

Europe : investissement en hausse dans l'éolien

Toutes opérations comprises, 51,2 milliards d'euros ont été investis dans la filière éolienne (terrestre et en mer) en Europe en 2017, un montant en hausse de 9 % par rapport à 2016, indique un rapport de l'association européenne de l'éolien WindEurope publié mardi 17 avril. « L'énergie éolienne a représenté la moitié de tous les investissements dans le secteur de l'électricité en 2017 », a souligné Pierre Tardieu, directeur des politiques de WindEurope, dans un communiqué. Le développement de nouveaux parcs a représenté 22,3 mds€ (14,8 mds€ pour l'éolien terrestre, + 60 % ; et 7,5 mds€ pour l'éolien offshore ; - 59 %). Ce montant total ressort en baisse de 19 % par rapport à 2016, mais pour un volume cumulé (record) de 11,5 GW, supérieur aux 10,3 GW de 2016. Ces éléments reflètent « la baisse des coûts de l'énergie éolienne » et aussi « un développement moins marqué dans l'éolien offshore », a souligné l'association. Faits notables en 2017, les projets d'acquisition d'actifs ont doublé, à 9 mds€ contre 4,3 mds€ en 2016, ainsi que le montant des acquisitions d'entreprises qui est passé de 2,5 mds€ en 2016 à 5,3 mds€ en 2017. Le rapport fait également observer que les flux d'investissements en 2017 ont été moins concentrés géographiquement qu'en 2016, avec 20 pays qui ont annoncé des décisions finales d'investissement (FID) contre 16 en 2016. Mais avec toujours une prédominance de l'Allemagne et du Royaume-Uni qui ont représenté la moitié des nouvelles FID. Les investissements en Europe du Sud et de l'Est (ESE) restent faibles. « Avec un total de 3,5 mds€, cette région n'a représenté que 16 % du total des nouveaux actifs financés en Europe », souligne WindEurope. Les projets en attente de FID représentent un investissement de 23 mds€.

WindEurope note également des changements en matière de financement liés à la multiplication des appels d'offres et l'instauration du complément de rémunération. Mais aussi du fait d'un développement des contrats d'achat de l'électricité (PPA), dont le volume a triplé en trois ans en passant de 500 MW en 2014 à 1 400 MW en 2017. L'association souligne que « de plus en plus d'investisseurs participent à des projets en tant que partenaires boursiers, en particulier dans le secteur des services financiers ». Par ailleurs, les obligations vertes émergent comme une source alternative d'un financement par la dette. « Pour 2018, les perspectives sont bonnes avec des volumes d'investissement qui devraient augmenter », a indiqué M. Tardieu. Le système d'enchères pour l'énergie éolienne s'installe, et les projets qui ont remporté des enchères atteignent maintenant leur FID. » Reste l'après-2020 qui inquiète toujours la filière. « Il reste un manque de visibilité sur les nouveaux projets après 2020 », a rappelé M. Tardieu.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Suisse : Le Detec réévalue les coûts de désaffectation et de gestion des déchets... 2
EAU : Faire du Qatar une île et entreposer des déchets à la frontière..... 2

ÉLECTRICITÉ

Enedis numérise le réseau de distribution 2
Allemagne : La Commission européenne valide la montée d'Elia dans 50 Hertz 3
Allemagne : Un système de stockage de 5 MW pour une centrale au charbon... 3

ÉNERGIE

Europe : La BEI octroie 1,1 md€ à l'énergie et l'environnement..... 4
UE/Égypte : Nouveau protocole de coopération 4

GAZ

Slovénie : Gazprom renouvelle son approvisionnement à Geoplin..... 5

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Rejet de trois recours contre le soutien aux ENR 5
Akvo Energy quitte le projet d'ETM Nemo 6
Watt's Next prévoit un doublement des garanties d'origine..... 6

TRANSPORT

De l'hydrogène vert et breton 6
Direct Énergie propose un pass de recharge pour VE 7

CLIMAT

14 feuilles de routes sur la qualité de l'air publiées..... 7

DOCUMENTS

CGEDD/CGE - Électricité et gaz : retour d'expérience sur les difficultés de l'hiver 2016/2017 (2/5)..... 8 à 15

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

39,83 € (par MWh)



NUCLÉAIRE**SUISSE****Le Detec réévalue les coûts de désaffectation et de gestion des déchets**

Le Département fédéral suisse de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (Detec) a annoncé jeudi 12 avril qu'il estime à **24,581 milliards de francs suisses (20,7 mds€) le coût total pour la désaffectation des centrales nucléaires (3,779 mdsCHF) et la gestion des déchets radioactifs (20,802 mdsCHF)**. Ce coût total est supérieur de 1,097 mdCHF par rapport au montant proposé en décembre 2017 par la commission administrative du fonds pour la désaffectation des installations nucléaires et du fonds de gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires (Stenfo). La majeure partie de l'augmentation des coûts, soit 651 millions de francs suisses, concerne le projet de dépôt combiné (stockage des déchets faiblement ou moyennement radioactifs et des déchets hautement radioactifs sur un seul site). « *La probabilité de 40 % d'un dépôt combiné mentionnée par Stenfo ne peut donc pas être prise en compte dans le calcul des coûts pour la gestion des déchets* », a indiqué le Detec. Le deuxième poste d'augmentation porte sur la gestion des déchets. Par rapport aux coûts évalués par la commission, le Detec estime qu'ils doivent être supérieurs de 400 MCHF. Enfin, le Département fédéral a réévalué d'environ 46 MCHF les coûts de désaffectation proposés par la Stenfo. « *Le coût total fixé sert à définir le montant des contributions annuelles des exploitants aux deux fonds pour la période de taxation allant de 2017 à 2021* », rappelle le Detec.

ÉMIRATS ARABES UNIS**Faire du Qatar une île et entreposer des déchets à la frontière**

Les Émirats arabes unis (EAU) envisagent de construire un site d'entreposage destiné à leurs futurs déchets nucléaires à la frontière avec le Qatar, avec lequel ils sont actuellement en conflit, rapporte le 9 avril l'agence **Bloomberg** qui cite la presse arabe. De son côté, l'Arabie saoudite se propose de creuser un canal de 60 kilomètres qui transformerait la péninsule qatarie en île, isolant un peu plus le royaume, gros producteur de gaz, sujet à un blocus de la part de ses voisins depuis maintenant dix mois. Le sud-coréen Kepeco a achevé le mois dernier la construction du premier réacteur de la centrale de Barakah, aux Émirats arabes unis, qui doit en compter quatre (cf. *Enerpresse n°12042*). Son entrée en service est prévue pour cette année.

EN BREF

ÉTATS-UNIS L'autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) a lancé le 9 avril une consultation publique sur le champ d'application de l'évaluation environnementale de la demande d'Holtec International de permis de construire et d'exploiter une installation d'entreposage dans le comté de Lea, au Nouveau-Mexique. Holtec a déposé sa demande auprès de la NRC le 30 mars 2017. Les commentaires sont à envoyer d'ici le 29 mai. Par ailleurs, des réunions publiques seront organisées fin avril et début mai.

