internationales à participer à un appel d'offres pour une centrale solaire de 300 mégawatt (MW) et un parc éolien de 400 MW.

Le ministère de l'Énergie a indiqué dans un communiqué avoir reçu 128 offres et en avoir sélectionné 27 pour la centrale solaire et 24 pour le parc éolien.

Parmi les offres retenues figurent celles d'EDF Energies Nouvelles (France) et des Japonais Marubeni Corp et Mitsui & Co.

D'autres firmes viennent du Canada ou de Corée du sud.

La réponse du marché a démontré "la confiance dans notre potentiel d'énergies renouvelables et notre climat d'investissement", s'est félicité le ministre de l'Énergie, de l'Industrie et des Ressources minières Khaled al-Faleh.

Les entreprises sélectionnées ont jusqu'à juillet pour présenter leurs propositions formelles, selon le ministère saoudien.

it/mh/ras/mer

« Tous droits de reproduction et de représentation réservés. © 2017 Agence France-Presse. »

11/04/2017

APRÈS DES MOIS, L'ARABIE SAOUDITE REPREND SES LIVRAISONS DE PÉTROLE À L'EGYPTE

L'Égypte est de nouveau approvisionnée en pétrole et en produits raffinés en provenance d'Arabie Saoudite, son principal fournisseur. Ce dernier avait suspendu depuis 5 mois le contrat qui liait les deux pays pour faire pression sur Le Caire concernant le dossier syrien.

Reprise du contrat

« Nous avons reçu vendredi et samedi les deux premières livraisons de pétrole après la reprise du contrat avec Aramco », a confirmé le 19 mars Hamdi Abdel Aziz à nos confrères de Jeune Afrique. « Nous recevrons deux livraisons supplémentaires les 26 et 27 mars », a-t-il ajouté. Les livraisons d'or noir étaient suspendues par la compagnie pétrolière saoudienne depuis octobre dernier. Or, cet accord est vital pour l'Égypte qui importe 40% de ses produits pétroliers en provenance d'Arabie Saoudite. Le contrat, signé en avril 2016, prévoit la livraison pour 5 ans de 700 000 tonnes de produits pétroliers par mois, pour une valeur de plus de 20 milliards de dollars. Pour faire face au risque de pénurie, le gouvernement avait organisé dès novembre des appels d'offres internationaux pour palier la défection saoudienne. L'Égypte n'avait guère besoin de ça, le pays vivant déjà une crise économique profonde en raison de nombreuses réformes structurelles imposées par le FMI. Pour y faire face, le gouvernement s'est résolu à dévaluer de 47,7% sa monnaie et a annoncé le passage à un régime de change flottant pour tenter de juguler sa crise monétaire.

Enjeux géopolitiques

La suspension des livraisons de pétrole au régime du Caire n'est sans doute pas sans rapport avec les divergences géopolitiques entre l'Arabie Saoudite et l'Égypte,

notamment sur le dossier syrien. Ryad voit le départ de Bachar-Al-Assad comme un prérequis indispensable vers la résolution du conflit, tandis que Le Caire a voté en faveur la résolution de la Russie, fervent protecteur du dirigeant syrien, à l'ONU en octobre 2016. Une provocation pour l'Arabie Saoudite qui a soutenu politiquement et financièrement le nouveau président égyptien Abdel Fattah al-Sissi lorsqu'il avait destitué de force l'islamiste Mohamed Morsi en 2013.

Le fait que les deux alliés traditionnels de la région n'aient pas la même analyse du conflit syrien ne présage en rien une résolution rapide de cette guerre civile qui entre maintenant de sa 7ème année... Pour y mettre fin, le Secrétaire général de l'ONU, António Guterres, a appelé une nouvelle fois « tous ceux qui ont de l'influence sur les parties à s'efforcer de surmonter leurs divergences et travailler ensemble pour mettre fin au conflit ».

Romain Chicheportiche

22/03/2017

LE KENYA ABRITE LE PLUS GRAND PARC ÉOLIEN D'AFRIQUE

Le leader mondial de l'industrie éolienne, Vestas, vient de terminer la construction du plus grand parc éolien d'Afrique, au Kenya. Situé sur le Lac Turkana à 550 kilomètres de la capitale Nairobi, il aura une capacité de 310 MW, de quoi fournir de l'électricité à 1 million de foyers.

