LE MONDE
DE L'ENERGIE
REJOIGNEZ LA COMMUNAUTÉ

Le Mag

Plus de renouvelables : un défi technologique pour le réseau électrique

Mai 2021

ISSN 2646-4152

Edito

Renouvelables, le monde d'après

Pour les énergies renouvelables, le monde d'après a déjà commencé. Le dernier rapport de l'Agence internationale de l'énergie montre que l'éolien et le solaire se sont développés en 2020 à une vitesse plus vue depuis deux décennies. Et dans les prochaines années, de nouveaux records vont tomber. Si la Chine reste le moteur de cette transition énergétique, les États-Unis, l'Europe et de surcroît la France, grâce au lancement effectif sur ses côtes de l'éolien en mer, vont bénéficier de cette accélération. Ce développement, nécessaire et essentiel face aux énergies fossiles et dans la lutte contre le réchauffement climatique, ne peut se réaliser sans se poser cette question : le mix électrique décarboné fondé sur des parts très élevées d'énergies renouvelables est-il techniquement possible à l'horizon 2050 ?

Cette hypothèse lancée par RTE mérite qu'on s'y arrête. Car la gestion future de l'équilibre production-consommation, face une intermittence problématique des EnR, est en jeu. Les scénarios de black out d'électricité de l'hiver dernier alimentent sans cesse le débat. La question du stockage et celle du pilotage flexible sont donc centrales dans la politique énergétique que doit mener le gouvernement, à l'heure où se développe notamment la filière des voitures électriques et où nos besoins en énergie vont inéluctablement croître. Après la fermeture annoncée de plusieurs réacteurs en France, et en attendant une programmation hypothétique de nouveaux EPR, la question du nucléaire est au cœur des dossiers gérés en plus haut lieu.

Dans ce magazine, nous avons étudié à la loupe toutes les projections et les hypothèses, donné la parole à des experts, et fait un focus sur le stockage et les réseaux intelligents, clés de voûte de l'évolution de notre réseau électrique.

Bonne lecture !

OLIVIER DURIN

Directeur de publication

Sommaire

1 DES RENOUVELABLES EN PLEINE CROISSANCE

France : les renouvelables ont fourni plus du quart de la consommation électrique en 2020 8

Renouvelables en France : gare au décrochage entre objectifs et réalité 9

2021 : renouvelables et ressources énergétiques distribuées sur le devant de la scène 10

Énergies renouvelables : le Sénat veut valoriser l'hydroélectricité 13

Comment penser le monde de demain ? Le rôle majeur des énergies renouvelables de proximité 14

L'AIE appelle à placer les énergies renouvelables au coeur des plans de relance 16

Solaire et éolien sources de l'électricité française : faisable sous conditions, selon l'AIE et RTE 18

Le système électrique français dans la crise : heurs et malheurs de ses acteurs 19

Étude RTE : le scénario 100% renouvelables est-il plausible ? 23

Étude RTE/IEA : parier sur un mix électrique à forte proportion d'éolien et de solaire est très incertain ... 26

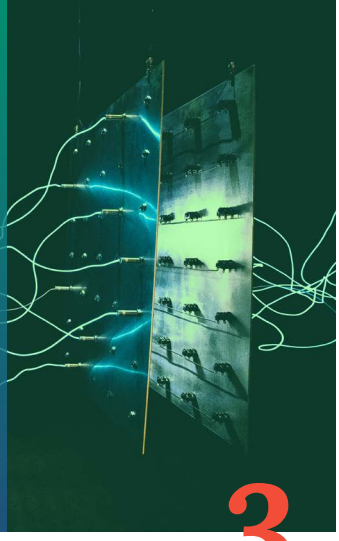
Climat : "Porter le bouquet à 85% de renouvelables serait terriblement contre-productif" 29

Claudication électrique 32

Quand certains savants déraillent savamment pour justifier les énergies renouvelables 36

2 UN SCÉNARIO 100% RENOUVELABLES : À QUELLES CONDITIONS ?

LE STOCKAGE, UN ATOUT POUR STABILISER LE RÉSEAU



3

Le stockage au service de l'équilibre des réseaux électriques 40

Stockage de l'électricité : où en est-on ? 42

"L'enjeu du développement du stockage est majeur pour accroître la part des renouvelables dans le mix énergétique" 49

Total lance le plus grand site de stockage électrique par batterie de France 51

Renouvelables, stockage, microgrids : le plan de transition énergétique de Biden suscite de fortes attentes 52

L'urgence de protéger efficacement les infrastructures électriques 56

DES RÉSEAUX INTELLIGENTS ADAPTÉS À LA NOUVELLE ÈRE ÉNERGÉTIQUE

4

Quand l'IA peut atténuer le caractère imprévisible des renouvelables 60

Les réseaux intelligents pour un futur décarboné 62

Un supergrid pour renforcer les liens énergétiques entre la France et la Grande-Bretagne 65

Hydrogène bas carbone : quels enjeux pour les réseaux et la transition énergétique ? .68

Mobilité électrique : quelles opportunités pour les réseaux et la transition énergétique ? .72

1

DES RENOUVELABLES EN PLEINE CROISSANCE

France : les renouvelables ont fourni plus du quart de la consommation électrique en 2020

Article de l'AFP - publié le 23.02.2021

AFP

Les énergies renouvelables ont continué leur progression et fourni plus du quart de l'électricité consommée en France l'an dernier, grâce aux parcs hydraulique et éolien, selon un bilan publié mardi.

> *" C'est toujours le parc hydroélectrique qui domine le paysage français même si sa puissance est restée quasi stable. "*

« *Les énergies renouvelables ont participé à hauteur de 26,9% à la couverture de la consommation d'électricité de France métropolitaine au cours de l'année 2020* », indique le Syndicat des énergies renouvelables (SER) dans un bilan publié avec d'autres partenaires, dont les réseaux de transport (RTE) et de distribution (Enedis) d'électricité.

C'est une progression de près de quatre points par rapport aux chiffres de 2019 (23,1%), qui « *s'explique par une production renouvelable historique de 120,7 TWh (hausse de 10,4% par rapport à 2019) et par une baisse de la consommation du fait de la situation sanitaire* ».

Dans le détail, la production a été tirée par la filière éolienne (+17,3%) et hydraulique (+9,3%).

La puissance totale du parc renouvelable installé a également poursuivi sa progression l'an dernier, atteignant 55.906 MW fin 2020, en hausse de 2.039 MW. Cette progression a été tirée par l'éolien (+1.105 MW) et le solaire (+820 MW).

C'est toutefois toujours le parc hydroélectrique qui domine le paysage français même si sa puissance est restée quasi stable.

Hors renouvelables, la France dépend encore très largement du nucléaire pour la production de son électricité, avec une part supérieure à 70% ces dernières années.

Consulter l'article en ligne

Renouvelables en France : Gare au décrochage entre objectifs et réalité (bilan 2020)

Article de l'AFP - publié le 11.01.2021

Les énergies renouvelables électriques ont continué à se développer en France en 2020, photovoltaïque et éolien en tête, mais à un rythme insuffisant pour tenir les objectifs du pays, selon un bilan annuel.

« *La crise sanitaire n'explique pas à elle seule ces ralentissements* », souligne le baromètre 2020 produit par l'observatoire spécialisé indépendant Observ'ER avec la Fédération des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

L'an passé (octobre 2019-septembre 2020), la production renouvelable a couvert plus de 27% de la consommation électrique, en phase avec les objectifs nationaux (grâce aussi à une moindre demande liée au ralentissement industriel et à des températures clémentes). Ce fut même plus de 35% en Auvergne Rhône-Alpes, Occitanie, Grand Est et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

À fin septembre, la puissance renouvelable raccordée était de 56,5 gigawatts (GW), dont une petite moitié issue de l'hydro électricité (2,8 GW installés en un an, après 2,7 GW l'année précédente). Quelque 89% de cette puissance nouvellement installée vient de l'éolien terrestre et du photovoltaïque.

Par rapport à la feuille de route énergétique de la France à horizon 2028, le baromètre relève toutefois « *un risque de décrochage pour la filière éolienne* » (avec une projection à 31 GW, au rythme actuel, au lieu de 33-34 prévus).

Et c'est « *un décrochage déjà réel pour la filière photovoltaïque* » (18 GW anticipés au lieu d'une fourchette de 35-44 GW) : il faudrait que le secteur multiplie par plus de trois sa dynamique et raccorde 3 GW par an, « *une gageure au vu des performances passées* ».

« *Le rythme n'est pas suffisant pour atteindre les objectifs, et c'est un retard difficile à rattraper* », souligne Frédéric Tuillé, responsable des études chez Observ'ER.

Les projets portés par des acteurs locaux (professionnels, collectivités, syndicats d'énergie...) se développent, et les régions disposent pratiquement toutes d'orientations via leur schéma d'aménagement du territoire. « *Mais se pose la question des moyens dont elles disposent pour l'atteindre* », ajoute le rapport.

Les auteurs soulignent l'enjeu de l'acceptation locale des projets. À cette fin, l'Ademe a annoncé le déploiement de conseillers territoriaux.

Vincent Jacques Le Seigneur, président d'Observ'ER, a notamment déploré que « *les pouvoirs publics soufflent en permanence le chaud et le froid, au niveau de l'Etat comme de collectivités* », sur l'éolien, disant ses craintes de voir les contestations s'étendre au photovoltaïque « *s'il n'y a pas plus de concertation* ».

> *" L'an passé, la production renouvelable a couvert plus de 27% de la consommation électrique, en phase avec les objectifs nationaux. "*

Consulter l'article en ligne

2021 : renouvelables et ressources énergétiques distribuées sur le devant de la scène

Tribune rédigée par Colin Beaney - publiée le 06.01.2021

COLIN BEANEY

Vice-Président d'IFS

Consulter le profil

Si la pandémie mondiale fait les gros titres, la crise climatique reste un sujet d'envergure. Les dangers du changement climatique et des émissions de carbone sont toujours très préoccupants. Toutefois, d'un point de vue mondial nous sommes en train de passer des mots aux actions.

Dans le secteur de l'énergie, des services énergétiques fournis aux populations et des ressources, un net progrès est perceptible aussi bien chez les acteurs agiles que chez des acteurs plus conservateurs. Au menu, plus de transparence, plus d'audits, une collaboration basée sur les données.

Ceci crée de nouvelles possibilités de conquérir et satisfaire les usagers des services, gagner des parts de marché et de fonctionner plus efficacement, tant d'un point de vue commercial qu'environnemental.

Dans un contexte marché instable, voici les tendances qui se dessinent sur le secteur.

Joint-ventures et startups soutiennent la croissance des énergies renouvelables : vers un déclin des énergies carbonées ?

Si l'année 2020 a été difficile à bien des égards, une raison de rester optimiste est la croissance continue des énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque (PV), l'éolien et l'hydroélectricité.

Dans un récent rapport « *Renewables* 2020 », l'Agence internationale de l'énergie note que la Covid-19 n'a pas du tout freiné le développement des énergies renouvelables. Elles seront le secteur connaissant la croissance la plus rapide jusqu'en 2025.

Leur essor sera alimenté par des joint-ventures (co-entreprises) et partenariats. En 2021 et au-delà, il y aura toujours plus de grandes entreprises historiques des énergies et services énergétiques qui travailleront de concert avec des entreprises agiles et start-ups.

À travers le monde :

Une co-entreprise a été créée entre Engie et le portugais EDP sur la question de l'éolien en mer pour devenir un leader du secteur. De son côté, EDF en a créé une avec Masdar à Abu Dhabi pour les énergies renouvelables et la performance énergétique.

Pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles, Pacific Gas and Electric Company (PG&E) et Tesla ont inauguré un système de stockage d'énergie par batterie lithium-ion de 182,5 MW en Californie. Le projet Tesla Megapack permettra également de renforcer l'efficacité et la fiabilité du réseau, avec une réduction des coûts globaux pour les consommateurs.

Le géant mondial de l'énergie BP et l'acteur danois Ørsted ont annoncé leur intention de développer un projet d'hydrogène renouvelable en Allemagne. Le projet vise à alimenter la raffinerie de Lingen, en utilisant de l'hydrogène propre (vert) dérivé de l'eau grâce à un processus d'électrolyse alimenté par le vent.

L'âge du stockage d'énergie « *behind-the-meter* » propulse le secteur

Une nette transition vers les énergies renouvelables et les ressources énergétiques distribuées (RED – ou modes de production d'électricité à petite échelle).

L'industrie et les ménages se tournent vers le solaire et la géothermie pour compléter leur approvisionnement en énergie, contournant plus ou moins les entreprises énergétiques traditionnelles.

Ces dernières perdent une source de revenus jusqu'ici garantie. Et les réseaux nationaux ou régionaux ne sont pas toujours conçus pour accueillir une production d'énergie renouvelable et décentralisée.

Pourtant, d'intéressantes opportunités pour les services du futur voient le jour avec de nouvelles méthodes de génération de revenu. Les fournisseurs de services énergétiques peuvent vendre de l'énergie et proposer des services de RED directement aux clients finaux.

Avec ce positionnement, ils peuvent tirer parti d'économies d'échelle, d'une main d'œuvre qualifiée, offrir plus de choix, des tarifs plus compétitifs et un service plus rapide.

Outre la réduction de la facture énergétique ou la possibilité de gagner de l'argent en revendant le surplus d'énergie au réseau, les consommateurs peuvent également bénéficier de coûts de maintenance réduits et de la tranquillité d'esprit de savoir qu'ils dialoguent avec une entreprise réglementée et certifiée.

Alors que la RED progresse, il devient impératif d'offrir des services plus qualitatifs, efficaces à grande échelle.

Les entreprises énergétiques doivent désormais gérer, surveiller, entretenir des centaines de milliers d'actifs de petite taille et devront faire un effort pour mettre en œuvre des technologies intelligentes et prédictives telles que l'intelligence artificielle (IA), le machine learning (ML) et les jumeaux numériques pour transformer cette masse de données en informations intelligibles.

> *“ Les réseaux nationaux ou régionaux ne sont pas toujours conçus pour accueillir une production d’énergie renouvelable et décentralisée ”*

L’institut IDC* prévoit que d’ici 2025, plus de 50 % des fournisseurs de services énergétiques augmenteront leurs dépenses d’automatisation, d’IA et ML, avec pour objectif une meilleure maintenance prédictive et prescriptive.

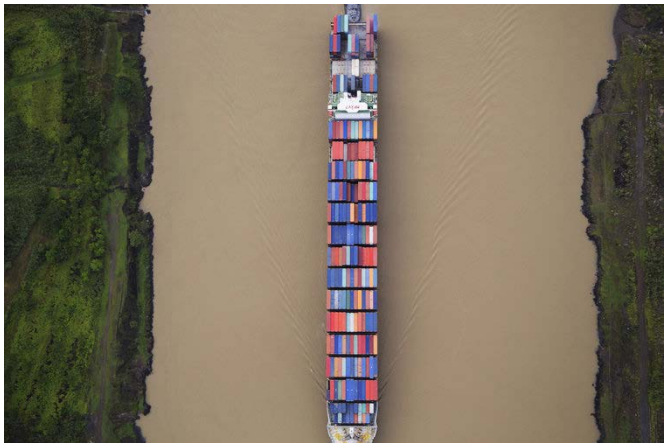
L’un des principaux défis que doivent relever les nouveaux venus du marché est de trouver et déployer des logiciels capables de gérer les données non structurées et de les transformer en un levier de performance.

Entre décarbonation et données : offrir un service d’excellence au client

Une mise à profit des données semble également tout à fait pertinente dans le domaine du transport maritime et du fret, au regard du service client.

Pour le secteur de la logistique, 2020 a été une année de rupture. Cela se ressent particulièrement pour le fret aérien, qui, selon un rapport Accenture, a connu une baisse de 20 % de capacité par rapport à 2019. Le secteur maritime en profite pour ravir des parts de marché à son cousin aérien.

Les navires sont en mesure de s’équiper de batteries plus grandes et de systèmes de propulsion sans émission, le maritime peut donc se positionner comme une option « *plus verte* ».



Une « *course à l’armement* » se profile entre les ports pour offrir les services les plus rationnels, rentables et intelligents.

Il y aura donc une prolifération des technologies d’IA, ML, jumeaux numériques pour assurer la transparence sur la chaîne d’approvisionnement, traçabilité, responsabilité et qualité de service. Toutefois, pour réussir, il faut des processus commerciaux souples grâce à une infrastructure technologique moderne et pertinente.

Merci, au suivant !

Chacun attend avec impatience que l’année 2020 soit enterrée dans les annales de l’histoire. Malgré tous les changements et bouleversements, les acteurs du secteur de l’énergie, des services énergétiques et ressources montrent leur détermination. On décèle un désir sincère de respecter les promesses qui ont été faites.

La prochaine décennie sera une période d’avancées sans précédents, puisque les humains seront les instigateurs du progrès, et plus seulement les entreprises.

**IDC FutureScape: Worldwide Utilities 2021 Predictions. Roberta Bigliani, Jean-François Segalotto, Gaia Gallotti, John Villali, Jayesh Verma, Phevos Skalidis.*

Consulter l’article en ligne

Énergies renouvelables : le Sénat veut valoriser l'hydroélectricité

Article de l'AFP - publié le 14.04.2021

À quelques semaines de l'arrivée au Sénat du projet de loi climat, la chambre haute a adopté mardi en première lecture une proposition de loi LR pour encourager l'hydroélectricité, grâce à des simplifications administratives et des allègements fiscaux.

« *Ancrée dans l'histoire* » et « *tournée vers l'avenir* », l'hydroélectricité « *représente un dixième de la production électrique et la moitié de l'énergie renouvelable* », a fait valoir l'auteur de la proposition de loi Daniel Gremillet.

« *Entravée par des freins persistants, dont une forte pression fiscale* », elle « *mérite une législation plus adaptée* », a-t-il affirmé.

« *Source d'énergie trop souvent ignorée et parfois même dépréciée* », l'hydroélectricité « *constitue notre première source d'énergie renouvelable* », a appuyé le rapporteur centriste Patrick Chauvet.

« *Le parc hydraulique est demeuré stable depuis les années 80, autour de 25,5 gigawatts* », a-t-il souligné.

Le texte propose que les capacités de production d'électricité d'origine hydraulique atteignent « *au moins 27,5 gigawatts* » en 2028.