ÉLECTRICITÉ**FRANCE****Enedis numérise le réseau de distribution**

« *2018 est l'année où Enedis lance le développement industriel du numérique* » sur le réseau de distribution, a indiqué la semaine dernière, lors d'une rencontre avec des journalistes, Antoine Jourdain, directeur technique du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) depuis décembre 2017. Fort des enseignements de la quinzaine de

démonstrateurs smart grid développés en partenariat, le GRD s'est fixé une échéance à cinq ans. Outre le déploiement des compteurs Linky et des boîtiers IP (qui concerne l'ensemble des entreprises raccordées au réseau public de distribution en HTA ou BT>36 kVA), Enedis va implanter sur son réseau 30 000 objets communicants, contre 4 à 5 000 actuellement. Dix mille interrupteurs (soit 10 % de plus) vont également être intégrés au réseau et autant seront renouvelés. Ces interrupteurs sont de plusieurs types, certains seront utiles pour suivre l'évolution par exemple d'une crue. Enedis va également numériser 500 postes source, pour porter le nombre à 1 000 d'ici cinq ans, sur un total de 2 200 postes. Ces objets numériques doivent permettre de piloter le réseau de façon efficace dans un contexte d'augmentation de la capacité d'énergies renouvelables et de développement de bornes de recharge. Enedis table sur 15 GW d'ENR en plus et 1 million de bornes d'ici 2022. Le GRD va plus loin en proposant de nouveaux services comme par exemple les offres de raccordement intelligentes (cf. *Enerpresse n°12021*). En échange d'un écrêtement ponctuel de la production d'électricité d'un parc éolien ou d'une centrale photovoltaïque, le porteur du projet obtient une réduction du coût et du délai de raccordement au réseau. Ces offres sont proposées en expérimentation, des changements réglementaires devant être réalisés pour leur généralisation. Reste qu'Antoine Jourdain verrait bien une expérimentation dans chaque agence régionale d'Enedis. Le GRD a d'autres projets, comme celui de proposer de la flexibilité en soutirage. Antoine Jourdain cite également le projet smart grid Solenn qui porte sur une réduction de la puissance électrique disponible au sein des foyers. Des tests ont été réalisés à Lorient et Ploemeur cet hiver.

ALLEMAGNE

La Commission européenne valide la montée d'Elia dans 50 Hertz

La Commission européenne a approuvé lundi 16 avril la montée du gestionnaire de réseau de transport (GRT) belge Elia dans le capital de sa filiale allemande 50 Hertz à 80 % contre 60 % auparavant. Elia fait ainsi barrage au groupe chinois State Grid qui s'était déclaré candidat à la reprise de 20 % du GRT, une participation mise en vente par l'australien IFM Investors (cf. *Enerpresse n°12014*). Elia avait annoncé en mars son intention de faire usage de son droit de préemption mais l'opération restait soumise à l'approbation des autorités de la concurrence (cf. *Enerpresse n°12040*). La Commission européenne a estimé que l'acquisition ne posait « pas de problèmes de concurrence » car elle n'aboutirait pas à « des chevauchements ». La transaction se monte à 976,5 millions d'euros, a indiqué Elia.

Un système de stockage de 5 MW pour une centrale au charbon

Bosch et le fournisseur d'électricité allemand EnBW ont inauguré vendredi 13 avril un système de stockage par batteries rattaché à une centrale au charbon de 750 MWe et 550 MWth, située à Heilbronn, au nord de Stuttgart en Allemagne. Ce système, mis en place par leur *joint-venture* Kraftwerksbatterie Heilbronn, intègre 768 modules de batteries lithium-ion d'une puissance d'environ 5 MW, pour une production de 5 MWh, ont indiqué les deux entités dans un communiqué, précisant que le système pouvait délivrer, par an, l'équivalent de la consommation annuelle de 400 ménages de deux personnes. Kraftwerksbatterie Heilbronn compte, grâce aux retours d'expérience de ce système, en installer d'autres, notamment pour d'autres clients. EnBW a pris en charge les travaux de construction et la connexion au réseau sur le site, ainsi que la gestion de l'énergie. Le système de stockage a été fourni par Bosch. Les fournisseurs d'énergie font face à de nouveaux défis en raison de l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand, et ce sont les grandes centrales conventionnelles qui fournissent encore l'énergie principalement nécessaire à la stabilité du réseau, assurant ainsi la fiabilité de l'approvisionnement, ont expliqué les deux entreprises. « Cela nécessite de nouvelles approches. L'utilisation de systèmes de batterie pour fournir

l'énergie de contrôle primaire en est un bon exemple », a déclaré Hans-Josef Zimmer, membre du directoire d'EnBW.

EN BREF

IRLANDE Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) irlandais EirGrid et sa filiale d'Irlande du Nord, Soni, ont annoncé vendredi 13 avril qu'elles avaient réussi à faire entrer jusqu'à 65 % d'électricité renouvelable sur leurs réseaux, une première mondiale selon les deux GRT. « *Cette électricité est principalement d'origine éolienne avec des contributions du solaire et des importations via les interconnexions* », expliquent les gestionnaires de réseau.

NOMINATION

ENEDIS/EDF Le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) a annoncé lundi 16 avril une série de nominations à compter du 15 mai dans ses instances dirigeantes. Laurent Ferrari, actuellement directeur clients et territoires d'Enedis, est nommé directeur stratégie et marketing à la Direction internationale d'EDF. Christian Buchel, actuellement directeur numérique, Europe et développement international, succède à Laurent Ferrari comme directeur clients et territoires d'Enedis. Par ailleurs, Dominique Lagarde devient directeur en charge de la mise en place du programme Mobilité électrique de l'entreprise.

ÉNERGIE

EUROPE

La BEI octroie 1,1 md€ à l'énergie et l'environnement

Le Conseil d'administration de la Banque européenne d'investissement (BEI) a approuvé le 12 avril plus de 5,8 milliards d'euros d'investissement dont 1,1 md€ dédiés aux secteurs de l'énergie et de l'environnement. Il y a par exemple 455 millions d'euros pour financer une centrale électrique alimentée à la biomasse en Espagne ainsi qu'un projet éolien offshore au Royaume-Uni. Le conseil d'administration a aussi donné son feu vert au soutien à des projets visant à lutter contre le changement climatique « *principalement dans les secteurs de eau, des eaux usées et de l'énergie en France et en Allemagne, pour plus de 500 M€* ». D'autres projets portant sur des énergies renouvelables en Amérique latine ont aussi été approuvés tandis que 150 M€ seront destinés à des projets ENR au Brésil et au Mexique. En outre, 100 M€ serviront à financer la construction d'immeubles très basse consommation (*near zero energy buildings*) à Copenhague au Danemark.