Google dans le coup

L'annonce de Vestas intervient en avance sur le planning et ce, alors que la compagnie a perdu 5 semaines en raison, cela ne s'invente pas, de vents trop forts. Dans la zone du Great Rift Valley, les courants d'air rapides venus de l'océan Indien s'engouffrent dans un corridor où la compagnie danoise a installé ses turbines de type 850kW V52. Le projet « Lac Turkana a été un grand défi en raison de tous les facteurs supplémentaires liés à un projet de cette taille et à cet emplacement, et je suis donc extrêmement fier que nous ayons installé les 365 turbines en moins d'un an », a déclaré Pierre Pretorius, directeur de projet de Vestas, à nos confrères de Recharge. Le parc éolien devrait être connecté au réseau en juin grâce à une ligne haute tension de 400 kV qui courra sur 438 kilomètres.

La turbine V52 (rotor d'un diamètre de 52m, pour des vitesses comprises entre 3 et 25 m/s) appartient aux modèles de l'ancienne génération remis à jour par le constructeur grâce à l'ajout de nouvelles technologies telles que les [pâles](#) pivotantes à haute-efficacité (effort sur l'aérodynamisme et surtout les matériaux composites), les systèmes de ventilation, et un générateur qui s'adapte plus rapidement au rotor. Ce projet d'un coût de 700 millions de dollars a été financé presque intégralement grâce à la Banque africaine de développement. A noter que fin 2015, Google a pris une participation de 12,5% dans le projet pour 40 millions de dollars post-mise en route.

Le Kenya sur la bonne voie

Parler d'énergie en Afrique, c'est d'abord rappeler un fait : deux tiers des Africains n'ont pas accès à l'électricité. C'est un chiffre qui tend lentement à s'élever en raison dans le même temps de l'augmentation rapide de la population et qui impose à court terme d'autres priorités que le mix électrique. De fait, une part du projet Lac Turkana prévoit d'utiliser l'électricité générée pour [alimenter hors-réseau](#) les communautés alentours. L'électrification est un sujet majeur de l'Afrique et les énergies renouvelables, de par leur caractère décentralisé, est une des solutions pour fournir à des populations isolées ce bien de première nécessité. La Banque mondiale estimait en 2016 que le Kenya faisait partie des pays qui avaient adoptées des mesures favorables à l'électrification et aux [énergies renouvelables](#). Mais comme souvent, les financements font défaut. L'initiative africaine pour les énergies vertes (AREI), dont Jean-Louis Borloo a participé à la création (il s'en est retiré depuis), estimait que les besoins de l'Afrique s'élevaient environ à 4 milliards d'euros par an pendant une quinzaine d'années, soit 60 Mds €.

Romain Chicheportiche

09/03/2017

L'INDUSTRIE ÉNERGÉTIQUE FACE AUX CYBERATTAQUES

Le secteur énergétique intègre de plus en plus de nouvelles technologies de communication et d'information (TIC) afin d'optimiser ses processus de production et de transport. Cette digitalisation s'accompagne d'un risque accru de cybercriminalité, favorisée par l'augmentation exponentielle d'interconnexions entre les réseaux qui sont autant de portes d'entrées pour des incursions malveillantes. Les exemples passés ont incité l'industrie de l'énergie à prendre au sérieux ces menaces.

Les infrastructures énergétiques sont des investissements très capitalistiques dont l'amortissement s'étale dans le temps. Le parc nucléaire français a ainsi été prévu techniquement et économiquement pour fonctionner 40 ans. C'est pourquoi de nombreuses installations sont anciennes et peu digitalisées à l'instar du parc français qui fonctionne encore beaucoup à l'analogique. Ce « retard technologique » a ironiquement permis à l'industrie énergétique d'être relativement épargnée par les **cyberattaques** jusqu'au début des années 2000. Le secteur de l'énergie est depuis l'un de ceux qui a massifié l'utilisation de **capteurs** qui relèvent et envoient en permanence des millions d'informations. Dans l'industrie pétrolière par exemple, une foule de données est traitée pour rendre compte de la pression, température, viscosité... afin de générer des gains d'efficacité tant dans la production que dans le transport par oléoducs ou gazoducs.

La libéralisation du marché de l'énergie, particulièrement en Europe avec la création d'une bourse commune de l'électricité, a également joué un rôle dans la digitalisation du secteur puisque tous les échanges sont assurés par les TIC. Enfin, les compteurs communicants en cours d'installation en France (Enedis en déploiera 35 millions

d'ici 2021), qui représentent la première brique du futur réseau électrique intelligent, permettront au gestionnaire de réseau d'avoir un suivi bien plus précis et en temps réel de ses clients grâce à l'envoi des données de consommation. La protection de ces données sensibles, tant pour le consommateur que l'opérateur, fait l'objet d'une attention particulière d'Enedis. En effet, « lors de la conférence Black Hat Europe 2014, deux professionnels de la sécurité informatique ont démontré qu'il était possible de pirater certains compteurs espagnols dont les communications entrantes et sortantes étaient chiffrées », explique Gabrielle Desarnaud, chercheuse à l'Ifri et auteur du rapport « Cyberattaques et sécurité énergétiques ».