« *Un objectif hors de portée* » a jugé la secrétaire d'État chargée de la Biodiversité Bérangère Abba. Elle a ajouté ne pas pouvoir souscrire « *à nombre de propositions fixées* » par le texte, ce qui compromet fortement son devenir.

Pour favoriser la petite hydroélectricité, M. Gremillet prévoit « *qu'un quart de l'augmentation des capacités installées de production entre 2016 et 2028 doit porter sur des installations dont la puissance est inférieure à 4,5 mégawatts* ».

Le développement des petites installations, comme les moulins à eau, pose toutefois la question de la préservation de la biodiversité.

L'article 5 du texte, qui entend renforcer les dérogations aux règles de « *continuité écologique* » (qui garantissent la circulation des poissons migrateurs et le passage des sédiments) pour les moulins à eau, a ainsi cristallisé les débats, opposant défenseurs du patrimoine et défenseurs de l'environnement. Il exclut expressément la destruction des modalités de mise en conformité des moulins. Une disposition similaire vient d'être votée par les députés, contre l'avis du gouvernement, dans le projet de loi climat.

Cet article « *constitue une régression grave pour la protection de la biodiversité* », a jugé Daniel Salmon pour le groupe écologiste, qui a choisi de s'abstenir sur ce texte, comme les groupes PS, RDPI à majorité En Marche et CRCE à majorité communiste.

> *" Ancrée dans l'histoire" et "tournée vers l'avenir", l'hydroélectricité "représente un dixième de la production électrique et la moitié de l'énergie renouvelable "*

Consulter l'article en ligne

Comment penser le monde de demain ? Le rôle majeur des énergies renouvelables de proximité

Article rédigé par Pierre de Froidefond - publié le 05.06.2020

PIERRE DE FROIDEFOND

Associé fondateur
de Cap vert énergie

Consulter le profil

La crise actuelle nous amène à réfléchir, collectivement, sur notre futur et sur ce qui devra changer dans nos sociétés. Produire localement, favoriser les circuits courts et bâtir notre résilience collective s'avèrent indispensables. Dans ce contexte, la réflexion sur les énergies renouvelables doit accélérer. La filière biogaz, à la fois respectueuse de l'environnement, créatrice d'emplois et de dynamisme territorial, doit faire partie de l'équation sur laquelle construire le monde de demain.

Sidérante, inédite, historique... tout a été dit sur la crise actuelle. Pourtant, elle possède au moins un point commun avec les autres grandes périodes de contraction économique : elle révèle les faiblesses de nos sociétés et de nos économies. Et c'est à partir de ces constats qu'il faudra penser le futur. En réfléchissant à ce que nous devons changer.

Tout d'abord, le degré d'interdépendance de nos économies a démontré ses limites : sans plaider pour un retour du nationalisme économique, il apparaît clairement aujourd'hui que les États doivent renforcer leur autosuffisance dans les domaines essentiels.

Tout ce qui relève de la santé et de l'alimentation, bien sûr, mais aussi des technologies et de l'énergie, devra être l'objet de stratégies de production plus régionalisées, pour éviter les -catastrophiques- réactions en chaîne.

Ce constat en amène un autre : relocaliser la production, donner une nouvelle impulsion à notre politique industrielle et énergétique, suppose une intervention accrue de l'État dans l'économie.

C'est lui qui va, par ses choix et ses investissements, impulser cette nouvelle donne. C'est lui également qui va décider, en concertation avec toutes les parties prenantes, des filières et des activités qu'il entend soutenir directement, parce qu'elles auront fait la preuve de leur caractère indispensable, socialement et économiquement.

Enfin, la crise a mis en lumière un autre enjeu, au moins aussi important que les précédents : la nécessité pour chaque population, chaque territoire, de développer, ensemble, des réactions de solidarité. De se montrer résilients et engagés, les uns envers les autres. Ce qui implique un lien social fort, à l'échelon local comme national, et le partage de valeurs communes.

Marier les enjeux issus de la crise avec les urgences environnementales

Ces questions, pour essentielles qu'elles soient, ne devront pas faire oublier l'autre grand enjeu des années à venir : l'urgence climatique. Qui devra, lui aussi, faire partie de l'équation, de la façon dont nous dessinerons le monde de demain.

> *" Les énergies renouvelables, et notamment celles produites et consommées en " circuit court ", constituent une réponse essentielle aux questions qui se posent "*

Dans ce contexte, les énergies renouvelables, et notamment celles produites et consommées en « *circuit court* », nous semblent constituer une réponse essentielle aux questions qui se posent.

Ainsi, l'ensemble des pays développés maîtrisent, depuis des années, la technologie de la méthanisation. Ce procédé permet de transformer certains déchets organiques – notamment ceux des exploitations agricoles, des industries agroalimentaires, des collectivités locales- en biogaz.

Ce gaz vert peut être réinjecté dans le réseau de gaz, ou encore être utilisé pour faire fonctionner des véhicules propres. Le tout, en minimisant les coûts et distances de transports -puisque les unités de production sont implantées à proximité des lieux de consommation- et en bénéficiant, localement, à l'ensemble des territoires sur lesquels ces unités sont implantées.

En France, 800 unités de ce type fonctionnent déjà. Un chiffre qui se développe, mais qui reste faible, comparé aux 10 000 unités que compte l'Allemagne. Aujourd'hui, la France a défini un modeste objectif de croissance de la méthanisation : notre plan de Programmation Pluriannuelle de l'Energie prévoit de porter la part de l'énergie renouvelable à 7% de la consommation totale de gaz en 2030. L'objectif sera atteint... mais reste insuffisant. Le potentiel de production de biogaz, en France, est au moins trois fois plus important.

Consulter l'article en ligne

L'AIE appelle à placer les énergies renouvelables au coeur des plans de relance

Article de l'AFP - publié le 20.05.2020

Le soutien aux énergies renouvelables devra être au coeur des plans de relance post-Covid-19, a appelé mercredi l'Agence internationale de l'énergie (AIE), qui prévoit cette année un ralentissement, pour la première fois depuis 20 ans, des installations de sites et centrales.

> *" Avec les extraordinaires défis sanitaires et économiques d'aujourd'hui, les gouvernements ne doivent pas perdre de vue cette tâche essentielle de transition vers une énergie propre "*

« *Après une baisse cette année, l'addition de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable devrait repartir en 2021, mais la stabilité en matière de politiques sera essentielle pour assurer la confiance des investisseurs* », insiste l'AIE dans un rapport consacré à l'impact de la crise sanitaire sur la transition énergétique.

Bien « *avant que la pandémie de Covid-19 ne frappe, le monde devait absolument accélérer, et ce significativement, le déploiement des renouvelables pour avoir une chance d'atteindre ses objectifs énergétiques et climatiques* », souligne son directeur, l'économiste Fatih Birol.

« *Avec les extraordinaires défis sanitaires et économiques d'aujourd'hui, les gouvernements ne doivent pas perdre de vue cette tâche essentielle de transition vers une énergie propre, pour nous permettre de sortir de cette crise sur une voie sûre et durable* ».

Éolien, solaire, biomasse ou hydro-électricité... ces sources d'énergie ont, selon l'AIE, fait preuve d'une « *résistance impressionnante* » en ces temps de crise, et leur position continue de se renforcer.

La capacité de production d'énergie renouvelable dans le monde devrait croître de 6% en 2020.

Pour autant, si le monde disposera de 167 gigawatts (GW) de capacités de production renouvelable supplémentaires en 2020, ce sera 13% de moins par rapport au bilan des installations de 2019, selon les estimations de l'Agence, qui conseille les pays dans leur politique énergétique.

Tous les marchés concernés

Ce ralentissement dans la construction de sites et centrales tient aux perturbations dans la production d'équipements, aux mesures de confinement et de distanciation sociale, mais aussi de plus en plus à des blocages financiers.

En 2021, les additions de capacités devraient retrouver leur niveau de 2019, notamment grâce à deux projets de méga-barrages en Chine. Mais la croissance combinée de 2020 et 2021 resterait 10% en-deçà de ce que l'AIE avait prévu avant la crise.

Tous les marchés matures sont concernés, à l'exception des États-Unis où l'activité se maintient avant l'expiration prévue d'un dispositif fiscal. En Europe, après une année 2019 exceptionnelle, les installations nouvelles devraient se trouver réduites d'un tiers en 2020, la plus forte baisse annuelle constatée depuis 1996, avant une « *reprise partielle* » l'an prochain.

Seul l'éolien offshore devrait être épargné, du fait de temps de construction plus longs.

Pour l'AIE, les gouvernements devraient miser sur des secteurs à la fois créateurs d'emplois et sources de moindres émissions de gaz à effet de serre, avec la décarbonation des transports et du bâtiment.

« *La chute continue du coût des renouvelables ne suffira pas à les protéger des incertitudes accrues par le Covid-19* », pointe M. Birol: « *D'où l'importance critique de plans de relance permettant de garantir la confiance des investisseurs* », ajoute-t-il, citant par exemple le risque que, face au faible coût du pétrole, des projets visant à se passer des énergies fossiles soient abandonnés.

Consulter l'article en ligne

2

UN SCÉNARIO 100% RENOUVELABLES : À QUELLES CONDITIONS ?

Solaire et éolien sources de l'électricité française : faisable sous conditions, selon l'AIE et RTE

Article de l'AFP - publié le 27.01.2021

La France pourrait-elle, techniquement, tirer l'essentiel de son électricité des énergies renouvelables à l'horizon 2050 ? Oui, répondent l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et le gestionnaire du réseau RTE, mais à de multiples conditions techniques et industrielles.

> *" L'alternative sur la table : une montée des énergies renouvelables accompagnée d'un programme nucléaire pour succéder au parc actuel, ou s'appuyer sur les renouvelables seules . "*

Le sujet est complexe tant il pose de questions, notamment sur des aménagements encore à éprouver à grande échelle. Et il est particulièrement sensible en France, où l'avenir du nucléaire – aujourd'hui à l'origine de 70% de la production électrique – reste à trancher.

Commandé fin 2019 par le gouvernement, ce rapport de l'AIE et de RTE, basé sur l'état des connaissances au niveau mondial avec l'apport d'experts internationaux, s'intéresse à la seule faisabilité technique.

Sa sortie intervient avant la publication à l'automne d'un bilan plus complet de RTE incluant les coûts, impacts sociaux et environnementaux de huit scénarios.

Face au réchauffement climatique, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, ce qui implique un recours accru à l'électricité décarbonée pour de nombreux usages (transports notamment).

L'alternative sur la table: une montée des énergies renouvelables accompagnée d'un programme nucléaire pour succéder au parc actuel, ou s'appuyer sur les renouvelables seules.

Pour cette dernière option, l'AIE et RTE listent quatre « *exigences* ».

D'abord pouvoir gérer la variabilité (« *l'intermittence* ») de la production éolienne et photovoltaïque : c'est « *le principal défi* ».

Selon le rapport, « *la sécurité d'alimentation en électricité (...) peut être garantie si les sources de flexibilité sont développées de manière importante, notamment le pilotage de la demande, le stockage à grande échelle, l'interconnexion transfrontalière* ».

Il faut « *s'intéresser à la maturité de ces solutions et vérifier qu'elles ont le potentiel d'être déployées à grande échelle dans les délais escomptés* », note le texte, évoquant la nécessité d' « *un environnement industriel* ».

La 2ème condition porte sur la stabilité de la fréquence. Des solutions existent, appliquées au Danemark ou en Australie, mais leur « *déploiement généralisé reste à évaluer* ».

Troisième condition, le gestionnaire du réseau électrique devra disposer de réserves opérationnelles et pouvoir intervenir pour équilibrer le système. Il faudra améliorer l'observabilité en temps réel de la production.

Enfin, les réseaux devront être développés et adaptés, à moyen terme.

La décision de la France de lancer ou non de nouveaux chantiers nucléaires est attendue au prochain quinquennat, l'exécutif ne souhaitant pas s'engager avant le démarrage de l'EPR de Flamanville (Manche), objet de multiples retards et surcoûts.

Consulter l'article en ligne

Le système électrique français dans la crise : heurs et malheurs de ses acteurs

Tribune rédigée par Gérard Petit - publiée le 25.05.2020

GÉRARD PETIT

Ancien membre de l'Inspection Générale

Consulter le profil

L'épidémie de Covid 19, en ébranlant nos schémas sociaux et économiques, jauge leur robustesse et fait apparaître leurs lignes de faille.

Des évolutions jusque là présentées et acceptées comme allant dans le sens du progrès (par exemple, l'apanage de la concurrence en tous domaines), sont ainsi regardées, au prisme de l'épreuve, avec davantage de circonspection.

Ainsi en France, dans le domaine de l'énergie et singulièrement dans le secteur électrique, des mécanismes préjudiciables, mais peu connus, deviennent visibles, tant leur application conduit à des excès manifestes, dans cette situation de crise.

Hélas, il est à craindre que l'opinion, fort préoccupée -et à raison- par l'épidémie, ne tire guère les leçons de ces émergences et qu'en la matière, l'après risque bien de ressembler à l'avant. Des intérêts puissants y veilleront.

Symptômes inédits

« *Crash test* » tel est le vocable moderne pour désigner le processus censé éprouver la résilience d'un système.

Mais cette fois l'épreuve réelle a précédé le test et le choc a eu lieu, grandeur nature, le « *Covid-19* » ayant percuté, en même temps (!), les pans humains et matériels de notre société et au delà de l'ébranlement encore à l'œuvre, l'effet de traîne risque bien de mériter son nom, dans une forme majuscule cette fois.

L'épreuve traversée est un redoutable moment de vérité pour nos schémas d'organisation, en particulier pour celui afférent au domaine de l'énergie. Plus que d'autres éléments parlants, le passage en négatif des prix du pétrole a montré, que ce qu'on tenait pour impensable, était en fait un impensé, qui pouvait effectivement advenir quand certains déterminants s'alignaient.

Certes, l'histoire récente et moins avait montré que de profondes et rapides fluctuations des cours du brut étaient possibles, mais on découvre à l'occasion, entre autres biais, que le système pétrolier ne savait pas ralentir.....ce qui donne, en la matière, sa saveur amère à la notion de « *crash-test* ».

Lumières et ombres

Jusqu'ici, bien peu en Europe se sont émus, que les cours de l'électricité, autre fluide pas moins vital que l'or noir, connaissent depuis des années, régulièrement, mais de plus en plus fréquemment, des accès dépressifs. Ils se traduisent également par des prix négatifs sur les marchés de gros...c'est-à-dire que des producteurs, paient des acheteurs du marché, pour qu'ils acceptent d'enlever un surplus fatal (sans d'ailleurs que cette aubaine soit forcément répercutée, en aval, à leurs clients....).

En la matière, la crise actuelle aura au moins le mérite, en les exacerbant, de mettre à jour des mécanismes délétères à l'œuvre.

Procédant du même déséquilibre « *production/consommation* », que pour le pétrole, les biais sont ici plus difficile à appréhender, car à la fois structurels et conjoncturels.

L'éclairage porté sur le système électrique français, en pleine mutation due aux bouleversements affichés de ses paradigmes, révèle les faiblesses du nouveau schéma choisi. S'amplifie, en particulier un caractère largement hasardeux, qui met à mal l'économie du cœur du processus, en favorisant outrancièrement des marges envahissantes.

Qu'il s'agisse des modes de production « *nucléaire versus renouvelables* » ou de la commercialisation de l'électricité « *EDF versus ses concurrents* », la crise traversée pointe, avec acuité, des travers fondamentaux, et à ce titre, pourrait bien nous dessiller. Nous étions jusque là très peu critiques sur les changements fondamentaux qui s'opèrent actuellement dans ce secteur vital, préférant, sans réfléchir plus avant, nous réjouir de la prolifération des offres électriques et de vite chercher à en profiter.

Une mécanique implacable

Les productions renouvelables (vent et soleil en premier lieu) bénéficient d'une priorité d'accès au réseau, c'est-à-dire qu'elles peuvent s'y déverser (et s'en retirer) en toutes circonstances, au bon vouloir d'Eole et de Râ, sans tenir compte des besoins du moment.

En situation, pour préserver l'équilibre « *offre / demande* » et donc la stabilité physique du réseau, les producteurs déjà « *en ligne* » doivent diminuer leur fourniture pour faire place aux entrants prioritaires, et symétriquement l'accroître lorsque ceux-ci s'effacent.

Ces productions renouvelables sont rétribuées hors marché (à prix fixés ou compléments de rémunération, définis par arrêtés ministériels) à des conditions contractuelles établies sur la longue durée (jusqu'à 20 ans) et qui garantissent une rémunération avantageuse des investissements. Il s'agissait au départ, coûte que coûte, d'inciter au développement de ces filières....mais le processus à l'œuvre depuis 2001 !

EDF, transformée par la loi en « *acheteur obligé* » de ces productions, est compensée par l'État (insuffisamment et avec retard) sur la base de l'écart entre le prix stipulé dans les contrats et les conditions de marché du moment.

C'est donc le contribuable qui, in fine, paie cette patente, mais longtemps, c'est le client d'EDF (et des régies) qui l'a fait, via sa facture d'électricité sur laquelle figurait une CSPE[1], en large partie dédiée.

Si la CSPE figure toujours sur les quittances d'électricité, maintenue à son dernier (et plus haut) niveau de 2017, elle est devenue une simple taxe sur

> *“ L’épreuve traversée est un redoutable moment de vérité pour nos schémas d’organisation, en particulier pour celui afférent au domaine de l’énergie ”*

la consommation (comme pour l’alcool ou le tabac,…) versée directement au budget de l’État, elle n’est plus fléchée vers le soutien aux renouvelables.

Le financement des renouvelables électriques est désormais assuré par un « *Compte d’Affectation Spéciale-Transition Energétique* » du budget de l’État, qui s’alimente essentiellement, à la hauteur des besoins, sur le produit de la TICPE[2] sur la part des recettes de cette taxe qui revient à l’Etat.

Aujourd’hui, c’est donc lorsqu’on fait le plein de gazole ou de super, qu’on finance l’essentiel de l’appui de l’État aux renouvelables électriques, via la taxe carbone portée par la TICPE (et ses sœurs TICGN[3] et TICC[4]).