UNION EUROPÉENNE/ÉGYPTE

Nouveau protocole de coopération

L'Union européenne et l'Égypte s'appêtent à renouveler leur partenariat énergétique grâce à un nouveau protocole d'accord, dont le texte a été approuvé par le Conseil des ministres de l'UE le 16 avril. Ne reste qu'à y apposer la signature des deux parties, ce qui est prévu le 22 avril à l'occasion d'un déplacement du commissaire chargé de l'Action pour le climat et de l'Énergie, Miguel Arias Cañete, programmé du 22 au 24. Le protocole couvre la période 2018-2022 et remplace celui signé en décembre 2008. Il confirme la volonté de l'UE de soutenir l'Égypte dans son ambition de devenir un pôle pétrolier et gazier en Méditerranée. Une « *importance stratégique* », dit le texte, pour la sécurité et la diversification de l'approvisionnement en gaz de l'Europe. Augmentation des capacités du réseau, développement des installations de stockage, renforcement des échanges commerciaux font partie du programme.

Le protocole vise aussi à soutenir les réformes du secteur électrique égyptien et son rôle de hub dans ce secteur. Les deux parties, prévoit le texte, travailleront ensemble pour évaluer la nécessité de

renforcer les interconnexions électriques entre l'Égypte et les pays voisins, puis vers l'UE, et soutenir la construction de nouvelles interconnexions. Le travail de l'Égypte avec le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (Entsoe) devrait être facilité. Des mesures et projets communs sont également annoncés dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

« Le secteur [des ENR] a réalisé des progrès importants grâce aux investissements dans les centrales éoliennes et photovoltaïques (...) mais la part réelle d'énergies renouvelables est encore loin de l'objectif du pays de 42 % d'ici 2035 », peut-on lire. Enfin, la coopération technologique et scientifique est au programme, notamment dans les domaines du raffinage, de la pétrochimie, du gaz naturel liquéfié (GNL), des nouvelles technologies de transport et de stockage du gaz, mais aussi des ENR et de l'efficacité énergétique. (I. S.)

EN BREF

FRANCE L'arrêté du 11 avril modifiant l'arrêté du 15 septembre 2006 relatif au diagnostic de performance énergétique (DPE) pour les bâtiments existants proposés à la vente en France métropolitaine est paru au *Journal officiel* du 15 avril. Il entre en vigueur au 1^{er} mai prochain. Cet arrêté actualise le contenu en CO₂ des réseaux de chaleur et de froid pour la réalisation des diagnostics de performance énergétique, à partir des données d'exploitation 2016.

GAZ

SLOVÉNIE

Gazprom renouvelle son approvisionnement à Geoplin

Gazprom va approvisionner la Slovénie avec 600 millions de mètres cubes de gaz par an jusqu'au 1^{er} janvier 2023. Le contrat d'approvisionnement à moyen terme a été signé le 13 avril avec l'entreprise slovène Geoplin et fait suite au précédent contrat arrivé à échéance le 31 décembre 2017, a indiqué le plus important importateur de gaz de Slovénie dans un communiqué du 13 avril. Depuis ses premières livraisons en 1978, Gazprom a livré plus de 14 milliards de m³ de gaz à la Slovénie, dont 607,2 M.m³ en 2017. « Je suis heureux que la Russie soit restée un fournisseur fiable de gaz naturel pour notre pays depuis des décennies », a déclaré le ministre slovène des Affaires étrangères, Karl Erjavec lors de la signature du contrat.

EN BREF

BULGARIE Bulgartransgaz a lancé le 13 avril une consultation publique sur son plan décennal de développement du réseau. Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) bulgare a indiqué dans son communiqué recevoir les propositions et commentaires jusqu'au 26 avril.

AUTRICHE Gazprom a augmenté ses exportations de gaz vers l'Autriche de 77,2 % depuis le début de l'année par rapport à la même période de 2017, a indiqué l'entreprise russe dans un communiqué du 9 avril, ajoutant qu'au 8 avril, Gazprom avait livré au pays 3,7 milliards de mètres cubes de gaz. En 2017, Gazprom avait livré un volume record de 9,1 G.m³ à l'Autriche soit une hausse de 50,3 % par rapport à 2016.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

FRANCE

Rejet de trois recours contre le soutien aux ENR

Le Conseil d'État a rejeté vendredi 13 avril trois recours contre des décrets et arrêtés de 2016 et 2017 encadrant les dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables électriques et notamment de l'éolien terrestre. Ces textes portaient sur les modalités de l'obligation d'achat et du complément de rémunération. Les décisions du Conseil d'État indiquent que « les dispositions du droit de l'Union européenne, qui oblige une

notification préalable des aides d'État à la Commission européenne, n'ont pas été méconvenues », a relevé Florian Ferjoux, avocat au cabinet Gossement Avocats, sur le blog du cabinet. Le Conseil d'État a également rejeté « les arguments selon lesquels les arrêtés auraient été pris en méconnaissance de la règle de notification préalable des aides d'État dès lors que, en substance, les règles fixées par ces arrêtés ont été effectivement notifiées à la Commission européenne préalablement à leur signature et publication », a-t-il ajouté.

Akuo Energy quitte le projet d'ETM Nemo

Akuo Energy met fin à sa participation au projet d'énergie thermique des mers (ETM) en Martinique Nemo, qu'il menait avec Naval Énergies, a-t-il annoncé le 10 avril. Ce projet de centrale flottante se heurtait à de grosses difficultés techniques et avait été suspendu au mois de janvier (cf. *Enerpresse* n°12044). « *Ce gel conduit mécaniquement à un décalage important du projet dans un délai qui reste encore à définir, écrit Akuo Energy dans son communiqué. Il compromet très largement l'avenir du projet et met Akuo Energy dans l'impossibilité de signer le contrat de fourniture de la technologie avec Naval Énergies dans un calendrier compatible avec ses engagements de mise en service* ». L'entreprise constate donc « *l'impossibilité de poursuivre le projet* ». Chez Naval Énergies, on prend acte « *avec regret* » de cette décision.

Watt's Next prévoit un doublement des garanties d'origine

Le volume des garanties d'origine devrait doubler suite au décret du 5 avril 2018 sur la mise aux enchères des garanties d'origine provenant d'installations qui bénéficient d'un dispositif de soutien, estime le cabinet de conseil Watt's Next dans une note transmise à *Enerpresse*. Jusqu'à présent, les garanties d'origine ne pouvaient être délivrées qu'aux installations ne recevant pas de soutien public mais le décret du 5 avril étend le dispositif à celles qui bénéficient d'un contrat d'achat ou du complément de rémunération (cf. *Enerpresse* n°12051). « *La mise en application de ce décret amènera ainsi globalement (via la mise aux enchères) à un doublement de la production de garanties d'origine, écrit Watt's Next. Dans ce cas, les garanties d'origine produites en France seraient (...) en mesure de couvrir une multiplication par quatre du volume d'électricité commercialisé via des offres vertes* ».