Enjeu majeur

Le piratage des réseaux électriques par l'envoi de fausses données à l'opérateur représente un risque majeur car il pourrait causer des black-out électriques dont les conséquences sont imprédictibles. Il en va de même pour les exploitants de sites nucléaires considérés comme des opérateurs d'importance vitale (OIV), c'est-à-dire dont la défaillance aurait un impact décisif sur le mode de vie de la population. L'intérêt pour le risque nucléaire a été ravivé en 2010 après la découverte d'un virus extrêmement élaboré, Stuxnet, visant les installations d'enrichissement d'uranium de Natanz, en Iran. Il permettait de modifier la vitesse de rotation des centrifugeuses, ce qui empêchait de poursuivre l'enrichissement de la matière et endommageait les équipements. Pour ne pas être repéré, il envoyait en boucle à l'interface de contrôle les informations d'opérations normales. Près d'un millier de centrifugeuses auraient été détruites à cause de Stuxnet. Ce virus aurait été introduit, le conditionnel est ici de rigueur, par le biais d'une clé USB infectée. Le fait que le programme ne puisse s'activer que dans une certaine configuration (nombre et disposition exacts des centrifugeuses) laisse penser que l'opération a

nécessité d'importants moyens. A l'époque, l'attaque a été attribuée au gouvernement israélien et/ou américain pour ralentir le programme nucléaire iranien, alors la pomme de discorde de la communauté internationale. Mais aucune preuve n'a été trouvée.

Les cyberattaques ne sont pas forcément le fait d'États ou de groupes à des fins géopolitiques. L'espionnage industriel ou l'extorsion de fonds sont également des motivations d'assaillants. En 2011, Areva a admis avoir été victime d'un piratage de grande ampleur qui a duré deux ans, mais qui n'aurait pas concerné de données sensibles. La même année, les virus Night Dragon et Duqu ont également espionné des entreprises du secteur, notamment pétrolier. Néanmoins, les hackers connaissent mal les systèmes de l'industrie de l'énergie et ont besoin de compétences précises dans l'informatique mais aussi dans l'automatique. Les logiciels de rançon « classiques », c'est-à-dire qui ne vise pas les installations critiques, sont tout aussi efficaces dans l'extorsion de fonds et nécessitent moins de travail.

Des réponses techniques et réglementaires

Pour faire face au risque de cyberattaque, le secteur énergétique privilégie « la défense en profondeur », qui consiste à superposer plusieurs strates de sécurité pour palier la défaillance de l'une ou plusieurs d'entre elles. L'organisation est primordiale pour assurer la sûreté des sites et en premier lieu séparer les réseaux de gestion et opérationnels. Le personnel doit quant à lui être formé pour éviter des erreurs humaines telles qu'introduire des objets connectés non-validés auparavant par l'entreprise. Le meilleur moyen de se prémunir d'une attaque extérieure est donc d'isoler son réseau. En janvier 2003, la centrale nucléaire de David-Besse en Ohio, États-Unis, a été infecté par un ver informatique : Slammer. Il s'agit d'un code très simple qui génère des adresses IP pour leur envoyer des répliques de soi-même. Heureusement, la centrale était déjà arrêtée. A noter que le virus n'était pas destiné spécialement à la centrale nucléaire, mais celle-ci a été infectée au travers d'une connexion non-sécurisée vers une entreprise tierce. Ce qui n'est pas le cas en France précise Gabrielle Desarnaud : « les seules informations sortant du réacteur d'une cen-

trale nucléaire à destination d'un acteurs tiers concernent les données de tension et de puissance, échangées toutes les cinq secondes avec le réseau de transmission d'électricité, afin d'ajuster la production en fonction de la demande. Aucune autre communication extérieur n'est admise par le réseau de la centrale ».

Volet réglementation, la France a créé en 2009 l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSI) pour lutter contre le risque cyber. En 2016, la France est le premier pays à publier des arrêtés pour les opérateurs importance vitale du secteur énergétique comprenant une liste de mesure à mettre en place. Au niveau de l'Union européenne, la Commission indique avoir introduit la problématique cyber dans son paquet Energie annoncé en 2016.

Romain Chicheportiche

21/03/2017