Mais la moindre consommation de carburants, du fait de la crise sanitaire, va réduire d’autant les recettes de la TICPE, lesquelles se verront pourtant ponctionnées plus lourdement, par le truchement des mécanismes de soutien décrits plus haut.

Un vrai hiatus, qu’une fois de plus, le consommateur-contribuable sera amené à résoudre, car on imagine mal qu’on puisse demander cet effort à ceux qui investissent dans les renouvelables, l’Exécutif, depuis le début de la crise, annonçant que ce secteur, non seulement sera préservé, mais qu’il constituera la colonne vertébrale de la reprise !

Un processus qui diverge

Dans les conditions actuelles d’écroulement de la demande d’électricité, l’écart entre les prix contractuels et les prix de marché est devenu considérable et la mécanique de rémunération des producteurs renouvelables fait, que, pour qu’elle soit maintenue, le soutien de l’État doit s’accroître à due proportion. Autant dire que pour eux, la crise est transparente, sans que cette bonne fortune trouve son pendant dans un service insigne rendu au pays.
S’enclenche même une réaction en chaîne, car dans cette période de faible demande, le vent et le soleil se sont montrés, en moyenne, plutôt généreux, dopant encore davantage la proportion de courant renouvelable injecté.

En conséquence, sur le marché de l’électricité, où via un travers structurel peuvent « *concourir* » des productions renouvelables prépayées (voir supra), les effets de cette situation d’abondance relative ont été nettement accentués.

En effet, la rémunération des autres contributions (hydraulique, gaz, nucléaire), aux coûts bien réels celles-là, diminue corrélativement par un double effet, de déplétion supplémentaire des cours et d’accroissement de la chute des ventes.

Plus pervers encore, l’accroissement relatif de la proportion de courant « *renouvelables* » dans la fourniture accroît potentiellement l’instabilité du système électrique. Le gestionnaire, pour conserver en permanence une marge de sécurité, doit maintenir en ligne, une réserve tournante de moyens pilotables, capable de compenser rapidement les fluctuations dues à l’intermittence des renouvelables.

Cette configuration conduit, dans de nombreuses situations, à un surplus de production et donc à l’effondrement des cours, jusqu’à des prix négatifs, voire profondément négatifs (depuis le début de cette l’année, cette situation s’est produite à plusieurs reprise).

Les « *alternatifs* » malades de l’ARENH[7]

On nomme désormais « *alternatifs* » les compétiteurs d’EDF[5], ce qui est en soi très significatif, laissant penser qu’on propose vraiment un autre schéma, alors que cette concurrence possède un caractère des plus artificiel. L’électricité qu’ils commercialisent est, en effet, très largement de source EDF, soit via l’ARENH (voir infra), soit achetée sur un marché où EDF producteur reste dominant, y vendant sa propre production et celle des renouvelables, via les mécanismes déjà décrits.

Mais c’est encore un pastiche, ad hoc, d’une célèbre fable de La Fontaine qui permet, le mieux, d’introduire le sujet : le principe d’ARENH et ses déviances :

Un mal qui répand la terreur,
Mal que Bruxelles en sa fureur,
Suggéra pour punir un crime délétère (a).
L’ARENH, puisqu’il faut l’appeler par son nom,
Capable en un jour d’enrichir à millions,
Faisait à EDF, la guerre.

……

(a) crime de lèse concurrence

C'est en effet, un autre biais préexistant du système électrique national, qui a été davantage mis en lumière par la crise, et qui, désormais, se présente, pour les « *alternatifs* » à front renversé, alors qu'ils avaient pris l'initiative de regimber, trop habitués à voir EDF céder, faute de soutiens.

Pour fournir du grain à moudre à une concurrence, dont le système électrique français et surtout ses clients s'accommodaient parfaitement de l'absence, les compétiteurs d'EDF se sont vus attribuer par la loi, dite NOME[6] de 2011, via un mécanisme dit d'ARENH, l'accès à 100 TWh de sa production nucléaire (en gros, un quart les bonnes années, plutôt un tiers actuellement, voire davantage encore, avec la crise) au prix de 42 €/MWh, jamais révisé depuis dix ans, insuffisant pour couvrir les coûts de production d'EDF (lesquels sont allés croissant dans l'intervalle).

En fonction de leur évaluation de l'évolution des prix des marchés de gros sur lesquels ils s'approvisionnent, les « *alternatifs* » peuvent réserver une partie de cette manne-ARENH.

Ces dernières années, comme les prix de marché étaient orientés à la hausse, il y avait bousculade pour réserver ces kWh peu chers, les arbitrages se faisant (par la CRE[8]) au prorata du poids des portefeuilles clients des compétiteurs.

L'an passé, la somme des demandes excédant largement les 100 TWh, les « *alternatifs* » ont poussé très fort pour que le quota soit augmenté à 150 TWh, désir que l'Exécutif n'a pas exaucé. Un répit pour EDF donc, mais qui pourrait bien être de courte durée, les projets d'un ARENH généralisé étant en gestation (comprendre, entre autres évolutions majeures, qu'EDF n'aurait plus un accès prioritaire à sa propre production nucléaire, devenue bien commun… !).

À noter, point essentiel, que la loi NOME incitait les « *alternatifs* » a développer leurs propres outils de production, une disposition très peu suivie d'effet, leur contribution étant extrêmement marginale, l'appui sur EDF étant tellement plus commode !

Dans l'intervalle, survient la crise provoquée par le Covid 19, et sur le champ de l'ARENH, l'ensemble des cartes est rebattu. Les prix de marché s'effondrent et les « *alternatifs* » se trouvent marris d'avoir réservé des quantités d'électricité à 42 €/MWh, alors qu'ils pourraient s'approvisionner à bien meilleur marché (20 €/MWh, voire 10 €/MWh), sur ledit marché effondré !

Ils ont alors souhaité que s'active la clause de « *force majeure* », ce qu'EDF a logiquement refusé.

Il est important de noter que, pour les « *alternatifs* », devoir honorer les promesses d'achat d'ARENH ne conduit, dans la situation actuelle, qu'à un manque à gagner et non à une perte.

Les offres des « *alternatifs* » à leurs clients se situent en effet juste un peu en dessous des TRV[9] pratiqués par EDF (lesquels ont été récemment relevés à dessein, avec l'accord de la CRE) et un achat de gros au niveau ARENH ménage, sans changement, la marge escomptée, crise ou pas.

La CRE n'a pas retenu le « *cas de force majeure* » et le Conseil d'Etat a rejeté la requête des « *alternatifs* », même notre Ministre E.Borne a pris position en faveur d'EDF : « *Cela reviendrait finalement à faire peser sur EDF la totalité des risques. Il y a un problème de principe* ».

Néanmoins, les « *alternatifs* », pugnaces, ont saisi les juridictions commerciales, entre autres motifs, que l'État producteur (via ses 85% au capital d'EDF) serait favorisé par l'Etat régulateur.

Mais dans la situation actuelle, où EDF, qui n'a pas vocation à devenir un assureur en dernier recours, est également frappée durement par la crise, l'opinion pourrait bien ne goûter que modérément cette rage des « *alternatifs* » à vouloir mordre la main qui les alimente.

Mais, retour à Jean de La Fontaine, sa fable chute sur des vers universels : « *suivant que vous serez puissant ou misérable (comprendre ici, influent ou vulnérable), les jugements de Cour vous rendront blanc ou noir* ».

À suivre donc….

[1] *CSPE : Contribution au Service Public de l'Electricité.*
[2] *TICPE : Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques.*
[3] *TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel.*
[4] *TICC : Taxe intérieure de Consommation sur le Charbon.*
[5] *Les compétiteurs d'EDF : plus de 25 aujourd'hui, qui annoncent des tarifs moins élevés que les TRV (Tarifs Règlementés de Vente) que l'État impose à EDF…et surtout un courant prétendument plus vert.*
[6] *Loi NOME : pour Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (promulguée en 2011).*
[7] *ARENH : Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique.*
[8] *CRE : Commission de Régulation de l'Energie (anciennement, de l'Electricité).*
[9] *TRV : Tarif Régulé de Vente, fixé par l'État, qu'EDF (et les Régies) sont tenus de proposer à leurs clients.*

Consulter l'article en ligne

Étude RTE : le scénario 100% renouvelables est-il plausible ?

Article de la rédaction - publié le 22.02.2021

Le 19 janvier dernier, le média Contexte publiait un article sur une étude menée par RTE, alors que cette dernière n'était pas encore rendue publique. Selon le site d'information, l'étude conclut au caractère plausible d'un mix électrique fondé sur « des parts très élevées d'énergies renouvelables ». Si ce scénario paraît séduisant de prime abord, il résiste mal à l'analyse.

> *“ S’il est envisageable, à l’échelle individuelle, une maison qui fonctionnerait uniquement grâce à des panneaux photovoltaïques et à une pompe à chaleur géothermique, le projet semble plus difficilement réalisable à l’échelle nationale ”*

La Stratégie nationale bas-carbone, adoptée en 2015 et chargée de piloter la politique énergétique tricolore, a désormais le viseur braqué sur 2050, date à laquelle la France devra atteindre la « *neutralité carbone* », soit l’état d’équilibre entre les émissions de gaz à effet de serre (GES) d’origine humaine et leur retrait de l’atmosphère. Pour cela, l’Etat mise en partie sur les énergies renouvelables. Mais ces dernières sont-elles aussi fiables que ses promoteurs le prétendent ?

Que dit l’étude de RTE ?

Un mix électrique décarboné fondé sur « *des parts très élevées d’énergies renouvelables* » est techniquement possible à l’horizon 2050. Telles seraient les conclusions d’une étude réalisée par RTE (Réseau de transport d’électricité). Le média Contexte, qui a eu accès au rapport, en a divulgué une partie qui stipule que : « *quatre ensembles de conditions strictes […] devront être remplies pour assurer sur le plan technique, l’intégration en toute sécurité de très grandes parts d’énergies renouvelables dans un système électrique large comme celui de la France* ».

Sur la stabilité du système, le rapport précise que des « *difficultés spécifiques pourraient concerner les systèmes comportant une part importante de photovoltaïque distribué* ». Il faudrait dès lors « poursuivre les projets de R&D » et « *lancer des démonstrateurs et des projets pilotes* ». La sécurité d’alimentation quant à elle pourrait être garantie « *même dans un système reposant en majorité sur des énergies à profil de production variable comme l’éolien et le photovoltaïque, si les sources de flexibilité sont développées de manière importante* », à l’instar du « *pilotage de la demande, du stockage à grande échelle, des centrales de pointe et de la fluidification des échanges par les réseaux de transport* ». Les réserves opérationnelles, elles aussi mentionnées dans le rapport, sont destinées à « *couvrir les aléas pouvant affecter la production, la consommation et la capacité de transit sur les lignes électriques* » et peuvent évoluer compte tenu de la « *nature de la production et la structure de la consommation* ». Enfin, l’étude précise que les réseaux devront subir « *un renforcement et une restructuration en profondeur” afin de pouvoir ”atteindre des parts élevées de renouvelables* ».

Pour autant, selon la synthèse de l’étude, « *la question de savoir si ces scénarios sont socialement souhaitables ou attrayants* » et celle de connaître « *leur coût et leur viabilité financière* » ne sont pas examinées. Le rapport RTE insiste donc sur la faisabilité de ce scénario, mais est-il vraiment envisageable dans la réalité ? Et si oui, est-il souhaitable ?

Retards de développement

Dans le budget 2021, l’exécutif a augmenté de près de 25 % le soutien aux énergies vertes (6 milliards d’euros), qu’il espère porter à 32 % du mix énergétique en 2030 (contre 23% en 2019). Pour répondre aux objectifs gouvernementaux de développement des énergies renouvelables, ces dernières devraient contribuer à 40% de la production électrique, 38% de la consommation finale de chaleur, 15% de la consommation finale de carburant et 10% de la consommation de gaz à l’horizon 2030.

Voici pour la théorie. Dans les faits, la France accuse un retard certain dans le développement des énergies vertes. Si ces dernières ont continué d’essaimer sur le territoire en 2020 (photovoltaïque et éolien en tête), le rythme est insuffisant pour coller aux objectifs nationaux, selon le baromètre 2020 d’Observ’ER. Par exemple, il existe « *un risque de décrochage pour la filière éolienne* », qui devrait atteindre 31 gigawatts (GW) au lieu des 33-34 GW prévus à l’horizon 2028 par la Programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE), la feuille de route du gouvernement en matière d’énergie. « *Un retard difficile à rattraper* », a d’ores et déjà prévenu Frédéric Tuillé, responsable des études chez Observ’ER.

Des énergies coûteuses et pas si « *vertes* »

Par ailleurs, s’il est envisageable, à l’échelle individuelle, une maison qui fonctionnerait uniquement grâce à des panneaux photovoltaïques (pour l’électricité) et à une pompe à chaleur géothermique (pour le chauffage), le projet semble plus difficilement réalisable à l’échelle nationale. D’un point de vue environnemental, dans un premier temps, cela signifierait une augmentation drastique du nombre d’éoliennes ou de panneaux solaires,

et par conséquent une utilisation accrue du béton et de l'acier, mais également du silicium, du phosphore et de l'aluminium pour leur production, des matériaux extrêmement polluants selon un rapport SHERPA. Sans compter le coût environnemental des batteries de stockage énergétique, dont la durée de vie demeure faible.

L'impact économique, ensuite, d'un tel scénario, serait assez préjudiciable pour l'ensemble des acteurs : le prix des énergies solaire et éolienne dépend non seulement du mode de production des matériaux qui les composent, mais également de leur mode de transport – essentiellement assurés par des énergies fossiles. On peut dès lors imaginer à quel point le coût de l'énergie augmenterait si les éoliennes devaient être construites dans des fours à bois, ou si les panneaux solaires étaient acheminés par des bateaux à voile, pour reprendre l'exemple de Jean-Marc Jancovici, associé fondateur de Carbone 4, un cabinet de conseil spécialisé dans l'adaptation au changement climatique.

Enfin, à production égale, la contribution au produit intérieur brut (PIB) des énergies renouvelables est plus faible (4 fois moins pour l'éolien ; 5 fois moins pour l'hydroélectricité) que pour le nucléaire, ainsi que le nombre d'emplois créés, également plus limité que dans la filière atomique (1,2 fois moins pour l'éolien ; 5,7 fois moins pour l'hydroélectricité), qui promet de recruter quelque 5 000 nouveaux collaborateurs cette année. Ce n'est pas tout : le nucléaire, qui représente 70 % de la production électrique nationale, permet à la France d'être le premier exportateur du secteur en Europe. S'en priver, ou en diminuer la part, aurait un impact direct sur le prix de l'énergie dans l'Hexagone – l'un des plus faibles de l'Union européenne -, mais également sur la souveraineté énergétique du pays. Séduisant sur le papier, le scénario 100 % renouvelables de RTE parait donc difficilement réalisable et peu souhaitable dans les faits.

Consulter l'article en ligne

Étude RTE/IEA : parier sur un mix électrique à forte proportion d'éolien et de solaire est très incertain

Tribune rédigée par Bertrant Cassoret - publiée le 24.02.2021

BERTRAND CASSORET

Maître de conférences en génie électrique

Consulter le profil

Par Bertrand Cassoret, auteur du livre « Transition énergétique, ces vérités qui dérangent », dont la 2ème édition est parue en 2020, et de « Energy Transition » paru en février 2021.

RTE, Réseau de Transport de l'Électricité, et l'Agence Internationale de l'Énergie, ont publié en janvier 2021 un rapport sur « les conditions d'un système électrique à forte part d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2050 » [RTE/IEA] .

Visiblement, certains se sont enthousiasmés pour ce rapport sans l'avoir lu : malgré une communication séduisante (RTE a twitté « pas de barrière technique infranchissable », « c'est techniquement possible »), ce rapport montre surtout que parier sur un mix électrique à forte proportion d'éolien et de solaire est très incertain.

Contexte : la Stratégie Nationale Bas Carbone repose sur une réduction de « *près de la moitié de la consommation d'énergie finale* ». En croissance économique, ce serait du jamais vu !

La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale passerait de 25 à 50% en 2050 ce qui serait une bonne chose pour moins consommer d'énergies fossiles, mais l'optimisme concernant la consommation d'électricité est impressionnant : elle augmenterait de moins de 30%, et la flexibilité apporterait de la souplesse pour l'équilibre production-consommation. La gestion future de l'équilibre production-consommation serait donc plus simple malgré de nouveaux usages, en particulier les véhicules électriques.

La question, fondamentale, qui se pose est, grosso-modo la suivante : les réacteurs nucléaires français arrivant en fin de vie peuvent-ils être remplacés par des éoliennes et des panneaux photovoltaïques ?

Alors que l'électricité se stocke très difficilement et que nous consommons l'électricité au moment où nous en avons besoin, ces moyens ne produisent que lorsque vent/soleil sont présents.

Flexibilité : le maître mot du rapport

On peut lire dans le rapport que :

- « *il n'existe aucune démonstration de la faisabilité d'une intégration très poussée d'énergies renouvelables variables comme l'éolien et le photovoltaïque sur un grand système électrique* »,

- « *il n'existe aucune expérience d'exploitation de tels systèmes à grande échelle* »,

- « *le rapport n'examine pas la question de savoir si ces scénarios sont socialement souhaitables ou attrayants ni celle de leur coût et de leur viabilité financière* »,

- « *les technologies actuelles des onduleurs ne contribuent pas à l'inertie et ne peuvent participer pleinement à la stabilité du système* », (*les onduleurs sont des appareils électroniques insérés entre les éoliennes/panneaux photovoltaïques et le réseau électrique, la stabilité d'un réseau électrique est très complexe et actuellement facilitée par l'inertie mécanique des gros alternateurs*),

- « *les solutions techniques sur lesquelles reposerait cette stabilité pour un système exploité à grande échelle comme la France ne sont pas aujourd'hui disponibles sur le plan commercial* »,

- « *à compter de 2035 il ne sera plus possible de poursuivre l'augmentation de la part des renouvelables sans développer la flexibilité de manière significative* », *il faudra une « flexibilité considérable du côté de lademande* ».

Flexibilité est le maître mot de ce rapport : il apparait 21 fois dans la synthèse et 318 fois dans le rapport complet de 186 pages !