Or, seule la moitié des garanties d'origine existantes sont actuellement utilisées en France et ce, même si la majorité des fournisseurs proposent des offres vertes, constate le cabinet. Le développement de ces offres n'est donc pas contraint par le volume des garanties d'origine. Le taux de pénétration des offres vertes en France en 2017 est de 5 % contre 20 % en moyenne en Europe. La Suisse, en tête du classement établi par Watt's Next, affiche un taux de pénétration des offres vertes de 85 % grâce à son parc hydroélectrique, tout comme la Suède (3^e, 38 %), la Norvège (4^e, 29 %) ou encore l'Espagne (5^e, 28 %). Les Pays-Bas, en deuxième position, « *font figure d'exception en important près de 40 % de leurs garanties d'origine* », explique le cabinet. Avec ses 5 %, la France arrive en avant-dernière-position devant la République tchèque (2 %) et ce, malgré son parc hydraulique. En 2017, la France était le quatrième exportateur européen de garanties d'origine avec 26 TWh.

TRANSPORT

FRANCE

De l'hydrogène vert et breton

Engie Cofely H2 France, le syndicat Morbihan Énergies et la Caisse des Dépôts ont signé le 5 avril un accord de partenariat pour la création d'une coentreprise dédiée au développement et à la structuration de la filière hydrogène en Bretagne. Objectif : le développement d'une infrastructure de distribution et de production d'hydrogène

renouvelable, et de location de véhicules à hydrogène dans le Morbihan. L'entreprise communale permettra de soutenir en outre le projet EffiH2 Vannes/Bretagne (cf. *Enerpresse* n°11817), labellisé dans le cadre de l'appel à projets « Territoires Hydrogène » de 2016 (cf. *Enerpresse* n°11723), notamment l'installation d'un système de production d'hydrogène renouvelable pour l'usine du groupe Michelin, à Vannes. Ce partenariat est également soutenu par ce dernier, ainsi que par la Région Bretagne. L'hydrogène renouvelable produit sur le site sera utilisé pour le processus de traitement thermique de l'usine et alimentera également une station d'approvisionnement pour véhicules à hydrogène située à proximité et ouverte au public.

Direct Énergie propose un pass de recharge pour VE

Direct Énergie a lancé le 12 février le Pass Recharge, une carte destinée aux usagers de véhicules électrique et hybride rechargeable. Elle permet de recharger les véhicules en France sur les bornes de recharge du réseau KiWhi Pass et de pouvoir payer après avoir effectué la charge, plutôt qu'au préalable ou instantanément, le décompte étant fait sur une facture unique regroupant recharge électrique et consommation énergétique résidentielle. Pour simplifier davantage la recharge, le groupe a également précisé que son application mobile contenait désormais des informations telles que la géolocalisation des bornes, l'historique des recharges, etc. Le Pass Recharge est compatible avec plus de 4 000 bornes en France et le sera avec plus de 8 000 bornes dans les semaines à venir. L'énergéticien s'est en outre associé à PSA pour mener un projet qui permettrait d'évaluer combien les systèmes de recharge intelligente pourraient générer en termes d'économies.

CLIMAT

FRANCE

14 feuilles de routes sur la qualité de l'air publiées

Les 14 feuilles de routes sur la qualité de l'air ont été dévoilées le 13 avril par Nicolas Hulot, le ministre de la Transition écologique et solidaire. Élaborées par les préfets, les collectivités locales, les entreprises et les associations des 14 zones où les seuils de pollution de l'air sont régulièrement dépassés, ces feuilles de routes définissent des actions pour améliorer la qualité de l'air. Ces actions doivent permettre de réduire à court terme la pollution atmosphérique dans tous les domaines d'activités, notamment les transports et le logement, mais également l'urbanisme, l'agriculture ou encore l'industrie. Elles concernent également les financements et la sensibilisation des citoyens. Par ailleurs, plusieurs autres dispositifs sont à l'étude comme un renforcement de la prime à la conversion de véhicules dans les 14 zones concernées ; un travail spécifique sur les zones à faibles émissions en partenariat avec les territoires exposés ; des mesures en faveur des mobilités propres ; ou encore des mesures pour réduire les émissions liées au chauffage au bois ou le développement d'alternatives au brûlage des déchets verts. « *Les feuilles de route feront l'objet d'un suivi régulier et ont vocation à être renforcées jusqu'à atteindre nos objectifs* », a déclaré le ministre dans la communiqué.

De plus, Nicolas Hulot s'est réjoui que plus de 10 millions de vignettes Crit'Air aient été distribuées, tout comme du succès de la prime à la conversion de véhicules qui a, en trois mois, bénéficié à 25 000 personnes. Le ministre a annoncé le lancement d'une campagne d'information dans les prochaines semaines pour accentuer encore cette dynamique. La prime à la conversion donne la possibilité de remplacer un vieux véhicule par une voiture plus récente et moins polluante grâce à un soutien financier allant de 1 000 à 2 000 euros.

ÉLECTRICITÉ ET GAZ : Retour d'expérience sur les difficultés de l'hiver 2016/2017

Source : CGEDD – CGE – 2^e partie

Le ministre de la Transition écologique et solidaire a demandé au Conseil général de l'environnement et du développement durable et au Conseil général de l'économie de lui faire des propositions d'évolution du critère de défaillance du système électrique et du critère de sécurité d'approvisionnement du système gazier. Nous reprenons la suite de leur rapport ci-après. Il est signé Mireille Campana (CGE), Philippe Follenfant (CGEDD) et Richard Lavergne (CGE).

Moyens/Leviers de prévention d'une rupture d'alimentation

Les leviers utilisés par l'État et RTE pour assurer à tout moment l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité, comprennent des actions de plusieurs types : immédiates, rapides¹, à moyen terme et à long terme. Un effondrement du réseau, c'est-à-dire un blackout, sur tout ou partie du territoire, se produit en cas d'échec² du dispositif de maintien de l'équilibre géré par RTE³, qui comprend un ensemble de leviers dits « classiques » et « exceptionnels ».

1) Moyens classiques

- **Mécanismes de marché**

- **Échanges avec l'étranger** grâce aux interconnexions : théoriquement jusqu'à 11,8 GW en importation⁴, si la ressource était disponible, ce niveau s'avérant, pour l'instant, très optimiste (ce fut plutôt de l'ordre de 6 GW en janvier 2017). Leur contribution à l'évitement d'une défaillance est devenue déterminante puisque RTE estime que, pour un parc adapté à une espérance de 3 h de défaillance avec possibilité d'importations, le risque de défaillance passerait, sans importations, à une espérance de défaillance de plus de 20 h⁵.
- **Mécanisme d'effacement industriel ou domestique** géré par des agrégateurs d'effacement électrique⁶ (Energy Pool, Voltalis, ...). Ce mécanisme a complété le tarif EJP (Effacement Jours de Pointe) qui est lui-même peu à peu remplacé par le tarif Tempo

¹ Voir aussi le rapport AIE « *Saving electricity in a hurry* » (2011) <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/saving-electricity-in-a-hurry-.html>

² La notion d'échec est à relativiser dans la mesure où une coupure maîtrisée, dans le temps et dans l'espace, peut éviter l'effondrement complet du réseau au niveau national ou permettre un rétablissement plus rapide.