Stockage et flexibilité en question

Cela signifie que la consommation devra s'adapter à la production, il faudra donc parfois couper les appareils non prioritaires… Cela se fait parfois actuellement lors d'importants pics de consommation où l'on demande à certains industriels gros consommateurs de diminuer leur consommation, moyennant finances.

Dans le futur on peut espérer que les recharges de certains véhicules électriques pourront être décalées de quelques heures sans grandes conséquences, mais la flexibilité à grande échelle risque de poser d'énormes problèmes ; elle pourrait amener, par exemple, à devoir décaler les horaires de travail des salariés en fonction de la météo.

Il faudra des « *installations de stockage dédiées à grande échelle* ». Concrètement il faudrait surtout développer le « *power to gaz* » qui permet de créer du gaz de synthèse à partir d'électricité, une technologie balbutiante jamais développée à échelle industrielle. Actuellement je ne vois aucune entreprise se lancer dans l'achat-stockage-revente d'électricité…

Il faut « *s'interroger sur les conditions pour développer un environnement industriel permettant de porter cette ambition* ». En effet, estimer les coûts est une chose, mais il faut aussi avoir des compétences et des usines, et il n'y a pas que dans le nucléaire que l'industrie a décliné…

Analyser les « *enjeux environnementaux (utilisation des sols, criticité des matériaux), et sociétaux (acceptabilité), que ce soit pour la flexibilité de la demande au sein des logements ou le déploiement d'infrastructures* ».

En effet les énergies renouvelables nécessitent plus de matériaux et de surfaces que le nucléaire, et ont des impacts environnementaux globalement plus importants [VIDAL] .

Quels coûts ?

« Toute évaluation future devra se concentrer sur les coûts globaux du système plutôt que sur des indicateurs tels que le coût moyen de l'électricité par technologie (LCOE), car ceux-ci ne tiennent pas compte des coûts environnants ».

Enfin on commence à se rendre compte que le Levelized Cost of Energy, souvent utilisé pour mettre en avant la baisse du coût du solaire et de l'éolien, ne représente pas le coût pour la société (les éoliennes et le photovoltaïque viennent en plus des autres moyens de production qu'on utilise moins sans pouvoir les fermer et représentent donc un surcoût ; à moins de développer du stockage qui n'est pas gratuit non plus).

Aujourd'hui en France *« le système d'équilibrage est l'un des plus compétitifs d'Europe »*. Oui le système actuel fonctionne très bien, mais il faudrait tout changer…

« Au-delà de 2030, une extension, un renforcement et une restructuration en profondeur du réseau seront nécessaires pour atteindre des parts élevées d'énergies renouvelables. » En effet éolien et solaire, qui n'ont rien de local, nécessitent davantage d'échanges et donc de lignes de transport de l'électricité dont la construction rencontre systématiquement de vives oppositions.

Concernant l'éolien en mer, *« il faudrait 60 parcs éoliens de 500 MW chacun, alors qu'aucun n'a été développé jusqu'à présent et que seuls 7 sont prévus dans les prochaines années. »*. Je ne suis pas personnellement opposé à l'éolien en mer, mais je ne peux que constater les vives oppositions rencontrées !

Nous aurons toujours besoin de nucléaire

En conclusion : en France où le potentiel hydroélectrique est quasiment à son maximum, il faudrait pour avoir une grande part d'énergies renouvelables dans l'électricité une quantité énorme de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes.

Mais il faudrait aussi davantage de lignes à Haute Tension, adapter la consommation à la production donc à la météo, et du stockage à grande échelle avec des technologies immatures. Personne ne peut garantir que nous aurons alors un réseau électrique stable, c'est-à-dire capable de fournir sans problème les besoins des consommateurs.

> *" La question, fondamentale, qui se pose est, grosso-modo la suivante : les réacteurs nucléaires français arrivant en fin de vie peuvent-ils être remplacés par des éoliennes et des panneaux photovoltaïques ? "*

La France a été capable de mettre en service plus de 40 réacteurs nucléaires en 10 ans dans les années 80 ! Le pari sur l'avenir est donc nettement plus important sur nos capacités à construire un système reposant largement sur l'éolien et le photovoltaïque, que sur nos capacités à reconstruire des réacteurs nucléaires.

Et il est faux de penser qu'un tel système serait plus écologique : les impacts des renouvelables sont globalement plus importants sur une grande majorité de critères environnementaux que ceux du nucléaire dont les déchets bien gérés n'ont aucune conséquence sur le vivant.

Il ne s'agit pas de refuser systématiquement l'éolien et le solaire, qui peuvent contribuer à moins faire fonctionner les centrales fossiles, mais affirmer que ce rapport conclue que nous n'avons pas besoin de nucléaire est absolument faux. En lisant à peine entre les lignes la conclusion est inverse.

[RTE/IEA] « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 », synthèse /

« Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050 », Janvier 2021. Réseau de Transport de l'Electricité, International Energy Agency, https://www.rte-france.com/actualites/rte-aie-publient-etude-forte-part-energies-renouvelables-horizon-2050

[VIDAL] Vidal, O. (2017).Mineral Resources and Energy: Future Stakes in Energy Transition. Elsevier.

Consulter l'article en ligne

Climat : « Porter le bouquet à 85% de renouvelables serait terriblement contre-productif »

Tribune de Christian Simon - publiée le 11.03.2021

CHRISTIAN SIMON

Cofondateur et directeur du FabLab à la Sorbonne

Consulter le profil

RTE et l'IEA ont récemment publié un rapport intitulé « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique à forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 ».

Ce rapport a suscité de très nombreux commentaires et de vifs débats parmi les acteurs intéressés par la politique énergétique. Les experts, institutions, industriels, politiques ou lobby y sont allés chacun de son satisfecit ou de ses critiques acerbes. Il n'y a finalement que les scientifiques, ou plus exactement les chercheurs académiques, que l'on n'a guère entendus (comme souvent).

J'espère permettre au lecteur de prendre un peu de hauteur par rapport à la controverse suscitée.

Un contexte plus exigeant (plus d'efficacité), mais plus souple (plus d'électricité)

Ce rapport s'inscrit dans une série de documents qui doivent permettre d'éclairer le débat public, et nourrir tout au long de 2021 l'élaboration de scénarios appelés « *futurs énergétiques* 2050 ». Il marque la fin d'une première concertation des parties prenantes, achevée le 27 janvier 2021, après un travail entamé mi-2019. Il s'appuie sur la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC).

Instituée par la Loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte (LTECV), la SNBC a été adoptée en 2015, puis révisée en 2020 après une consultation publique en janvier-février 2020. Elle porte désormais l'objectif de neutralité carbone en 2050, pour l'ensemble de notre économie, tous secteurs confondus. Il convient dès à présent de rappeler et souligner le malentendu constant dans les grands média généralistes qui assimilent énergie et électricité. Le rapport RTE/IEA porte exclusivement sur l'électricité.

Mais, pour la première fois, à ma connaissance, et conformément à la SNBC 2020, RTE s'inscrit dans une perspective d'une augmentation modérée de la consommation d'électricité.

C'est un fait nouveau, d'une grande importance. Trop d'acteurs ont en effet discuté jusqu'ici les rapports en termes de parts respectives des filières : le nucléaire doit être ramené à 50%. Mais 50 % de combien ?

Depuis de nombreuses années, je fais partie de ceux qui en appellent (pour la clarté du débat) à parler en consommation absolue d'énergie finale. Pour la première fois, me semble-t-il, il est accepté dans le débat que l'efficacité énergétique (réduction de notre consommation finale de 1600 à 900 TWh) passera par l'électrification des usages, et une certaine augmentation de la consommation d'électricité.

L'électricité représentera alors en 2050 la moitié de notre consommation énergétique finale… qui aura diminué.

La SNBC repose sur l'hypothèse que cette électricité sera totalement bas carbone. Selon quels scénarios ?

La famille des scénarios *« 100% renouvelables »*

Le cadrage initial des scénarios par lesquels RTE envisage d'atteindre 100% d'électricité bas carbone en 2050 est celui de la loi LTECV : la part du nucléaire en 2035 est supposée ramenée à 50%.

Début 2020, RTE avait alors proposé 6 scénarios. Dans les 3 scénarios (N1, N2, N3), dits « *nucléaire et renouvelables* », le nucléaire représente de 20 à 50% de l'électricité. Trois autres scénarios (M1, M2, M3), dits « *100% renouvelables d'ici 2050-2060* » conservent 15% de nucléaire résiduel en 2050.

Les trois scénarios diffèrent sensiblement, avec un accent mis sur les filières qui permettraient d'atteindre l'objectif :

- M1 répartition diffuse sur le territoire (M1 doit être compris comme un scénario éolien et photovoltaïque renforcé)
- M2 bouquet économique
- M3 énergies marines renforcées.

En 2020, ont été ajoutés dans les consultations avec les parties prenantes deux scénarios : l'un « N0 », pour lesquels le nucléaire serait renouvelé lentement ; l'autre « M0 » réellement 100% renouvelables. C'est ce dernier, qui fait l'objet du rapport conjoint avec AIE. Il est important d'éclairer le lien entre ce dernier et les 3 autres : M1, M2, M3 s'inscrivent implicitement dans la perspective d'atteindre M0, peut-être en 2060.

Car comment imaginer que, le parc nucléaire réduit à 15% du bouquet électrique puisse être prolongé éternellement, ou même renouvelé à hauteur modeste de 15% ?

On voit en effet les difficultés (majeures) qu'il y a entretenir les savoir-faire, qu'il faut renouveler plus d'ailleurs que les machines elles-mêmes dont la durée de vie est deux fois la durée d'une carrière d'ingénieur. Ceci sans préjuger de la rentabilité qu'il y aurait à soutenir une industrie (qui va au delà des réacteurs) pour seulement 15% de notre électricité.

Les scénarios M1, M2, M3 doivent donc être vus comme un « *entonnoir* » qui conduit inévitablement à M0, sauf innovation majeure dans le domaine nucléaire, qui permettrait d'en adapter le « *business model* » (je pense ici aux Small Modular Reactors actuellement en développement, en particulier en Amérique du Nord).

Cela montre a posteriori la nécessité d'étudier la faisabilité de M0 : comment en effet s'engager dans M1, M2 ou M3, si M0 devait se révéler impraticable ? Cela conduirait irrémédiablement à une situation finale où l'on aurait une sortie du nucléaire, des renouvelables couvrant 85% des besoins, sans possibilité d'appliquer le scénario M0.

Ce serait proprement désastreux ! Car quelle serait alors l'énergie de recours pour couvrir les 15% restants ? Ce ne pourrait être que le gaz. On peut alors évaluer la future intensité carbone de scénarios que je désignerai M1', M2', M3' dans lesquels M1, M2, M3 n'ont pas pu aboutir à M0. Dans ces scénarios, si l'on considère l'intensité carbone de l'éolien (11 geqCO2/kWh), de l'hydroélectrique (6 geqCO2/kWh) et du gaz (450 geqCO2/kWh), en pondérant par leurs proportions (73%,12%,15%) on obtient une moyenne de 76 geqCO2/kWh. C'est plus du double de l'actuelle valeur indiquée dans le rapport, et certainement trop pour parler de « *neutralité carbone* » !

On voit alors que porter notre bouquet à 85% de renouvelables serait terriblement contre-productif du point de vue climatique.

> *“ Il est accepté dans le débat que l’efficacité énergétique (réduction de notre consommation finale de 1600 à 900 TWh) passera par l’électrification des usages, et une certaine augmentation de la consommation d’électricité ”*

Doit-on se satisfaire des conclusions sur la faisabilité ?

À ce stade, la description des scénarios reste extrêmement générale : ce n’est qu’un cadrage. Il est serait abusif de parler de modélisation ; il s’agit de scénarios de « *story-telling* » (sans aucune connotation péjorative : il s’agit de présenter des partis-pris, des hypothèses).

Or, ce cadrage ne permet pas d’aller dans le détail des simulations nécessaires pour conclure quant à la faisabilité. Ainsi, les 4 conclusions de la synthèse RTE/AIE restent qualitatives, et non quantitative. Rappelons les.

1. La stabilité du système électrique malgré la réduction de l’inertie (des machines génératrices tournantes) pourrait théoriquement être garantie, par des dispositifs encore au stade de la R&D. Il restera à conduire des phases pilotes industrielles, et la démonstration de la viabilité économique. Mais pour quelles marges, quel nombre de ces dispositifs ? Le lecteur reste sur sa faim.
2. La nécessité de centrales de production de pointe, reposant sur l’hydrogène ou le « *gaz vert* », ou le stockage par batterie. Là encore, le rapport constate l’absence de déploiement industriel des technologies requises, et toujours sans quantifier les volumes de stockage ou de gaz à mettre en œuvre. Il faut noter sur ce point que le rapport insiste sur la nécessité de cesser d’utiliser le coût de la filière énergétique (LCOE levelized cost of energy) comme indicateur principal, mais de préférer le coût système complet. Il me semble que c’est la première fois que RTE affiche un tel avertissement.
3. La constitution de réserves opérationnelles d’équilibrage. C’est sans doute le point le plus évasif, évoquant simplement des adaptations réglementaires et l’amélioration des méthodes de prévision.
4. La nécessité de renforcer le réseau, surtout à partir de 2030, avec des enjeux immédiats de financement, de consultations de la population.

Il paraît dans ces conditions bien difficile de conclure. Les conditions de la faisabilité sont identifiées. Mais la faisabilité elle-même est loin d’être certaine. Pour juger de la possibilité de remplir ces conditions, il va falloir maintenant rentrer dans des évaluations quantitatives.

Évidemment, les experts et académiques qui participé à la rédaction du rapport ont leurs propres outils. Mais le lecteur, citoyen ou décideur, favorable ou hostile à tel ou tel scénario est bien en peine d’avoir un jugement.

Intelligibilité et transparence

Il semble aujourd’hui indispensable, pour aller plus loin dans la discussion de ces scénarios que les outils de modélisation et de simulation permettant de les étudier soient rendus publics.

Certes, chaque modèle comporte ses imperfections ou limitations, qui le rendent plus ou moins apte à la simulation de tel ou tel scénario.

Mais il est indispensable qu’ils fassent l’objet d’un consensus entre parties prenantes, au même titre que les 8 scénarios cadres. Par ailleurs, les visualisations graphiques que permettent les outils de simulation sont un puissant levier de conviction auprès du public.

Il semble absurde de se priver de ces outils de vulgarisation scientifique que sont les simulations interactives, à la manière de celles mises en place par le DECC britannique en 2011, repris par le Brésil pour le EPE 2050 Calculator ; ou encore le calculateur EnROADS de Climate Interactive (issu du MIT).

C’était le sens de la proposition que nous avions faite à la Convention Citoyenne pour le Climat, avec l’ensemble des membres de l’Institut pour la Transition Environnementale de Sorbonne Université : que la France se dote, pour ses débats publics sur la politique énergétique d’un outil consensuel, quantitatif, graphique, participatif.

Enfin, le rapport RTE/AIE clôture une phase de consultation publique, dont il est écrit qu’elle a rassemblé, depuis plus d’un an, plus d’une centaine d’organismes et institutions (organisations syndicales, organisations patronales, syndicats professionnels, producteurs/fournisseurs d’énergie, gestionnaires de réseau, autorités de régulation, administrations, organisations non gouvernementales, universitaires) au cours de trente réunions.

On peut regretter que la composition des groupes de travail ne soit pas publiée : il aurait été bienvenu que les points de dissensus soient tracés (car il est certain qu’il y en a eu), et fassent l’objet d’encadrés, d’annexes ou de notes séparées.

En l’absence de ces garanties démocratiques de transparence et d’intelligibilité, on peut craindre que l’exercice reste vain, faute d’adhésion.

Consulter l’article en ligne

Claudication électrique

Tribune rédigée par Gérard Petit - publiée le 12.02.2021

GÉRARD PETIT

Ancien membre de l'Inspection Générale

Consulter le profil

Notre système électrique doit marcher sur deux jambes -EnR et nucléaire- dit désormais la communication d'EDF[1], une image qui vient spontanément, quand on veut figurer l'équilibre et la sécurité.

Une position bien en phase avec le récent discours du Président, au Creusot[2] qui, au-delà des exégèses contradictoires du propos, dit verbatim : « qu'il faut réduire la part du nucléaire » et que celle des énergies renouvelables : « doit fortement augmenter ».

Déjà bien engagée, la réification de cette bipédie, plaquée sur le schéma existant, hydro-nucléaire, le fait déjà boiter, et risque bien, à terme, de le rendre impotent.

En conséquence, on mettra le nucléaire sous perfusion financière avant de le réduire et aux deux jambes chancelantes on adjoindra alors une béquille gazière et qu'elle soit carbonée, n'importera guère.

Court-termisme

Vouloir hypertrophier la gambette EnR(s) au détriment du pilier nucléaire, qu'on affaiblit, déséquilibre grandement un attelage, déjà hétéroclite, si l'objectif est bien de vouloir réduire les émissions de GES.

Mais au-delà du déploiement des EnR(s) qui fait la fortune de quelques gourmands prescients, l'objectif de toute cette séquence, présentée comme l'insertion naturelle de la France dans une mouvance mondiale, reste pourtant, l'éradication locale du nucléaire.

L'Allemagne est en passe d'y parvenir, alors pourquoi pas nous, disent les opposants à la filière, avec de plus en plus d'assurance, confortés qu'ils sont par les décisions et non décisions, récentes du Gouvernement.

En matière de déploiement des EnR(s) c'est peu dire que l'affaire prospère, encouragée politiquement et soutenue généreusement par les finances publiques, au motif, répété à l'envi, que nous serions en retard.

Mais au fait, sur la base de quel paramètre signifiant serions-nous à la traîne ; s'il s'agit du seul qui vaille vraiment : le niveau des émissions de GES, la France est plutôt une championne minimaliste, au sein des pays industrialisés.

Certes, on peut toujours mieux faire, et l'importante contribution nucléaire décarbonée est un arbre qui cache en partie la forêt, mais vouloir son remplacement par des EnR(s), ne changera rien à l'affaire, évidemment, et les efforts pour réduire les émissions sont à porter ailleurs.

Sur l'autre pan, au motif fabriqué de la complémentarité, on saura contraindre le nucléaire à une servitude ruineuse, pour que puissent continuer les déploiements EnR(s), non moins ruineux pour le client et le contribuable.

Déviances

Oui, bien sûr, à la prééminence du politique en démocratie, mais à condition de s'assurer que les fondements des décisions et des orientations prises, sont sains, c'est-à-dire n'obéissent pas, prosaïquement, à des considérations électoralistes de court-terme (un pléonasme, hélas), pour ne pas parler de courte-vue, alors qu'on affirme vouloir regarder loin, au moins jusqu'en 2050, s'agissant des choix énergétiques et donc électriques.

La période actuelle nous offre, hélas, de belles illustrations de ce dévoiement de la gouvernance quand on n'hésite pas à engager le pays dans des impasses stériles et dangereuses, s'agissant d'un futur électrique prétendument souhaitable, poussant même l'exercice jusqu'à prendre fictivement date, pour un schéma électrique 100% EnR(s), lequel laisse EDF circonspect, mais ne lui arrache pas des cris d'orfraies, il faut bien rester électriquement correct !

Mais, en la matière, ce qui vient sera définitivement compromis, si on ne s'appuie pas sur des ressources et des technologies maîtrisées nationalement, si le schéma n'est pas robuste et bien dimensionné (par rapport à des besoins en électricité qui ne feront que croitre), et si au final il n'est pas le plus décarboné possible, l'un de ses déterminants.

Opinion impavide

Pourtant, force est de constater que les principes actuellement retenus, et qu'on met en œuvre de façon forcenée, en écornant les voies de recours, ne « *cochent* » aucune des cases précédentes mais, « *en même temps* », ne soulèvent que bien peu de critiques, autres que locales.

Il est vrai, que l'image -des deux jambes- message réducteur, choisi à dessin, mais sans fondement technique réel, et à seule vocation d'être retenue par l'opinion comme une évidence, se révèle rassurante, voire lénifiante.

C'est aussi un avatar de la recommandation de : « *ne pas mettre tous les œufs électriques dans le même panier* », laquelle n'est pas mieux fondée, l'intermittent aléatoire, parfois intempestif, ne pouvant se substituer aux sources pilotables.

Gaston Bachelard ayant dit « *que le simple était toujours le simplifié* », qu'aurait-il dit de ces simplismes ?

Ce curieux « *bi-jambiste* »

Et que penser de ces jambes d'appui bien singulières, l'une, cannibale, se développe en grignotant progressivement l'autre, alors que cette dernière lui demeure indispensable pour compenser ses fréquentes défaillances ?

Dit autrement, les EnR(s) ne peuvent se développer en France, sans faire exploser les compteurs GES, que si leur intermittence est compensée par des sources non carbonées, hydraulique, mais aussi nucléaire. Contrairement au discours, dont nos oreilles sont rebattues, qui veut que le nucléaire entrave le développement des EnR(s), la réalité est tout inverse, puisqu'au contraire, il le permet.

La rationalité n'y trouve pas son compte pour autant… quand on tente de substituer à un courant décarboné (le nucléaire), un autre courant décarboné (les EnR(s)), le match n'est pas nul, puisqu'on investit deux fois et que, comme dit déjà, l'enrichissement du second est la ruine du premier.

> *“ C’est aussi un avatar de la recommandation de : “ne pas mettre tous les œufs électriques dans le même panier”, laquelle n’est pas mieux fondée, l’intermittent aléatoire, parfois intempestif, ne pouvant se substituer aux sources pilotables ”*

À cet égard, la destruction de valeur est si efficace que les EnR(s) pourraient diminuer encore la rentabilité d’un nucléaire, toujours davantage cantonné au rôle de back-up, plus difficile techniquement et plus dommageable économiquement, à mesure que la proportion d’EnR(s) augmente. Mais alors, pourquoi ne pas diminuer graduellement la part du nucléaire ?

Sauf qu’il est essentiel de réaliser, que dans le cas d’un binôme EnR(s)-nucléaire, la flotte actuelle de réacteurs ne pourrait qu’être réduite à la marge, car les défaillances des sources renouvelables peuvent être profondes et durables. L’Allemagne, par exemple parlant, possède deux parcs de production, équivalents en puissance installée, l’un « *classique* » et l’autre « *renouvelable* ».

Claquemurés dans des contraintes inexpugnables, car fabriquées ad hoc, les exploitants nucléaires pourraient alors jeter l’éponge, las de vendre à perte et d’être montrés du doigt comme anachroniques.

Mais comme un virus n’a qu’un intérêt modéré à tuer trop tôt son hôte, on veillera sans doute, quand tous les voyants seront au rouge pour le nucléaire, à mettre son indispensable contribution sous perfusion de l’État.

Nul doute, à cet égard, que dans notre beau pays de France, on saurait très bien, s’il le fallait, nationaliser les pertes nucléaires, artificiellement créées, pour que la porteuse aventure EnR(s) continue et prospère.

Dans un passé encore récent, c’est le couple hydraulique-nucléaire, assisté à la pointe, ou plutôt à l’extrême pointe, par des moyens complémentaires (gaz, fioul charbon) qui assurait le service et mieux, le rendait remarquablement.

À côté de la jambe nucléaire, qu’on commence à amputer (arrêt de Fessenheim et charrette commandée pour douze autres réacteurs) et qu’on se gardera bien de renouveler, même au-delà de 2022, la jambe EnR n’offre qu’un appui sporadique et contingent (le solaire s’éteint au couchant et l’éolien se fige lors des anticyclones), et aller plus avant, même beaucoup plus avant, comme le recommande la PPE, c’est gagner à coup sûr une zone d’instabilité voire l’écroulement. Mais une voie B (voie G en l’occurrence), entrera en lice, le moment venu.

L’outsider attend son heure

Encore banni de cette même PPE, mais qui ne restera pas longtemps ostracisé, surtout si Bruxelles l’accueille dans sa taxinomie verte (laquelle exclut toujours le nucléaire !), le gaz naturel sera appelé à jouer un rôle majeur, si le politique maintient son cap de réduction du nucléaire. À noter toutefois que, reprenant l’héritage, il lui échoirait le rôle de back-up des EnR(s), aux productions et absences fatales, et les infernales conditions techniques et économiques afférentes…qu’on pourrait alors aménager, un régime d’équité dont le nucléaire, taillable et corvéable, n’a jamais bénéficié.

Mais ce choix de plus en plus gazier piétinerait les engagements climatiques pris par la France en COP 21, et réduirait grandement son indépendance énergétique, une dimension un peu oubliée, mais qui revient à la mode, en ces temps troublés, l’épisode du gazoduc Nord Stream 2, nous le rappelant à profit.

Incidemment, le gaz vert (issu de l’agriculture et des déchets), payé à prix d’or et parfois présenté comme l’alternative de l’alternative, devrait rester un figurant dans la panoplie, faute de pouvoir mettre à disposition les volumes adéquats, et il s’en faut de beaucoup !

No country for old, or new, nuc-man ?

Quant au sort du nucléaire, le politique d’un jour qui souhaite se maintenir toujours, a pu, sans autre raison que racoleuse, détruire de l’existant par décret, tandis que ses annonces péremptoires et défiantes, privent cette industrie de long cours, d’une perspective vitale pour elle.

N’étant plus attractif pour les nouvelles générations d’acteurs (chercheurs, ingénieurs, techniciens,….) cette filière, pourtant tellement multidisciplinaire, et irrigant tout un tissu industriel national, se délitera alors avec une effarante facilité, ce qui réjouira ses contempteurs, mais surtout, elle s’affaissera dans l’indifférence quasi-générale.

À dessein, on émousse dans l’opinion toutes les pointes interrogatives, en les martelant sans relâche avec les mêmes messages, qui vantent des lendemains électriques décentralisés, ensoleillés et ventés, qu’on appréciera d’autant mieux qu’on travaillera parallèlement à l’étrécissement d’un nucléaire, déjà mis au ban.

C’est une erreur tragique, vent debout contre le bon sens, mais tranquillement calés au vent arrière électoraliste,

nos politiques en charge s'assurent de leur réélection en flattant outrageusement une frange de l'opinion, qu'ils ont eux-mêmes méthodiquement conditionnée, avec l'appui inconditionnel d'une large partie des media. Une démonstration tautologique, bien rarement contestée.

Le récent épisode tragi-comique de la condamnation de l'Etat pour inaction climatique, très largement relayé, n'est qu'une manifestation supplémentaire du façonnage idéologique du futur électeur, jeune de préférence, mais pas seulement.

Constater que l'Etat ne tient pas ses objectifs de réduction est un fait, qu'ils soient intenables, car outrés à dessein, lors de la COP 21, pour s'afficher la France comme exemplaire et tenter d'entrainer les autres, n'obère pas, comme dit déjà, la performance intrinsèque du pays.

La justice pourrait, le cas échéant, pointer une fanfaronnade et rappeler que le volontarisme, c'est-à-dire croire que la seule volonté peut suffire à tordre le réel, est rarement de bonne politique.

[1] *Saclay : le 27 01 2021 Xavier Ursat, Directeur Exécutif d'EDF en charge de l'ingénierie et des nouveaux projets nucléaires, repris par l'AFP : "Parier sur un système électrique qui s'appuie sur les deux jambes du renouvelable et du nucléaire, de manière équilibrée, c'est une voie pragmatique, manœuvrante…"*

[2] *Le Creusot : 08 12 2020, discours du Président sur l'avenir de la filière nucléaire.*

Consulter l'article en ligne

Quand certains savants déraillent savamment pour justifier les énergies renouvelables

Tribune rédigée par Michel Gay - publié le 05.02.2021

MICHEL GAY

Membre de l'AEPN, de la FED et de la SFEN

Consulter le profil

Trois chercheurs du Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED) ont publié dans Le Monde du 7 janvier 2021 une tribune intitulée « La fin de l'électricité nucléaire bon marché » dans laquelle ils affirment qu'« un mix électrique majoritairement nucléaire n'est pas la meilleure option économique » et qu'il serait viable avec une majorité d'énergies renouvelables.

Ils appuient leurs affirmations militantes sur deux publications récentes dans des revues à comité de lecture et sur un modèle optimiste d'un système électrique en 2050.

Mais leur validité est réfutée par un chercheur, directeur de recherche émérite au CNRS qui était associé au CIRED jusqu'en décembre 2020 (Dominique Finon).

Une réponse a été apportée par les auteurs de ces études.

Des comités de lecture imparfaits

La première publication dans « *The Energy Journal* » démontrerait qu'un mix 100% énergies renouvelables (EnR) serait non seulement faisable, mais économique par rapport au prix payé actuellement par les Français.

Les auteurs ne se préoccupent pas des émissions de gaz à effet de serre (CO2) ce qui leur permet d'ignorer que d'autres études avec des technologies bas-carbone pilotables, dont le nucléaire, montrent des coûts d'ensemble deux à trois fois inférieurs à ceux d'un mix avec 100% d'EnR.

Leur seconde publication dans « *Energy Economics* » indique que le mix optimal compterait environ 25 % d'électricité nucléaire en 2050 si son coût de production était divisé par deux, ou même 0% s'il ne diminuait pas d'au moins 40 %…

Dans ces deux articles, les auteurs n'expliquent pas pourquoi ils trouvent des résultats différents de deux autres études connues sur le mix électrique à 80-100% d'EnR.

En effet :

1. l'étude de l'Agence de la transition écologique (ADEME de 2016), qui est pourtant également douteuse, trouve des coûts doubles,

2. et celle de l'étude conjointe de l'OCDE-AEN[1] et du MIT[2] de 2019 montre que, dans le meilleur des cas, la part optimale des EnR intermittentes (EnRI) par rapport au nouveau nucléaire est au maximum de 15% (voire nulle) avec les techniques connues de stockage.

Au-delà, le surcoût devient de plus en plus important, atteignant 75% du coût du mix optimal pour 70% de part de production d'EnRI.

Ces différences de résultats s'expliquent par leur modèle supposant un important développement de technologies de stockage par méthanation, par pompage hydraulique (STEP) et par batteries Lithium-ion (Li-ion) aux performances très optimistes.

Leur modèle formalise aussi de façon erronée une technologie de stockage « *d'électricité polyvalente* » qui permet de résoudre les problèmes d'équilibrage (horaire, hebdomadaire et surtout inter saisonnier) dus à l'intermittence.

> *" Les auteurs ne se préoccupent pas des émissions de gaz à effet de serre, ce qui leur permet d'ignorer que d'autres études avec des technologies bas-carbone pilotables, dont le nucléaire, montrent des coûts d'ensemble deux à trois fois inférieurs à ceux d'un mix avec 100% d'EnR "*

Ces hypothèses « *hors sol* » permettent de mettre pratiquement au même niveau les EnRI avec les technologies bas carbone pilotables, ce que les comités de lecture des deux revues précitées ne semblent pas avoir remarqué. Peut-être étaient-ils influencés par le biais culturel « *vert* » actuel qui incline à ne pas rechercher la source de résultats surprenants dès qu'ils sont favorables aux EnR, ou tout simplement trop pressés pour analyser des résultats obtenues sur un sujet complexe (l'économie des systèmes électriques avec EnRI).

De nombreuses revues scientifiques à comités de lecture ont été fondées ces dernières années pour répondre aux besoins de nouvelles communautés spécialisées dans les divers domaines de l'énergie et l'environnement.

Certains journaux publient plus de 10.000 pages d'articles par an sans être vraiment critiques sur certains sujets car il y a une injonction gouvernementale et sociétale de préparer du « *100% renouvelables* », notamment en Allemagne.

Que peuvent faire ces « *relecteurs* », sinon se mettre dans le cadre imposé par les « *politiques* » de leur pays ? Certains d'entre eux savent parfaitement, par exemple, que l'hydrogène « *vert* » pour le transport est une ineptie, mais s'ils le disent trop fort, ils partent aux oubliettes…

Des hypothèses extravagantes

Pour justifier ce que les auteurs souhaitent ardemment « *démontrer* », ils font des simulations avec des hypothèses extravagantes dans un modèle (accessible). Seuls quelques spécialistes vérifieront ces hypothèses absconses insérées dans des équations alambiquées.

Finalement, ce qu'ils écrivent doctement a de grandes chances de passer auprès des grands medias et d'imprégner ainsi la majorité des esprits crédules des bienfaits des EnR et des abominations du nucléaire.

Les hypothèses retenues par les trois chercheurs du CIRED sont très optimistes (capacités des stockages, performance des EnRI sur l'année, consommation en 2050 plus basse qu'en 2020 malgré l'électrification des usages). Elles sont mêmes fantaisistes pour les coûts de l'éolien et du photovoltaïque.

Si elles étaient réalisables, alors il serait possible de répondre techniquement à la demande d'électricité en toute situation. Mais les coûts seraient beaucoup plus importants : les études de l'OCDE-AEN et ceux de l'ADEME de 2016 et ceux de 2018 montrent qu'ils seraient au moins doublés.

Bien entendu, les consommateurs et les contribuables paieraient la facture sans rechigner…

Cette étrange étude du CIRED ne s'interroge pas sur le réalisme des hypothèses d'installation de 70 gigawatts (GW) d'éoliennes et de 111 GW de panneaux solaires photovoltaïques (qui auront une occuperont respectivement 10 000 km2 et 1000 km2).

Elle ne doute pas non plus de la durée d'alimentation de la France en hiver (quelques heures ?) en l'absence de vent et de soleil avec 23 GW d'hydro-électricité et… 21 GW de batteries Li-ion. Ces dernières représentent plus d'un million de tonnes pour 3 jours de restitution en continu (150 GWh).

Un détournement militant d'un exercice scientifique
Les résultats économiques surprenants de cette étude par rapport à cinq autres études qui aboutissent à des coûts deux à trois fois plus élevés, n'ont pas amené leurs auteurs à s'interroger sur le modèle qu'ils utilisaient car ils correspondaient à des résultats conformes à leurs croyances.

Ceci ne relève pas d'une démarche scientifique et apparaît in fine comme une démarche militante à visée médiatique et politique.

L'usage de ce type d'exercice orienté dont les résultats sont ensuite résumés par des messages simples à destination des grands médias complaisants pour diffuser des points de vue politiques pose certainement un problème de fonds. Un chercheur militant ne peut pas être un « *scientifique* » comme le souligne Dominique Finon.

C'est navrant de la part de « *chercheurs* » du CIRED qui participent à la campagne des bien-pensants en faveur d'une vision écologiste totalitaire de l'énergie.

Les auteurs se sont engagés dans une croisade « *pro-EnR* » visant à l'élimination du nucléaire afin d'influencer les études officielles attendues en 2021, notamment :

1. l'étude conjointe du gestionnaire du réseau d'électricité (RTE) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE),

2. l'étude de l'ADEME sur la faisabilité et les conditions d'un mix électrique avec moins ou sans nucléaire. Et il est bien connu que la fonction de l'ADEME (dont l'âme est antinucléaire) consiste principalement à promouvoir les énergies vertes et l'efficacité énergétique… au point de prôner le 100% d'EnR.

Cette publication de trois « *sachants* » dans Le Monde du 7 janvier 2021 est une belle illustration de l'idéologie militante hostile au nucléaire qui remplace de plus en plus la pensée rationnelle et fait fi du rapport prudent à la réalité que tout scientifique doit avoir.