³ Dans le présent rapport, il n'est pas fait d'analyse de la plus ou moins grande difficulté à relever le système électrique après un blackout.

⁴ Source : RTE, Bilan prévisionnel 2016.

⁵ Certains fournisseurs contestent cette vision et préconisent deux critères : avec interconnexion et « France isolée ».

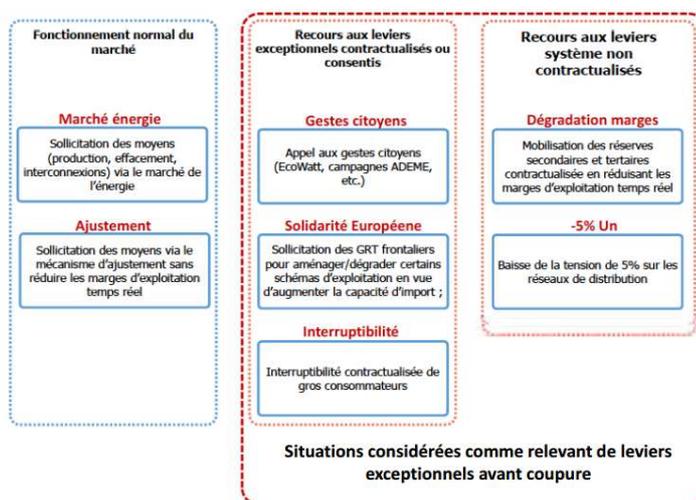
⁶ Une entreprise peut, moyennant une rémunération annuelle, être tenue, à la demande de RTE via l'agrégateur, soit de basculer du réseau vers des groupes électrogènes sans interrompre sa production, soit d'interrompre et de décaler son processus de fabrication.

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

proposé aux consommateurs domestiques pour les inciter¹ à réduire leur consommation. Plus d'une dizaine d'agrégateurs ont ainsi été agréés pour opérer sur le marché français auprès des consommateurs industriels et commerciaux, ainsi que des particuliers, pour une puissance de quelques GW actionnables avec un préavis de 9 à 25 min.

- **Mécanisme d'ajustement**², notamment le pilotage direct par RTE des moyens de production chez les fournisseurs, avec 1 h à 2 h de préavis. Les acteurs sont responsabilisés financièrement sur l'équilibrage de leur propre périmètre, avec la faculté de modifier leur programmation jusqu'au préavis.
- **Mécanisme de capacité**³ opéré par RTE et calé sur une durée de défaillance (au sens de non usage des leviers exceptionnels) de 3 h en moyenne par an : le coût du certificat s'élevait, tant pour l'hiver 2017-2018 que pour l'hiver 2016-2017, à environ 10 000 €/MW. À la différence des leviers précédents, le mécanisme de capacité vise à dimensionner suffisamment à l'avance la capacité disponible en aidant notamment à la rentabilité des moyens de pointe pour assurer le respect du critère de défaillance, mais n'est pas un outil de pilotage en temps « réel » ou « quasi-réel ».
- **Planification des investissements énergétiques**, telle que celle engendrée par la loi transition énergétique pour une croissance verte (TECV), la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) ou la PPE (avec des objectifs répartis entre 2023, 2025, 2028, voire 2050), dont la responsabilité de mise en œuvre incombe à l'État
- **Scénarios et autres documents à caractère programmatique**, tels que le bilan prévisionnel et le « schéma décennal », tous deux établis par RTE, ou les scénarios climat- énergie de la DGEC.

Vision, proposée par la mission, des leviers de lutte contre la défaillance du système électrique français (d'après RTE)



¹ Via l'identification d'une période de pointe mobile plus chère.

² Le mécanisme d'ajustement a été mis en place en 2003 : plus de 200 responsables d'équilibre sont contractuellement engagés auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre électricité injectée et électricité consommée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier...). Le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, importations) et des éléments de soutirage (sites physiques consommateurs, vente en bourse ou à d'autres acteurs).

³ Le mécanisme de capacité est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2017. Il vise à fournir les capacités ou les effacements nécessaires au maintien de l'équilibre grâce à des appels d'offres lancés par RTE plusieurs mois avant un épisode prévisible de fragilité. Le mécanisme de capacité est calé sur le respect du critère de défaillance au sens de « non recours aux leviers exceptionnels » pendant 3 h/an en moyenne. Fin 2016, les premières enchères du mécanisme ont révélé un prix de 10 000 €/MW/an pour l'année 2017, pour 93,5 GW de capacités certifiées, soit au total une rémunération de 935 M€ en 2017. Rapporté aux 480 TWh de consommation annuelle, le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur (ce coût étant répercuté dans le tarif réglementé de vente, TRV) est donc de l'ordre de 2 €/MWh (à comparer au TRV actuel d'environ 150 €/MWh).

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

2) Leviers exceptionnels (contractualisés ou non contractualisés)

La mission s'écarte de la définition donnée actuellement par RTE aux « leviers exceptionnels » en considérant qu'une coupure ou délestage non contractualisé relève des « mesures d'urgence ».

- **Dégradation des marges par la mobilisation des réserves¹ « secondaire » et « tertiaire » avec un préavis de 15 min.** Cette contribution est contractualisée, notamment avec des participants au mécanisme d'ajustement, pour un impact potentiel moyen de l'ordre de 2,2 GW (0,7 GW pour les réserves secondaires et 1,5 GW pour les réserves tertiaires). Il s'agit d'exploiter le système avec un niveau de marge d'exploitation en dessous des marges requises² pour l'exploitation en temps réel (rendant ainsi le système moins robuste à un aléa). La part de la France dans la réserve primaire (0,6 GW dans 3 GW) qui sert à ajuster la fréquence à tout moment sur la place européenne et dont le fonctionnement est totalement automatisé, n'est pas mobilisable.
- **Interruptibilité contractualisée (en durée et puissance) de quelques gros consommateurs :** RTE peut interrompre, avec un préavis compris entre 5 s et 30 s selon les contrats, la consommation de 21 sites industriels particulièrement énergivores, pour une puissance cumulée théorique de 1,5 GW, mais en fait de seulement 0,6 GW hors mécanisme de capacité (activation sur une durée de 2 h, avec un maximum de 10 activations par an). Ce mécanisme d'interruptibilité requiert des équipements spécifiques dans les entreprises concernées.
- **Effacements « citoyens »** tels que ceux prévus par les dispositifs Eco-Watt en Bretagne et dans le Sud-Est. L'impact est difficile à quantifier mais il est normalement de l'ordre de 1 ou 2 GW. Il existe toutefois une marge de manœuvre en fonction de l'intensité et de l'efficacité de la communication/sensibilisation.
- **Baisse de tension de 5 % pilotée sur les réseaux de distribution (mécanisme dit « $U_n - 5\%$ ») :** grâce à une baisse de tension appliquée par Enedis, à la demande de RTE, il est possible d'espérer un gain de puissance d'environ 3,5 GW (3,5 % de la puissance appelée), mais pendant une durée limitée à 2 h maximum (c'est-à-dire avant que les consommateurs ne compensent en montant la puissance, par exemple, de leurs radiateurs électriques). Cette mesure, facile à mettre en œuvre³, a déjà été appliquée avec succès, notamment en région PACA.
- **Contribution des contrats de secours (*Mutual Emergency Assistance Service*) dans le cadre de l'ENTSO-E⁴ en sollicitant les GRT frontaliers** pour accéder à une puissance supplémentaire au titre de la solidarité européenne. Compte tenu des incertitudes, ce levier est impossible à quantifier et est compté pour 0 dans les simulations mais, durant la « crise » de janvier 2017, il semble avoir permis de gagner 2 à 3 GW à certaines périodes.

Apports liés aux dispositifs de comptage intelligent

Le déploiement du compteur Linky devrait permettre dans un futur proche d'assurer une meilleure efficacité de ces leviers, tant classiques qu'exceptionnels, par exemple en ce qui concerne l'effacement ou la réduction de puissance, en incluant une dimension participative, citoyenne, et en associant les consommateurs par voie contractuelle. Il permettra d'individualiser et d'affiner les dispositifs de limitation et d'effacement, bien au-delà des dispositifs classiques (EJP, ...). Le compteur Linky apparaît comme une interface locale indispensable pour articuler efficacement les sources de production locales

¹ À la différence de la réserve « primaire » qui n'est pas modulable car elle est pilotée automatiquement car liée au maintien de la fréquence du courant au niveau européen, les réserves « secondaire » et « tertiaire » peuvent être contractualisées par appel d'offres (hors mécanisme de capacité) et correspondent respectivement à 0,7 GW et 1,5 GW (marge « incident ») de puissance mobilisable.

² La marge requise est fixée de manière conventionnelle, depuis la fin des années 70, pour que son respect ne conduise à une défaillance (usage des leviers exceptionnels) qu'à une chance sur 100. Autrement dit, RTE s'assure de disposer à tout instant de moyens mobilisables avec une marge de manœuvre nécessaire pour couvrir 99 % des aléas. Elle décroît en fonction du temps et doit rester supérieure à 1,5 GW, ce qui correspond à l'arrêt brutal d'une tranche nucléaire des paliers 1 300 MW ou N4

³ Elle est en général imperceptible par le consommateur mais comme sa facture est calculée sur l'intensité et pas sur la puissance, il pourrait être envisagé de le rembourser en proportion de l'énergie qu'il a de ce fait moins consommée.

⁴ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

et renouvelables, qui se développent rapidement, et les différents types de consommation, y compris dans le cadre de l'autoproduction-autoconsommation¹.

Le compteur Linky pourra enfin agir comme un outil de dernier recours, si les circonstances l'exigent, permettant d'effectuer un délestage partiel (par réduction de puissance) ou total (coupure) chez certains clients, afin de permettre au plus grand nombre de conserver un minimum d'alimentation électrique en cas de blackout imminent. En offrant la possibilité d'un redémarrage progressif de la consommation, il permettra aussi de rétablir beaucoup plus rapidement l'alimentation après une coupure de grande ampleur.

3) Mesures d'urgence

RTE et Enedis peuvent mettre en œuvre des délestages pour limiter l'impact d'une défaillance, tant géographique qu'économique, et pour pouvoir redresser la situation le plus rapidement possible. Il s'agit de délestages préventifs, ciblés et tournants, selon une procédure actualisée par Enedis à l'occasion de l'hiver 2016-2017 en lien avec les préfets (arrêté du 5 janvier 1990 modifié).

En cas d'échec de l'application des moyens classiques et des leviers exceptionnels, la « réserve primaire » de 0,6 GW, fixée pour la France au niveau européen par l'UCTE, est le « dernier rempart » en étant appelée automatiquement avant l'application de délestages, voire un blackout incontrôlé. Dans le cadre de ces mesures d'urgence, même si cela dépasse le champ de la mission, il semble opportun que les pouvoirs publics examinent, avec RTE et Enedis, la finesse du critère « consommateur sensible » ou « abonné prioritaire » (selon la formulation de l'arrêté du 5 janvier 1990 précité) et sa contribution à la baisse de l'électricité non distribuée. Dans la mesure où toute coupure non acceptée, même d'un seul consommateur, pour cause de défaillance d'équilibre, serait considérée comme un échec, il conviendrait d'en analyser l'impact, tant humain qu'économique, et éventuellement d'envisager une procédure de compensations².

Enfin, le rôle d'Enedis est à souligner lorsque les mesures d'urgence sont actionnées par RTE puisqu'il lui incombe d'informer les acteurs et les consommateurs sur la localisation de ces mesures et de développer à cet effet des outils d'information de plus en plus performants.

1.2. Situation comparée en Europe

Chaque pays a des pratiques différentes concernant le critère de sécurité d'approvisionnement, comme le montre le tableau suivant pour quelques États membres de l'Union européenne (UE), issu d'un parangonnage effectué à la demande de la mission par la Direction générale du Trésor en septembre et octobre 2017 :

Pays	Critère
Allemagne	Pas de critère mentionné explicitement. Réserves stratégiques et capacité de stockage assorties d'un contrôle strict.
Belgique	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne. Espérance de défaillance inférieure à 20h/an dans les 5% des cas les plus défavorables (pour des raisons météorologiques ou autres)
Danemark	Pas de critère
Espagne	Marge de capacité de 10% en situation de pointe extrême
France	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne
Irlande	Espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne
Italie	Pas de critère. Fourniture annuelle à l'Etat par le GRT d'une liste d'installations essentielles
Luxembourg	Critère N+1 : la perte d'un élément quelconque du réseau HT ne doit pas entraîner de perte de consommateurs
Pologne	Niveau cible de capacité
Royaume-Uni	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne
Suisse	Pas de critère. « Assurer une réserve de capacité de réseau suffisante »

¹ Le compteur Linky permet de mesurer simultanément le courant soutiré et injecté dans le réseau électrique.

² Sur le modèle, par exemple, de la SNCF qui indemnise les voyageurs retardés de plus de 30 min pour des raisons relevant de sa responsabilité et autres que la « force majeure », même s'il peut être délicat de prouver son intention/besoin de consommer de l'électricité juste au moment d'une coupure.