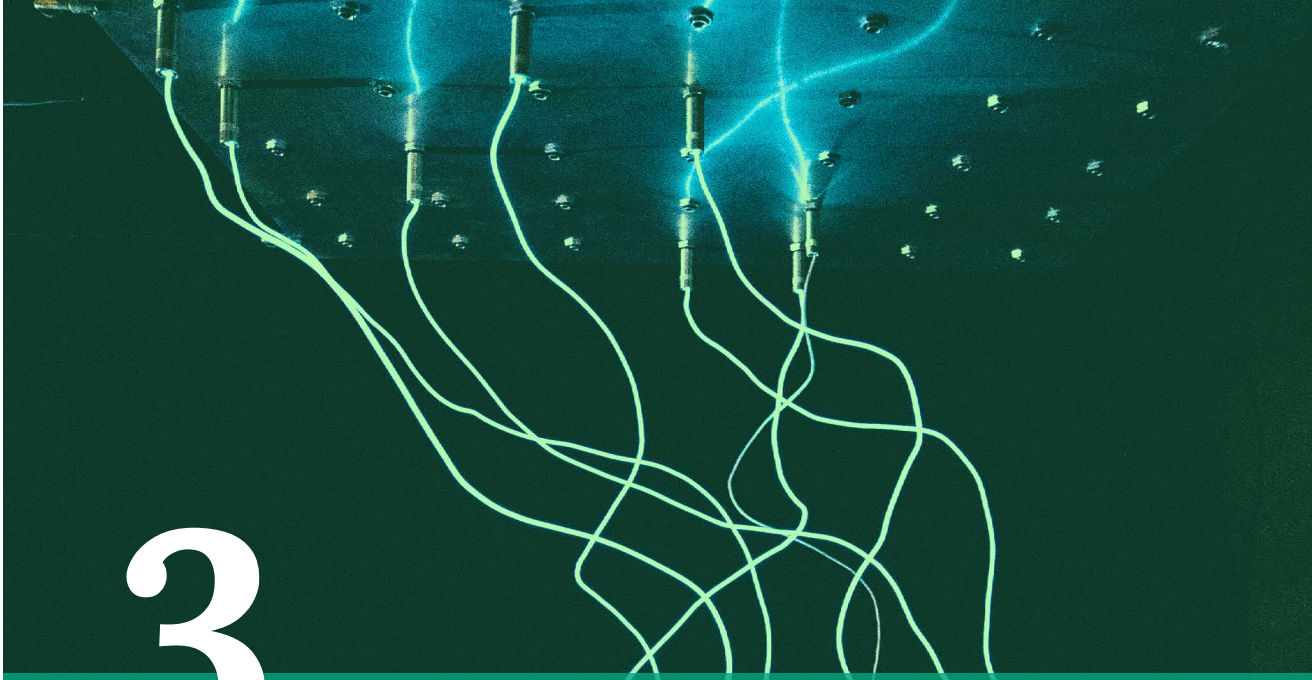
Nous vivons une époque formidable où quelques « *savants* » (heureusement pas tous…) tiennent la main des citoyens européens pour les accompagner vers ce qui s'apparente à un suicide intellectuel.

[1] OCDE : *Organisation de Coopération et de Développement Economiques*

AEN : *Agence pour l'Energie Nucléaire*

[2] MIT : *Massachusetts Institute of Technology*

Consulter l'article en ligne



3

LE STOCKAGE, UN ATOUT POUR STABILISER LE RÉSEAU

Le stockage au service de l'équilibre des réseaux électriques

Article rédigé par The Agility Effect - publié le 04.01.2021

THE **AGILITY** EFFECT

Article du
Site partenaire The Agility Effect

www.theagilityeffect.com se concentre sur ce qui peut accélérer, faciliter, concrétiser les promesses de la transformation numérique et de la transition énergétique.

Consulter le site

> *“ C’est un principe intangible : un réseau électrique doit toujours être à l’équilibre entre la production et la consommation ”*

En particulier dans les zones insulaires non interconnectées, les systèmes de batteries pilotés par le gestionnaire de réseau électrique permettent d’assurer efficacement l’équilibrage du réseau soumis à l’intermittence du renouvelable.

Sur un vaste territoire, du fait de l’interconnexion des réseaux électriques, lorsque l’un d’entre eux est trop sollicité par une forte consommation, il peut recevoir de l’énergie d’un autre système afin de pouvoir fournir les clients sans faiblir. À l’inverse, si la consommation est trop faible par rapport à la production, le réseau devra se délester.

« *C’est un principe intangible : un réseau électrique doit toujours être à l’équilibre entre la production et la consommation* », rappelle Thibault Fauquant, d’Omexom Conversion & Storage (VINCI Energies). En France métropolitaine, les centrales nucléaires constituent le principal levier pour équilibrer le réseau.

Mais cet équilibre est plus difficile à réaliser dans les zones non interconnectées (ZNI) comme les îles où le réseau électrique isolé ne peut être épaulé par des voies extérieures. Classiquement, ces zones, qui assurent l’essentiel de leur fourniture électrique avec des énergies fossiles importées (gaz, fioul, charbon), recourent aux groupes électrogènes pour permettre au réseau local de faire face aux fortes demandes de consommation.

Le développement des énergies renouvelables a permis de constituer une nouvelle source d’apport. Mais du fait de l’intermittence de leur production dépendante de l’ensoleillement ou du vent, ces énergies posent un problème de stabilité du réseau.

Accumuler en journée, utiliser la nuit

L’une des réponses consiste à déployer des installations de stockage centralisées qui permettent d’accumuler pendant la journée l’électricité produite par les panneaux photovoltaïques pour pouvoir l’utiliser dans la soirée.

« *Ce système de stockage est intéressant dans les ZNI pour plusieurs raisons, explique Thibault Fauquant. En premier lieu parce qu’il permet de pallier l’intermittence de la production. Il constitue en cela un outil supplémentaire pour régler la problématique de l’équilibrage. En second lieu, le système de stockage contribue efficacement à stabiliser le réseau que le renouvelable chahute en faisant varier la fréquence qui doit impérativement rester à 50 Hz.* »

L’entreprise Omexom Conversion & Storage est intervenue dans plusieurs ZNI pour installer des systèmes de stockage de l’énergie pilotés par le gestionnaire de réseau : en Martinique, au Lamentin, en 2018, en Corse où l’installation est en cours, en Guadeloupe, et prochainement à Mayotte où Total a fait appel à Omexom pour les installations de stockage d’énergie stationnaire qui ont fait l’objet d’un appel d’offres de la Commission de régulation de l’énergie (CRE).

La solution d’Omexom a recours à des batteries lithium-ion Saft, une marque du groupe Total, qui offriront une puissance de 4 MW (mégawatts) et une capacité de 2 MWh (mégawattheures).

Réactivité accrue

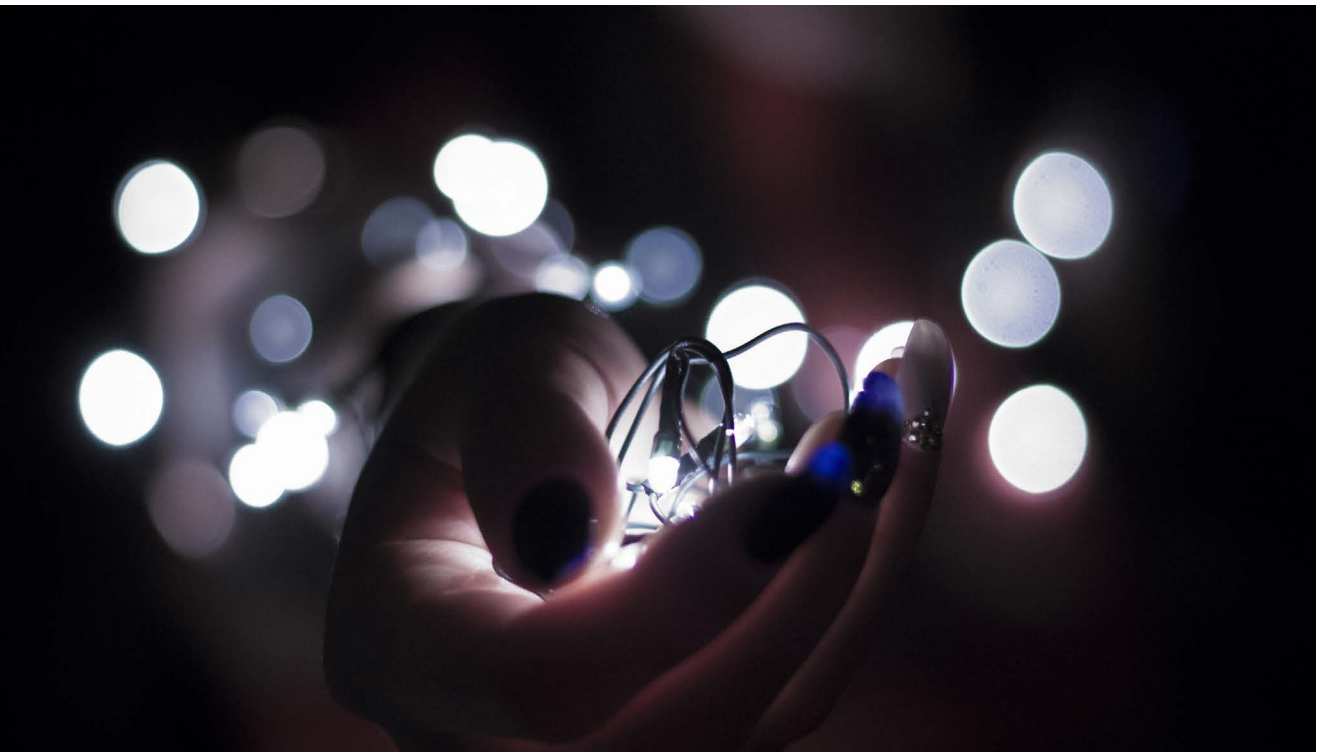
En France métropolitaine, pour accompagner le développement des énergies renouvelables, les solutions de stockage de l’énergie vont trouver leur place chez les transporteurs comme RTE et les distributeurs comme Enedis.

L’avantage de ces systèmes de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau réside dans sa capacité de réaction très rapide : en 300 ms, l’énergie peut être envoyée dans le réseau. Le temps de réponse est beaucoup plus long avec les centrales thermiques et nucléaires.

Consulter l’article en ligne

Stockage de l'électricité : où en est-on ?

Article d'Alexandra Watier - publié le 12.01.2021



Analyse signée Alexandra Watier, Ingénieure conseil climat-énergie chez BL évolution, et Albert Ferrari, Consultant et associé de recherche à l'institut universitaire européen de Florence pour La Fabrique écologique.

ALEXANDRA WATIER

Ingénieure conseil
Climat-énergie
chez BL évolution

Consulter le profil

L'énergie peut provenir de diverses ressources, et prendre différentes formes (électricité, chaleur, gaz, carburant...). Tous les vecteurs énergétiques n'ont pas la même capacité de stockage. Le gaz se stocke mieux que de l'électricité mais moins bien que du bois ou du pétrole. Si la question du stockage est prégnante dans tous les secteurs énergétiques, elle est particulièrement structurante pour l'électricité, dont l'avenir est bouleversé par le développement de productions décentralisées.

Le courant électrique est une forme d'énergie particulièrement pratique, qui a permis l'avènement de la seconde révolution industrielle. Convertie en électricité à partir d'une source d'énergie le plus souvent fossile (charbon, gaz), nucléaire ou hydraulique, l'électricité est transportée via un réseau électrique, jusqu'aux différents consommateurs.

Le principal enjeu du réseau électrique est qu'à chaque instant, pour assurer sa stabilité, la quantité d'électricité injectée (produite) doit être égale à la quantité d'électricité soutirée (consommée). L'équilibre du réseau n'est pas une problématique nouvelle, mais elle s'accentue avec des sources d'électricité renouvelables variables, comme le solaire et l'éolien.

Actuellement en France, les principales sources de production sont en grande majorité pilotables (nucléaire à 72%, hydraulique 12%, gaz 6,6%), cependant elles le sont avec un temps de réaction varié (une centrale nucléaire ne se met pas en route en une minute). Pour sa part la consommation peut varier aussi. Face à ce besoin d'équilibre du réseau électrique, le stockage de l'électricité vient apporter une solution pour équilibrer une insuffisance ou un trop-plein de production.

Il convient donc d'explorer le rôle, les technologies et les enjeux du stockage pour un système électrique aux ressources renouvelables variables.

L'enjeu grandissant du stockage électrique ?

Comment chacun le sait, l'électricité est un flux distribué par un réseau où l'offre et la demande s'équilibre en permanence. Son stockage permet de conserver une quantité produite, lorsque la production est supérieure à la demande, pour la restituer à un autre moment, lorsque la production est inférieure à la demande.

Cette notion de temps est très importante lorsque l'on parle du stockage : c'est principalement le « *temps de conservation* » de l'énergie entre le moment où elle arrive (en cas de surplus de production) et où elle repart (trop plein de consommation) qui détermine la technologie de stockage la plus adéquate. Pour conserver cette quantité d'énergie qui arrive sous forme d'électricité, celle-ci va être convertie sous une autre forme d'énergie, selon les diverses technologies disponibles, en fonction des besoins.

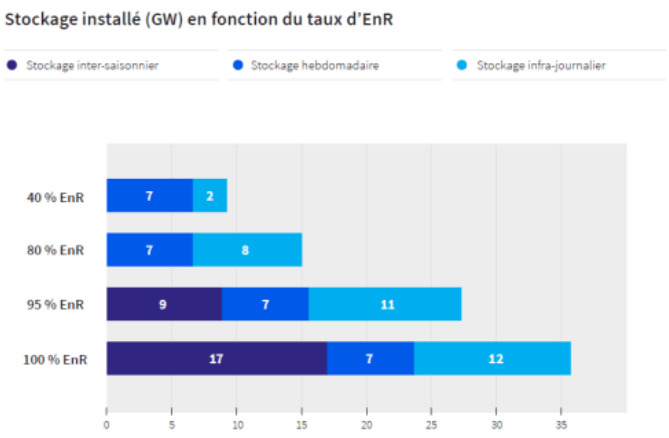
Deux raisons expliquent que cet enjeu de stockage soit de plus en plus important.

L'évolution du mix électrique

On entend de plus en plus parler de stockage dans le monde, et en France en raison de l'évolution du mix électrique avec l'intégration de nouvelles sources d'électricité. À l'échelle mondiale, la lutte contre le dérèglement climatique impose de réduire drastiquement la part de l'électricité carbonée : la moitié de l'électricité mondiale est produite par la combustion de charbon et un quart par la combustion du gaz naturel, deux sources d'énergie dont il faut se passer pour limiter le dérèglement climatique[1] .

À l'échelle de la France, c'est plutôt une politique de réduction de la production nucléaire qui fait évoluer ce mix électrique (les énergies fossiles n'étant à l'origine que de 8,6% de notre électricité, contre 72% d'énergie nucléaire[2]). Ainsi le mix électrique français évolue, avec l'intégration croissante de ressources d'énergies issues du vent et du soleil, converties en électricité par des éoliennes et des panneaux photovoltaïques.

Ces sources d'énergies présentent des particularités, notamment la temporalité de leur production : il n'y a pas de soleil la nuit, il peut ne pas y avoir de vent pendant plusieurs jours de suite et il y a moins de soleil et plus de vent l'hiver que l'été. Lorsque la proportion des ENR dans le mix énergétique reste limité, comme c'est le cas aujourd'hui en France (moins de 20%), les techniques d'optimisation des réseaux permettent de faire face à cette intermittence sans trop de difficultés.



Source : ADEME

> *“ L’équilibre du réseau n’est pas une problématique nouvelle, mais elle s’accentue avec des sources d’électricité renouvelables variables, comme le solaire et l’éolien”*

Mais quel que soit le scénario énergétique, le 100 % ENR visé par le scénario négaWatt, ou encore une part de nucléaire réduite à 50 % comme envisagé pour la France dans le scénario de la programmation pluriannuelle de l’énergie de l’État, la part de l’électricité photovoltaïque et éolienne est appelée à croître fortement.

Trois types de besoins de stockage différents existent :

- **Infra-journalier** sur la journée (plutôt pour le photovoltaïque) ;
- **Hebdomadaire** sur une semaine ou plusieurs jours (plutôt pour l’éolien) ;
- **Saisonnier** sur plusieurs mois (plutôt pour le photovoltaïque).

L’évolution des usages

Une seconde raison, moins importante, concerne l’autre côté de l’équation d’équilibre électrique : la consommation et les nouveaux usages (ex : la climatisation et les véhicules électriques viennent augmenter les besoins tandis que la désindustrialisation et la baisse des besoins de chauffage peuvent les diminuer). Au global, les scénarios se basent sur une tendance d’une consommation électrique constante, mais c’est la saisonnalité qui est amenée à évoluer : un report des consommations de chauffage vers des consommations de climatisation, ce qui décale sensiblement les moments de tension sur l’offre ou sur la demande.

Les usages entraînent une évolution des besoins en électricité, mais aussi une modification de la structure du réseau : la production électrique tend à se décentraliser, des systèmes d’autoconsommation se mettent en place… Cette nouvelle organisation du réseau électrique justifie le recours à des nouveaux dispositifs de stockage pour les consommateurs. Ainsi, avec le développement de l’autoconsommation individuelle et collective, on constate un important recours aux solutions de stockage, par batterie notamment, permettant ainsi d’utiliser l’excédent de production de la journée aux heures de plus grande consommation.

Au niveau mondial, les chiffres de l’Agence internationale de l’énergie montrent une explosion du recours aux batteries placées derrière le compteur : rien qu’entre 2017 et 2018, la capacité installée dans l’année est passée de 0,9 GW à 1,8 GW.

Les technologies de stockage et leurs perspectives de développement

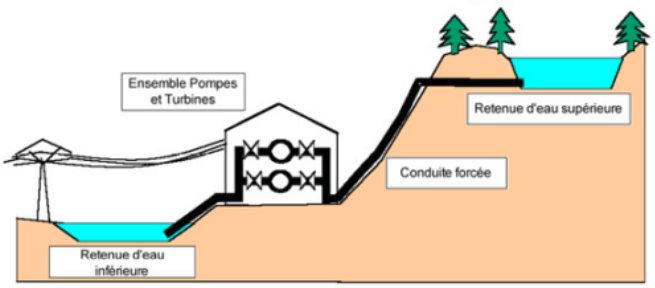
Différentes technologies de stockage coexistent, avec des caractéristiques différentes qui font qu’elles ne répondent pas aux mêmes besoins. Les cinq principales technologies de stockage sont résumées dans le tableau ci-dessous[3] .

	Forme d’énergie	Efficacité énergétique	Temps de réactivité	Temps de stockage	Capacité de stockage (puissance)
Station de transfert d’énergie par pompage	Énergie potentielle de pesanteur (énergie sera produite lorsque l’eau coulera, au travers d’une turbine)	~80% (technologie mature, pas d’évolution à prévoir)	10 min	Des heures à des mois (l’eau peut rester plusieurs mois stockée dans un bassin avec très peu de pertes)	Jusqu’à 10 GWh = consommation résidentielle d’électricité de 100 000 habitants pendant 15 jours (jusqu’à 2 GW)
Stockage d’énergie par air comprimé	Énergie mécanique potentielle de l’air (pression de l’air qui sera relâchée)	~ 40% à 50% (Rendement à optimiser : perte d’énergie sous forme de chaleur lors de la compression de l’air)	1 min	Des heures à des mois (les pertes sont assez faibles)	Jusqu’à 10 GWh = consommation résidentielle d’électricité de 100 000 habitants pendant 15 jours (jusqu’à 200 MW)
Volant d’inertie	Énergie cinétique (mouvement de rotation)	~ 80% pour un cycle de charge- décharge dans un temps court (quelques minutes)	5 ms	Court (quelques minutes)	Jusqu’à 10 kWh = consommation résidentielle d’électricité de moins de 2 habitants pendant 1 jour (jusqu’à 40 MW)
Batteries	Énergie chimique	~ 70 à 80%	1 ms	De la journée à la semaine	Jusqu’à 10 MWh = consommation résidentielle d’électricité de 1600 habitants pendant 1 jour (jusqu’à 10 MW)
Power to gas - hydrogène	Énergie chimique	~30% pour l’hydrogène ; ~25% pour l’ammoniac ou le méthane de synthèse	100 ms	Long (plusieurs mois)	Jusqu’à 10 GWh = consommation résidentielle d’électricité de 100 000 habitants pendant 15 jours (jusqu’à 1 GW)

Leurs perspectives de développement peuvent s’analyser à partir des données de différentes études et scénarios publiés récemment[4] .

La technologie actuellement dominante repose sur les stations de transfert d’énergie par pompage (STEP). C’est la solution pratiquement toujours employée dans le monde pour stocker l’énergie des centrales électriques. Mais son potentiel de développement en France est limité notamment par les sites nécessaires à son installation (développement prévu dans la PPE de 1,5 GW).

Fonctionnement d’une installation de stockage gravitaire



Le stockage d'énergie par air comprimé (CAES) permet un stockage d'assez grande puissance et d'assez grandes quantités d'énergie sur plusieurs semaines. Mais son potentiel de développement est là aussi limité par les sites nécessaires à son installation[5]. La technologie du volant d'inertie est mature, mais ne permet qu'un temps de stockage très court et une quantité d'énergie stockée limitée. Notre pays n'a pas identifié le besoin de recourir aux volants d'inertie ou à l'air comprimé à l'horizon de la PPE (2028), mais elle reconnaît le potentiel des volants d'inertie comme une solution si la part des énergies renouvelables s'accroît considérablement. C'est aussi la conclusion du scénario négaWatt.

Deux technologies ont en revanche un fort potentiel.

Les batteries

Elles répondent actuellement à un besoin de stockage de durée assez courte (plusieurs heures à quelques jours) pour des puissances et des quantités d'énergie faibles à moyennes. Leur principal inconvénient est lié à leur durée de vie, limitée par les dégradations chimiques des réactions et leur coût.

Certaines technologies de batteries sont matures : batteries lithium ion, sodium soufre, plomb acide, nickel cadmium. De nombreuses nouvelles formes de batteries sont en cours de développement : celles où le lithium est remplacé par un autre alcalin, les batteries organiques... et il difficile de prédire lesquelles trouveront un marché.

Différents concepts permettent de développer le stockage par batteries, individuelles pour optimiser le taux d'autoconsommation ou garantir la stabilité de l'alimentation, mutualisées (entre lignes de transport, ou par des batteries de véhicules électriques à l'arrêt).

Cette dernière technologie, dénommée vehicle to grid (V2G)[6] , semble prometteuse sur des usages de flexibilité journalière et de nombreuses expérimentations sont en cours. Mais il faut attendre que le parc de véhicules électriques soit suffisamment important pour pouvoir en déduire des coûts fiables et des modèles d'affaires. Ce système se basant sur les véhicules est en effet dépendant du nombre de voitures électriques du parc, de leur disponibilité par rapport aux usages futurs de la voiture, des infrastructures de charge appropriées, de la définition d'un modèle économique pérenne, d'une gouvernance et d'une gestion encore à trouver.

La PPE reconnaît l'importance pour la France de développer les batteries, au nom d'une politique industrielle, de l'importance de la décarbonation du secteur des transports et du rôle qu'elles peuvent jouer dans l'équilibre du réseau.

Trois axes de développement sont identifiés : les lignes virtuelles proposées par RTE, les batteries derrière le compteur chez les particuliers et les voitures électriques (3 000 000 de véhicules électriques anticipés en 2028). NégaWatt dans une vision plus politique, compte sur les batteries comme une solution de stockage au même titre que l'air comprimé mais sans les présenter comme une solution miracle, et entrevoit, pour la mobilité électrique un développement « *raisonné* ».

Le Power to gas et l'hydrogène

On utilise l'électricité convertie à un instant donné, par une source non pilotable telle que le vent ou le soleil, pour fabriquer un gaz de synthèse. Ce gaz aura diverses applications par la suite, dont la possibilité d'être brûlé dans une centrale thermique pour être converti en électricité. Ce procédé permet par exemple de synthétiser de l'hydrogène. À noter qu'actuellement, l'hydrogène issu de l'hydrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable est largement minoritaire par rapport à l'hydrogène issu de vaporeformage de gaz naturel fossile.

L'hydrogène ainsi produit peut alors être valorisé de différentes manières :

- Être injecté dans les réseaux de gaz naturel en l'état (dans une limite d'environ 20%) ou après avoir été associé à du CO2 pour le convertir en méthane de synthèse (méthanation) ;
- Alimenter des véhicules à hydrogène ;
- Être consommé à des fins industrielles ;
- Être converti nouvellement en électricité via une pile à combustible à un moment de plus forte demande. Seul ce dernier usage restitue de l'énergie sous forme d'électricité[7].

Le stockage sous forme d'hydrogène est une technologie au stade de démonstrateur. Des recherches sont en cours pour augmenter le rendement énergétique en récupérant la chaleur perdue mais la restitution sous forme d'électricité reste faible (de 30% à 50%). Sa réactivité permet de l'identifier comme une technologie adéquate pour faciliter l'intégration des ENR non pilotables.

À horizon 2035, l'ADEME évalue le potentiel d'hydrogène produit à partir d'électricité en France en ayant recours au Power to Gas à environ 30 TWh par an[8]. Le scénario négaWatt accorde beaucoup d'importance à la complémentarité des réseaux Power to gas et à la production d'hydrogène à des fins de méthanation[9].

Enfin, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie vise d'atteindre 10 à 100 MW de démonstrateurs Power to gas en 2028. La PPE mentionne que « *par rapport à d'autres solutions de stockage telles que les batteries, l'hydrogène est actuellement le moyen de stockage passif inter-saisonnier le plus prometteur" mais précise que "le besoin de mettre en œuvre du Power to gas à grande échelle n'apparaîtra vraisemblablement pas en France avant 2035* ».

Les enjeux économiques et environnementaux du stockage

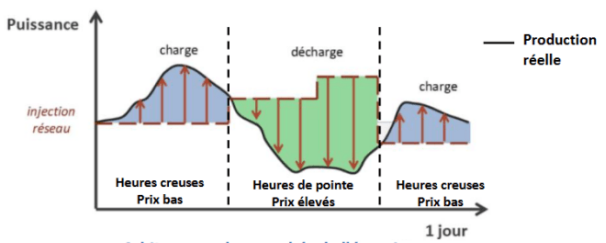
Le rôle du stockage dans la transition énergétique, et des différents solutions existantes ou prochaines va dépendre principalement de leur compétitivité et de leur impact sur l'environnement.

A. Le coût et la compétitivité des solutions de stockage

1) Le calcul du coût du stockage et le modèle économique

La compétitivité estimée du stockage dépend du calcul de son coût, et de la valeur du besoin qu'il satisfait. Or, le calcul du coût du stockage est une question complexe : selon l'approche la plus utilisée du Levelized Cost of Storage (LCOS)[10], il dépend des coûts d'investissement (CAPEX), des coûts de maintenance (OPEX), des coûts de recharge, de la profondeur de décharge[11], de la valeur résiduelle et des charges financières[12] .

Les quantités d'énergie stockée et injectée doivent en outre être mises en perspective de la fréquence et de la valeur du service fourni au système énergétique à un moment précis (tous les jours, quelques fois par an…). Par exemple, le coût de 350 $ / Mwh des batteries Li-Ion est relativement compétitif lorsqu'il est rapporté à l'utilisation fréquente pour l'autoconsommation individuelle (usage infra-journalier), mais ce n'est pas le cas d'autres technologies de stockage qui pourraient n'être sollicitée que quelques heures dans l'année, comme le stockage d'énergie par air comprimé.



Arbitrage sur les marchés de l'énergie
Source : ENEA Consulting

Selon un rapport du Conseil général de l'économie, le caractère variable d'une production d'électricité diminue la valeur systémique de cette électricité[13], qui peut être parfois trop abondante ou insuffisante par rapport à la demande. Au-delà de l'optimisation de la gestion du réseau, le stockage permet de compenser la sur- ou la sous-production : il absorbe le surplus de production pour le redistribuer lorsqu'il y en a besoin, pour éviter le lancement de centrales d'appoint, généralement fortement émettrices de CO2 (au charbon ou au gaz), pendant les pointes de consommation, et pour s'assurer que l'équilibre offre demande soit maintenu.

Lors des pointes de consommation, le stockage permet de réguler les fluctuations des prix indexés sur les variations de l'offre et de la demande. En effet, en fonction de la quantité d'électricité produite à un instant T sur le marché européen, la loi de l'offre et de la demande s'applique : quand la production est supérieure à la demande, le prix est moins élevé, tandis que lorsque la demande est plus forte que l'offre, le prix de vente augmente. Mais ce service a un coût supplémentaire en comparaison à la production d'énergie stable, voire pilotable, des centrales électriques conventionnelles. Ainsi le stockage de l'électricité peut permettre de stocker lors d'un afflux de production électrique pour revendre plus tard.

Une installation d'électricité issue d'une ressource renouvelable variable combiné à un dispositif de stockage apportera plus de stabilité pour le réseau, et permettra d'optimiser aussi l'injection, donc le prix de vente de cette énergie, au moment où c'est le plus intéressant. De même, combiné à une consommation sur site, comme dans le cas de l'autoconsommation, le système de stockage va réduire l'utilisation du réseau, pour lisser son utilisation et prévenir un éventuel changement de tension, ou renforcement coûteux du réseau électrique.

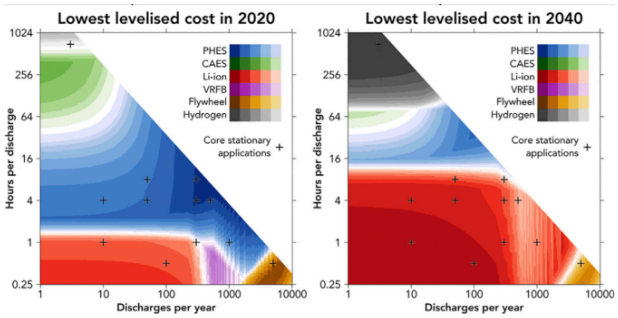
2) Les batteries lithium-ion et l'hydrogène, des solutions qui s'imposent à l'horizon 2040

Les coûts se réduisent pour certaines nouvelles solutions de stockage, comme les batteries Lithium-Ion, ces dernières étant principalement employées pour des systèmes d'autoconsommation, de smart grid, et dans les véhicules électriques. En 15 ans, les commandes de batteries Lithium-Ion sont passées dans le monde de moins de 1 GWh à plus de 350 GWh, avec une croissance exponentielle[14], souvent comparée à celle du développement du photovoltaïque.

Les différentes technologies de stockage satisfont différents besoins, en fonction de leur rapidité d'activation, de la durée du stockage et de leur profondeur de décharge. Ces différents services peuvent donc avoir une valeur différente, et plusieurs technologies se concurrencent sur les mêmes créneaux de services.

Dans une étude de 2019[15], Olivier Schmidt de l'Imperial College of London s'est intéressé au coûts (LCOS) comparés actuels et futurs des principaux systèmes de stockage. Au travers des graphiques suivants, il présente la technologie la plus compétitive, parmi les suivantes : stations de pompage turbinage (PHES bleu dans le graphique), air comprimé (CAES vert), batteries Li-Ion (Li-Ion rouge), batteries redox à flux circulant (VRFB violet), volant d'inertie (Flywheel orange), hydrogène (Hydrogen noir), en fonction du nombre de décharges annuelles (fréquence d'utilisation) et de leur capacité de stockage en heures.

Chaque croix indiquée sur le graphique correspond à l'un des 12 usages identifiés dans l'article (gestion des pointes, renforcement réseau, compensation variabilité EnR...). Le blanchissement des nuances des couleurs indique le rapprochement de la seconde technologie la moins chère en coût comparé.



À l'horizon 2040 et au-delà, il est en revanche manifeste que les batteries Lithium-Ion et l'hydrogène joueront un rôle central dans les services de stockage : d'après le graphique, les batteries et l'hydrogène répondent à la grande majorité des usages identifiés (11 usages sur les 12 identifiés).

B. L'impact environnemental du stockage

De la production, à l'installation, en passant par le recyclage, l'impact environnemental du stockage est important.

L'extraction de terres rare[16] et de matériaux critiques[17], pour les batteries notamment, est polluant et consommateur d'eau. Par exemple pour les batteries, les verres contiennent généralement une quantité non négligeable de lithium et les céramiques utilisent typiquement du lanthane ou du germanium qui sont des matériaux rares.

L'industrie européenne est très dépendante de certains pays qui contrôlent les gisements : la Chine et le Congo pour le cobalt. En avril 2020, la Commission européenne a même inclus le lithium dans la liste des matériaux critiques dont l'importation est à surveiller car cruciale à l'industrie automobile européenne[18].

La production de batteries est en outre friande en espace, en énergie et en eau : en Allemagne, la Gigafactory de Tesla nécessite le défrichement de plus de 150 hectares de forêt, et impacte fortement la biodiversité[19] et les ressources en eau. Comme l'impact énergétique de la production de batteries dépend fortement des mix de pays, une relocalisation en Europe pourrait permettre d'internaliser ces coûts et de réduire aussi cet impact, compte tenu des réglementations environnementales plus strictes.

Les batteries sont pleines de métaux lourds et produits chimiques (plomb, mercure...) qui pose des risques de contamination des sols et pollution de l'environnement. Il est donc essentiel de structurer rapidement une filière de recyclage. Sur un continent européen qui manque de ressources naturelles, l'enjeu du recyclage pourrait aussi permettre de relocaliser les industries de batteries et sécuriser une part de l'approvisionnement, mais il se heurte aujourd'hui à des contraintes techniques et économiques importantes[20].

D'autre technologies, comme le stockage à air comprimé et les STEP, peuvent avoir un impact non négligeable sur l'environnement en déstabilisant les éléments naturels (lacs, gisements épuisés de gaz) et requièrent une forte intervention sur les espaces naturels.

Ainsi, comme toute technologie, le stockage implique la fabrication d'équipements issus de ressources terrestres et le rejet de pollutions dans l'environnement. En fonction des choix industriels et réglementations mis en œuvre, l'impact peut être maîtrisé pour ne pas entacher la production d'électricité renouvelable à laquelle le stockage est associé.

Conclusion

Différentes technologies de stockage de l'électricité existent, à des stades plus ou moins matures, et répondent à des besoins multiples liés à ces ressources variables : stockage infra-journalier, stockage hebdomadaire et stockage saisonnier. Pour les premières catégories,

les batteries semblent plus prometteuses, en particulier lithium-ion à court terme, et d'autres en cours de développement, tandis que l'hydrogène conviendrait à un stockage de plus long terme en complément des stations hydroélectrique de pompage déjà présentes en France. En plus de l'apport dans l'équilibrage du réseau électrique, le stockage peut trouver une pertinence particulière dans les zones non-interconnectées.

Bien qu'aujourd'hui associées à un système de production électrique vertueux au regard de ses impacts carbone et environnementaux, un développement massif des ENR électriques nécessitant du stockage implique des coûts supplémentaires et des impacts sur les ressources et l'environnement qui doivent être intégrés pour bâtir un système électrique renouvelable.

Le développement de filières de stockage amène, comme toute filière industrielle, un travail sur le modèle économique et la minimisation des impacts environnementaux et sociétaux. En Europe, les perspectives de création de filières de stockage, avec notamment la création d'un « *Airbus des batteries* » (sous l'impulsion de la France, l'Allemagne, et la Banque européenne d'investissement), devront aboutir à une alternative durable et performante, capable de rivaliser les concurrents asiatiques et américains.

Cependant, le stockage est une technologie qui se situe au cœur du système électrique dans son ensemble : incluant les producteurs, les gestionnaires de réseaux, les consommateurs, et les différentes parties prenantes autour de la régulation de ce système.

Ainsi le stockage doit être remis dans ce contexte où d'autres pistes ne sont pas à négliger. La réduction de la consommation électrique par des économies d'énergie dans l'industrie et chez les ménages, et par le changement de vecteur énergétique (ex : remplacer l'électricité pour le chauffage par des réseaux de chaleur alimentés au bois-énergie) peut réduire le besoin de stockage. Il est aussi possible de prévoir une meilleure adéquation entre les consommations et la production en temps réel en favorisant la flexibilité à l'injection et au soutirage, via des solutions économiques (sur le prix de l'électricité) ou technologiques (smart grids et compteurs communicants). L'investissement dans le réseau électrique pour de nouvelles lignes, ou un renforcement des capacités existantes représente une alternative au renforcement des capacités de stockage.

Les enjeux du stockage, qu'ils soient techniques, économiques ou environnementaux, dépassent le périmètre d'action des gestionnaires de réseaux. Les choix de politique énergétique à l'échelle nationale peuvent influencer le développement du stockage, par l'impulsion de filières industrielles de production et de recyclage par exemple.

Le développement du stockage va de pair avec une évolution du rôle des consommateurs, qui sont amenés à produire de l'énergie, auto-consommer (individuellement ou collectivement), restreindre leur consommation, fournir des services de stockage de l'énergie (vehicle to grid), etc. Les modèles économiques et des cadres réglementaires autour de ces actions de régulation du réseau électrique restent ainsi à définir pour conserver la stabilité du réseau.