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

A ce stade, il apparaît une grande disparité entre États membres sur la quantification de la préoccupation de sécurité d'alimentation électrique, ce qui peut créer des distorsions de concurrence et des perturbations dans le réseau européen. La volonté de la Commission d'engager une certaine harmonisation, telle qu'annoncée dans le Paquet « Energie propre pour tous les européens » du 30 novembre 2016, peut donc être considérée comme opportune. Il conviendra cependant de veiller à assurer une bonne transparence des critères et des leviers utilisés par chaque État membre et il conviendra bien entendu de proposer aux autres États membres d'utiliser la nouvelle méthode française de critère de défaillance dans l'harmonisation européenne.

1.3. Retour d'expérience sur les difficultés rencontrées en janvier 2017

Le terme de « crise », adopté par les médias pour caractériser la situation de l'hiver 2016-2017, est sans doute excessif. Certes, la situation a été inédite en raison du risque annoncé à l'automne 2016 de moindre disponibilité du parc de production nucléaire mais au plus fort de la vague de froid, seuls 5 réacteurs sur 58 étaient arrêtés. Aucun consommateur n'a été délesté et les mesures exceptionnelles, comme une baisse de tension ou l'interruptibilité d'entreprises grosses consommatrices d'électricité, bien qu'envisagées, n'ont pas été activées.

La situation s'est révélée cependant suffisamment sérieuse pour que RTE anticipât l'activation de moyens exceptionnels, dont la possibilité de délestages, pour la semaine du 16 au 22 janvier 2017, et les pouvoirs publics ont engagé une vaste campagne médiatique pour appeler les citoyens à réduire leur consommation sur une base volontaire. Une deuxième période sensible, pour des motifs différents, s'est produite la semaine suivante, plus précisément les 25 et 26 janvier.

1.3.1. Au plus fort de la vague de froid dans la semaine du 16 au 22 janvier

Compte tenu des prévisions météo, la DGEC, RTE et Enedis ont pu anticiper les difficultés d'équilibre entre offre et demande.

Le mardi 10 janvier, les estimations de production et de consommation élaborées par RTE pour le jeudi 19 janvier à 19h (pointe prévue de consommation), étaient les suivantes :

Analyses pour le 19 janvier à 19h vues du 10 janvier 2017	Scénarios de température	
	-7,5°C en dessous des températures de référence (prévisions de Météo France)	-10°C en-dessous des températures de référence (i.e. vague de froid de 2012)
Consommation prévue (hors effacements)	96,4 GW	102,4 GW
Etat du parc nucléaire	6 réacteurs indisponibles et 2 réacteurs en redémarrage disponibles à mi-charge	
Production disponible *	87,7 GW	
Offre consommateur et effacement (Tempo)	1,4 GW	
Marge France seule	-7,3 GW	-13,3 GW
Capacité d'import	7 GW	
Puissance manquante à imports maximaux	-0,3 GW	-6,3 GW

* Dont 2,3 GW d'éolien et 0 GW en photovoltaïque (à 19h).

Avec ces hypothèses et en annulant toute marge permettant de gérer des défaillances ponctuelles sur des centrales de production, RTE avait pu identifier un recours « très probable » aux mesures exceptionnelles suivantes :

- Recours à l'interruptibilité à partir de 96,1 GW de consommation, soit à - 7.4°C en-dessous des températures de référence (+ 1,5 GW).
- Recours à la réduction de tension à partir de 97,6 GW soit à - 8°C en-dessous des températures de référence (+ 4 GW).

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

- Recours aux délestages à partir de 101,6 GW soit à - 9.3°C en dessous des températures de référence.

Le mercredi 11 janvier, RTE a affiné son estimation de la consommation jour par jour. À la pointe du soir, la consommation attendue devrait dépasser 100 GW le mercredi et le jeudi, voire le vendredi matin, rendant probable l'activation des délestages.

L'indicateur de sûreté de l'équilibre offre-demande (EOD) ci-dessous indique les perspectives de RTE vues du 11 janvier pour la semaine S3, selon deux scénarios de disponibilité du parc de production :

Prévisions vues du mercredi 11 janvier	Lundi 16 janv.	Mardi 17 janv.	Mercredi 18 janv.	Jeudi 19 janv.	Vendredi 20 janv.
	19:00	19:00	19:00	19:00	10:00
Indicateur de sûreté EOD – Scénario de production favorable	RAS	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension
Indicateur de sûreté EOD – Scénario de production médian	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension	Délestage	Délestage	Délestage

EOD : équilibre offre-demande

À partir du dimanche 15 janvier, les analyses de Météo France ont indiqué que l'ampleur de la vague de froid devrait être moins forte qu'anticipé, avec des températures « seulement » inférieures de 6°C aux températures de référence le mercredi et le jeudi puis en augmentation progressive au-delà et un retour aux normales saisonnières sur une dizaine de jours.

Avec ces nouvelles prévisions, les perspectives de consommation électrique maximale apparaissent devoir plafonner à environ 95 GW, assurant l'équilibre offre-demande, bien qu'avec des marges limitées, en mobilisant éventuellement l'interruptibilité sur la journée de jeudi 19 janvier en cas d'aléa. Tout délestage programmé était finalement exclu¹.

Du fait de ces températures plus douces que prévu, les pointes de consommations atteintes durant la semaine S3 ne nécessitent ni délestage, ni recours aux moyens exceptionnels (interruptibilité notamment), bien qu'elles se situassent en 3^{ème} position des pics historiques, après 2010 et 2012 :

	Lundi 16		Mardi 17		Mercredi 18		Jeudi 19		Vendredi 20	
	Matin	soir	matin	soir	matin	soir	matin	soir	matin	soir
Pic de consommation (GW)	82,1	85,9	88,1	91,1	92,5	93,3	93,3	93,3	93,9	89,8

Par ailleurs, des campagnes nationales de sensibilisation ont été mises en place par les pouvoirs publics ; il est cependant difficile d'en mesurer l'effet exact sur la baisse de la demande.

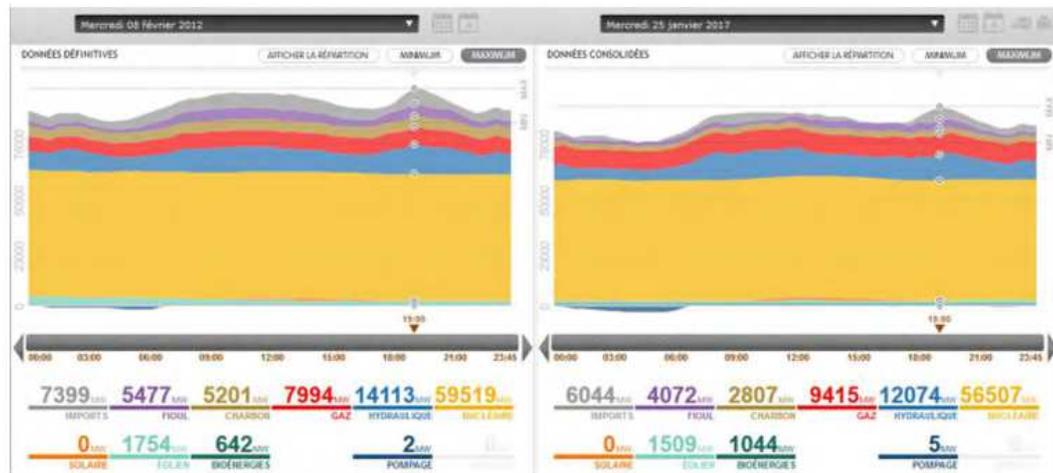
En revanche, RTE a dû gérer l'équilibre offre-demande du système électrique avec des marges moins importantes que celles prévues habituellement, notamment en réduisant ses marges de manœuvre et les moyens exceptionnels auraient pu devoir être mis en œuvre en cas d'aléa sur une installation de production.

¹ Il est à noter que la situation la plus critique de l'hiver 2016/2017 a été rencontrée juste après la vague de froid, le 25 janvier, suite à une consommation atypique, sous-estimée par les fournisseurs et RTE au creux de l'après-midi. RTE a alors frôlé le déclenchement de mesures exceptionnelles (en premier lieu l'interruptibilité) pour pouvoir continuer à répondre aux besoins électriques de la France.

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

1.3.2. Analyse de la « crise » et comparaison avec celle de 2012

Les graphiques suivants montrent les différences de niveau entre la courbe de consommation journalière des journées particulièrement tendues du 8 février 2012 et du 25 janvier 2017 :



Source : RTE, éCO2mix

En février 2012, il s'est produit une vague de froid d'une durée et d'une ampleur inédites depuis près de 20 ans : les températures ont été de 2 à 3°C inférieures à celles de janvier 2017 et la consommation a atteint le niveau, pour l'instant record, de 102 GW en puissance appelée. À titre de comparaison, sur l'hiver 2016-2017, le pic de consommation n'est monté « que » jusqu'à 94 GW. Toutefois, les marges de sécurité étaient plus réduites en janvier 2017 par rapport à 2012, notamment du fait de :

- Une moindre disponibilité, bien que relativement limitée, du parc nucléaire, en partie du fait de la problématique de ségrégation carbone relevée par l'ASN et de maintenances longues (pour un impact global de - 3,0 GW).
- Une moindre disponibilité du parc thermique classique avec la fermeture entre 2012 et 2017 d'unités au charbon et au fioul (- 3,7 GW).
- Des capacités d'import moindres (- 1,3 GW).
- D'une faiblesse de l'éolien (1,5 GW disponible pour un parc installé de 11,9 GW, contre 1,8 GW le 8 février 2012 pour un parc installé de 7 GW).

Les capacités d'importation jouent donc un rôle significatif pour la sécurité d'alimentation électrique de la France mais la capacité disponible comporte une assez forte marge d'incertitude : du fait des contraintes réseau et de la disponibilité des moyens de production (en France et à l'étranger), toute la capacité d'importation n'est jamais entièrement utilisée. En 2012, le solde importateur s'est élevé au maximum à 9 GW le 9 février 2012, à 9 h, comme l'indique le graphique ci-après (au moment du pic de consommation, le 8 février, à 19 h, ils s'élevaient à 8,6 GW), à un niveau proche des limites physiques du réseau d'interconnexion (14 GW à l'export)¹.

En 2017, bien que la capacité installée d'interconnexion eût été plus élevée (17,5 GW à l'export), sachant qu'une partie n'était pas disponible du fait de l'avarie sur l'interconnexion France-Angleterre (- 1,0 GW), la capacité effectivement disponible à l'import a été bien plus faible, de l'ordre de 5 à 7 GW : ces valeurs dépendent des différentiels de prix de marché, de l'état des congestions réseau et de la disponibilité des moyens de production à l'étranger.

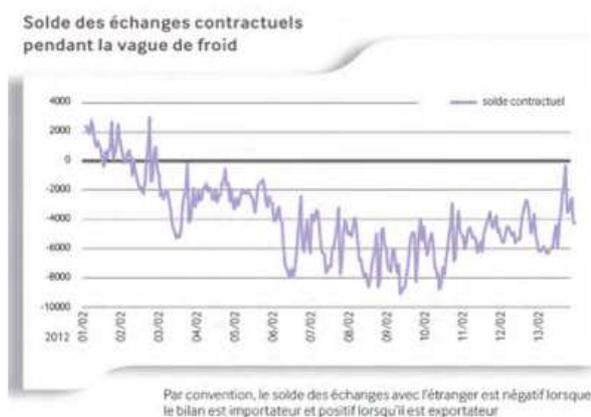
Or, par rapport à l'hiver 2012, les capacités d'importation ont été limitées avec certains de nos pays voisins, même si la liaison souterraine à très haute tension mise en service en 2015 entre la France et

¹ Source : RTE, Bilan prévisionnel 2012.

ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

l'Espagne et le mécanisme amélioré de calcul et d'allocation des capacités d'échanges d'électricité, dit couplage des marchés « *Flow-Based* », lancé en mai 2015 pour la France, l'Allemagne et le Bénélux, ont permis d'augmenter globalement la capacité d'importation de plus de 1 GW. En effet, des aléas conjoncturels sont venus réduire cette capacité pendant les périodes les plus tendues :

- La capacité de transit de l'interconnexion France Angleterre¹ « IFA 2000 », à courant continu et d'une capacité de 2 GW, a été réduite de 1 GW du fait d'une avarie matérielle sur les câbles sous-marins (arrachage d'un câble par l'ancre d'un bateau).
- La capacité d'importation sur la frontière Nord-Est a été limitée de l'ordre de 3 GW du fait de contraintes internes sur le réseau allemand.



Sur l'hiver 2016-2017, RTE a dû mettre en place des mesures exceptionnelles et temporaires pour permettre d'accroître les capacités d'échanges en dérogeant à des dispositions normales d'exploitation qui auraient pu avoir des conséquences sur la qualité de service. En pratique, cela s'est traduit par des schémas d'exploitation du système augmentant les capacités mais fragilisant l'alimentation de certaines zones. Ces dérogations ont nécessité une connaissance fine de la topologie du réseau et des zones pouvant être fragilisées pendant certaines périodes.

La coordination mise en œuvre avec les GRT voisins, en particulier dans le cadre du centre de coordination Coreso² qui réunit depuis 2009 des opérateurs de réseau de transport de cinq pays (dont RTE), a permis de mobiliser les leviers possibles pour gérer les difficultés anticipées lors des périodes les plus tendues de l'hiver 2016-2017 (augmentation des capacités d'importation, accès aux marges disponibles des autres GRT).

À suivre...

¹ Un renforcement de 1 GW en courant continu est prévu d'ici 2020 avec IFA2, liaison sous-marine sur 200 km et souterraine sur 30 km.

² Coordination of electrical system operators (basé à Bruxelles).