[1] *Données monde, 2017, International Energy Agency https://www.iea.org/sankey/*

[2] *Données France, 2016, RTE https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/mix-energetique-de-la-france*

[3] *Le détail de chacune de ces technologies est présenté en annexe.*

[4] *Il s'agit notamment de l'étude de l'ADEME sur le mix 100% ENR, du scénario négaWatt 100% ENR et des indications contenues dans la Programmation Pluriannuelle de l'énergie – la stratégie énergétique de la France.*

[5] *Caractéristiques des différentes technologies de stockage : https://www.uarga.org/downloads/Documentation/stockage_electricite_ara_03_2016_log.pdf*

http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-technologies

http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-comparaison

https://ufe-electricite.fr/IMG/pdf/18.pdf

[6] *Ou vehicle to home (V2H) quand l'électricité, au lieu d'être injectée sur le réseau, peut directement alimenter les ménages propriétaires des voitures électriques.*

[7] *https://www.connaissancedesenergies.org/stockage-delectricite-quappelle-t-le-power-gas-170908*

[8] *https://www.engie.com/activites/infrastructures/power-to-gaz*

[9] *https://negawatt.org/IMG/pdf/scenario-negawatt_2017-2050_hypotheses-et-resultats.pdf*

[10] *Le Levelized Cost Of Storage (LCOS) est la somme des coûts actualisés sur le cycle de vie de l'unité de stockage d'énergie, divisée par la somme de l'énergie restituée actualisée sur le cycle de vie.*

[11] *La profondeur de décharge est la quantité d'énergie qui a été déchargée de la batterie. Elle est ici basée sur une utilisation optimale de la batterie pour une plus longue durée de vie.*

[12] *https://www.apricum-group.com/how-to-determine-meaningful-comparable-costs-of-energy-storage/*

[13] *Le stockage stationnaire de l'électricité, Conseil général de l'économie, mars 2020*

[14] *How a battery can lead a quiet revolution, Bullard, BNEF, 2019*

https://about.bnef.com/blog/bullard-how-a-battery-can-lead-a-quiet-revolution/

[15] *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies, Schmidt et al., Joule 3, 81–100 January 16, 2019 ª 2018 Elsevier Inc.*

https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008

[16] *Matériaux dont les particularités chimiques en font un élément central aux nouvelles technologiques et à la transition énergétique*

[17] *Matériaux dont la criticité pour certaines industries et les risques pesant sur son approvisionnement en font des enjeux géopolitiques fondamentaux*

[18] *https://www.euractiv.com/section/batteries/news/lithium-tipped-for-eu-list-of-critical-raw-materials/*

[19] *https://www.lesnumeriques.com/voiture/la-tesla-gigafactory-4-critiquee-en-allemagne-pour-son-impact-environnemental-n146283.html*

[20] *Note technique Terres Rares, Energies Renouvelables Et Stockage d'Énergie, ADEME, 2019*

Consulter l'article en ligne

« L'enjeu du développement du stockage est majeur pour accroître la part des renouvelables dans le mix énergétique »

Interview de Nicolas Rochon - publiée le 14.12.2020

NICOLAS ROCHON

Président et Fondateur d'RGreen Invest

Consulter le profil

Rgreen invest, société de gestion dédiée aux investissements et financements de projets d'infrastructures d'électricité verte, et NW Joules, pionnier dans le développement de solution de stockage d'électricité, ont récemment annoncé la prise de participation du fonds INFRAGREEN IV au capital de NW Joules, à hauteur de 25% pour 34 millions d'euros.

Cette opération constitue une réponse à grande échelle au développement des énergies renouvelables dans le mix énergétique, jusqu'ici freiné par l'impossibilité de stocker puis restituer en fonction des besoins cette énergie produite de façon intermittente.

L'ambition : installer en France 250 JBox (soit environ 300 MW) d'ici fin 2022, tout en initiant un développement rapide du concept JBox multi-services en Europe.

Interview de Nicolas Rochon, Président & Fondateur de Rgreen invest.

> *“ L’enjeu du développement du stockage de l’électricité est majeur pour accroitre la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français ”*

Pouvez-vous présenter le système JBox ?

Le système JBox de NW Joules consiste en l’installation d’un poste préfabriqué, directement raccordé au réseau public de distribution d’électricité. C’est la première solution de stockage d’électricité certifiée par RTE.

Chaque JBox dispose d’un espace de batteries lithium-ion d’une puissance unitaire de 1 mégawatt, qui viennent, entre autres, secourir le réseau électrique en cas de grands pics de consommation énergétique. Dès son raccordement au réseau, l’unité fournit un service de régulation de fréquence au système électrique et participe ainsi, à son échelle, à sécuriser l’approvisionnement électrique.

L’objectif est de soutirer et de réinjecter de l’électricité au bon moment afin de préserver l’équilibre entre la consommation et la production du réseau. La récente prise de participation d’RGREEN INVEST au capital de NW Joules, via le fonds INFRAGREEN IV, est à hauteur de 25%, équivalent à 34 millions d’euros.

Il permettra d’installer en France 250 JBox (soit environ 300 MW) d’ici fin 2022, tout en initiant son rapide développement en Europe : la clé pour faire de la France le fer de lance du renouvelable sur tout le continent.

En quoi le système de stockage de NW Joules est innovant ?

C’est un système totalement innovant car il s’agit d’un ensemble compact « *tout en un* », simple à installer et à raccorder au réseau.

Le système est piloté et contrôlé en permanence, pour permettre de soutirer et d’injecter l’électricité au sein du réseau de manière intelligente et en fonction des besoins.

La JBox représente ainsi la première installation de stockage non expérimentale à être certifiée par RTE et reliée au réseau électrique.

Issue d’une expertise française pluridisciplinaire, elle est désormais reconnue par les acteurs de la filière comme un dispositif innovant dans le secteur stratégique du stockage énergétique. La montée au capital d’RGREEN INVEST, société de gestion dédiée aux infrastructures vertes, est la preuve de l’intérêt du secteur privé pour cette innovation majeure.

Les collectivités territoriales sont-elles la cible du marché visé ?

Absolument, elles sont la cible primordiale. La première installation de JBox, par exemple, à Jonzac, est née de la volonté du territoire de la Haute Saintonge d’accélérer la transition énergétique du territoire.

De plus, NW Joules porte un projet, nommé Energy Breizh Box organisé par la Région Bretagne qui consiste en l’implantation de 9 JBox sur l’ensemble du territoire breton.

L’intérêt de ce programme est de combiner, à un échelon régional, la capacité de stockage de 9 JBox tout en ayant la possibilité de rendre localement des services de flexibilité au réseau.

Le stockage d’électricité est-il la clé principale pour accélérer la transition écologique sur le territoire ?

L’enjeu du développement du stockage de l’électricité est majeur pour accroitre la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français et donc accélérer la transition écologique sur le territoire.

Le stockage permet notamment de sécuriser les réseaux confrontés, d’une part, à une augmentation de la consommation liée en particulier au fort développement des usages tels le stockage de données (data center), la climatisation ou encore la mobilité électrique et, d’autre part, à l’offre de production croissante des installations renouvelables, par définition intermittente sans l’aide du stockage.

La production d’électricité devant s’adapter en permanence à la consommation, les outils de régulation et d’équilibre, comme la JBox, deviennent indispensables pour garantir un approvisionnement fluide et constant du réseau électrique.

Consulter l’article en ligne

Total lance le plus grand site de stockage électrique par batterie de France

Article de l'AFP - publié le 13.03.2020

Total a annoncé jeudi la construction à Dunkerque d'un site de stockage d'électricité par batterie, le plus grand du pays selon le géant pétrolier qui veut affirmer ses ambitions dans les renouvelables.

> *" Sur ces 253 MW de capacités, 103 MW ont été attribués à Total, qui a indiqué que l'ensemble de ses équipements seraient mis en service en 2021-2022 "*

Composé de onze conteneurs intégrés, ce projet de stockage de 25 mégawatts (MW) devrait démarrer au dernier trimestre 2020. Il doit être installé sur le site de l'ancienne raffinerie du groupe sur le port de Dunkerque, qui dispose déjà des réseaux électriques nécessaires, explique Philippe Sauquet, directeur Gaz, renouvelables et électricité chez Total.

Total a remporté fin février, ainsi que d'autres entreprises, un appel d'offres lancé par RTE, le gestionnaire du réseau à haute tension, visant à mettre en place de nouvelles capacités de stockage pour sécuriser l'approvisionnement électrique, réguler les fréquences et l'intermittence de production propre aux énergies renouvelables.

Sur ces 253 MW de capacités, 103 MW ont été attribués à Total, qui a indiqué jeudi que l'ensemble de ses équipements seraient mis en service en 2021-2022.

« *Nous regardons plusieurs sites* », répartis sur le territoire, indique M. Sauquet à l'AFP.

Celui de Dunkerque, qui représente un investissement de 15 millions d'euros, utilisera une solution de stockage lithium-ion avec 11 conteneurs de 2,3 MWh chacun, fabriqués par Saft, filiale de Total spécialiste des batteries pour l'industrie.

Il servira principalement de réserve pour soutenir la stabilité du réseau, et les capacités restantes généreront des revenus additionnels, le tout assurant la rentabilité du projet, selon M. Sauquet.

Total indique investir 1,5 à 2 milliards d'euros annuels dans « *l'électricité bas carbone* » — calcul incluant éolien et solaire mais aussi la production électrique issue du gaz, énergie fossile.

« *Quand on est dans un groupe comme Total, on nous dit +Mais vous investissez 15 à 16 milliards par an, donc 1 à 2 milliards ce n'est rien pour vous!+. Sauf qu'avec un à deux milliards par an, on est parmi les plus gros acteurs au niveau mondial dans les renouvelables* », argumente M. Sauquet.

Le groupe affiche un objectif de 25 gigawatts (GW) de capacité de production installée en électricité renouvelable (photovoltaïque et éolien) à horizon 2025, contre 3 GW à ce jour.

Consulter l'article en ligne

Renouvelables, stockage, microgrids : le plan de transition énergétique de Biden suscite de fortes attentes

Article rédigé par Think Smartgrids - publié le 24.11.2020

Article du
Site partenaire Think Smartgrids

Consulter le site

L'une des mesures les plus emblématiques du programme du nouveau Président consiste en un vaste plan de transition énergétique, chiffré à 2 000 milliards de dollars sur quatre ans, qui doit permettre aux États-Unis d'atteindre la neutralité carbone en 2025 pour la production d'électricité.

Dans son plan « *Clean Energy* », rendu public en juillet dernier, le candidat démocrate entendait adosser ses ambitions climatiques à une politique industrielle forte : « *La transformation du secteur électrique américain – et l'électrification d'une part croissante de l'économie – représente le plus grand moteur de création d'emplois et d'opportunités économiques du 21e siècle* » : investissements massifs dans l'efficacité énergétique des bâtiments, rénovation de quatre millions de bâtiments commerciaux, isolation de 2 millions de maisons particulières d'ici à quatre ans, construction de 500 000 stations de recharge, transports en communs propres dans les villes de plus de 100 000 habitants, incitations à l'achat de véhicules électriques fabriqués aux États-Unis et passage de la flotte gouvernementale à des véhicules électriques (et création d'un million d'emplois dans la voiture électrique).

Ses auteurs misaient sur la réforme et l'extension des crédits d'impôt et la mise en place de mécanismes de financement innovants pour mobiliser l'investissement privé. Ils prévoyaient l'établissement d'une norme d'efficacité énergétique et d'électricité propre (Energy Efficiency and Clean Electricity Standard, EECES) à l'intention des opérateurs de réseaux électriques.

Le Plan « *Clean Energy* » consacrait de longs développements à la modernisation des réseaux électriques. « Pour construire la prochaine génération de transmission et de distribution du réseau électrique, le plan prévoit « *d'accorder la priorité à la remise sous tension des lignes qui existent déjà avec une nouvelle technologie (…) et mettra à profit les percées que nous avons obtenues dans le stockage de l'énergie au cours de la dernière décennie avec des achats et des investissements historiques pour mettre l'avenir à la portée des grands opérateurs comme des coopératives rurales* ».

Il prévoit d'allouer 400 milliards de dollars au cours du premier mandat à l'achat public (sur budget fédéral) « *des principaux intrants d'énergie propre, tels que les batteries et les véhicules électriques, qui aideront à positionner les États-Unis en tant que leader mondial de l'énergie propre* ».

300 autres milliards, enfin, étaient prévus pour la Recherche-Développement, avec la création d'une nouvelle agence pour les projets de recherche avancée sur le climat (Advanced Research Projects Agency on Climate).

Calquée sur l'RPA, cette agence aura pour objectif de développer le stockage d'énergie raccordée au réseau « *pour un dixième du coût des batteries lithium-ion* » ou encore de tirer parti des énergies renouvelables pour « *produire de l'hydrogène sans carbone à un coût inférieur à celui de l'hydrogène à partir du gaz de schiste grâce à l'innovation dans des technologies telles que les électrolyseurs de nouvelle génération* ».

Un soupir de soulagement dans le secteur des énergies renouvelables

Le secteur de l'énergie propre a poussé un « *soupir de soulagement* » lors de l'annonce des résultats, selon RenewableEnergyWorld.

Le plan de relance de 2000 milliards proposé par l'administration Trump (et qui n'a finalement pas été adopté, faute d'accord au Congrès) ne prévoyait aucune mesure en direction des énergies renouvelables.

La Chambre des Représentants (à majorité démocrate) avait, pour sa part, prévu de débloquer, dans le Moving Forward Act, 70 milliards pour soutenir les énergies renouvelables, la modernisation du réseau, les mesures de résilience et les microgrids : cette législation adoptée par la Chambre avait été rejetée par le Sénat.

Dans les jours qui ont suivi le résultat de l'élection, les principales associations professionnelles des énergies renouvelables ont salué le nouveau Président, tout en exprimant leurs attentes.

- « *Nous sommes impatients de travailler avec (la nouvelle) administration et le Congrès (…) Le solaire a toujours un taux d'approbation de 90% et la majorité des Américains, sur une base bipartisane, soutiennent l'action contre le changement climatique. L'énergie solaire crée des emplois dans les quartiers Républicains comme dans les quartiers démocrates et améliore l'environnement* » (Solar Energy Industries Association, SEIA)

> *“ Pour construire la prochaine génération de transmission et de distribution du réseau électrique, le plan prévoit « d’accorder la priorité à la remise sous tension des lignes qui existent déjà avec une nouvelle technologie (…) et mettra à profit les percées que nous avons obtenues dans le stockage de l’énergie » ”*

- « *Le secteur éolien américain et sa main-d’œuvre croissante de plus de 120 000 Américains sont prêts à aider à mettre ce plan en action et à soutenir l’administration Biden dans la réalisation de l’immense promesse des énergies renouvelables pour créer des emplois bien rémunérés et atteindre l’objectif présidentiel d’une Amérique sans carbone d’ici le milieu de ce siècle* » (American Wind Energy Association)

- « *Le secteur des énergies renouvelables du pays a hâte de travailler avec la nouvelle administration et le nouveau Congrès. Avec plus de 60 milliards de dollars d’investissements annuels et deux des catégories d’emplois à la croissance la plus rapide du pays (techniciens d’éoliennes et installateurs d’énergie solaire) l’énergie renouvelable peut aider à relancer l’économie américaine, comme elle l’avait fait en 2009* ». (American Council on Renewable Energy (ACORE)

Fortes attentes de la part des acteurs du stockage

La jeune industrie du stockage d’énergie avait noté en juillet dernier la place accordée au stockage dans le Plan Biden pour une « *Énergie propre* » ainsi que dans le Moving Forward Act.

Ce projet de loi proposé par les démocrates établissait « *un programme de recherche au sein du ministère de l’énergie (DOE) pour les systèmes de stockage de l’énergie, les composants et les matériaux* ». Il exigeait du secrétaire à l’énergie « *qu’il adopte des objectifs à long terme pour les applications de systèmes de stockage d’énergie* ».

Il allouait 175 millions de dollars par an à la recherche, sur cinq ans, 100 millions de dollars de subventions par an pour financer le développement de systèmes pilotes de stockage de l’énergie et 150 millions de dollars pour un programme de démonstration.

L’Energy Storage Association (ESA) a salué l’élection du nouveau Président. Elle s’attend a recevoir « *un fort soutien de la nouvelle administration* ». Elle rappelle « *qu’au moins 100 GW de stockage d’énergie sont nécessaires au cours de la prochaine décennie pour soutenir le développement de ressources énergétiques distribuées et de véhicules électriques. Le stockage de l’énergie sera également de plus en plus essentiel pour que les communautés de première ligne disposent d’un service électrique résilient aux événements climatiques extrêmes, comme les vagues de chaleur, les incendies de forêt, les tempêtes et les ouragans, ainsi que pour réduire notre dépendance à l’égard des centrales à combustibles fossiles situées dans ou à proximité des communautés historiquement accablées par la pollution atmosphérique* ».

L’ESA recommande l’adoption d’une nouvelle législation pour rendre le stockage d’énergie autonome éligible aux crédits d’impôt à l’investissement avec une similaires à ceux dont bénéficient d’autres technologies d’énergie propre et l’augmentation des investissements fédéraux dans la résilience des systèmes électriques.

Une impulsion attendue pour les microgrids

Les microgrids pourraient bénéficier d’un fort coup de pouce, en réponse aux incendies de forêt, des ouragans, de la pandémie et des problèmes d’équité énergétique. Selon MicrogridKnowledge, 546 microgrids ont été installés l’an dernier aux États-Unis. Environ 86 % d’entre eux étaient au moins en partie alimentés par des générateurs à combustibles fossiles, selon les législateurs.

Les acteurs des microgrids avaient fortement pesé sur la rédaction du Moving Forward Act. Celui-ci prévoyait « *des subventions et une assistance technique aux coopératives électriques rurales (…) pour aider à la conception et la démonstration de projets de stockage d’énergie et de micro-réseau utilisant de l’énergie provenant de sources renouvelables sources* ».

Ils ont aussi en mémoire le projet de loi sur les communautés résilientes à l'énergie (Energy Resilient Communities Act) introduit à la Chambre par deux élus démocrates, de Californie et de New York qui prévoyait 1,5 milliard de dollars de subventions annuelles pour les microréseaux d'énergie propre « *afin de soutenir les infrastructures essentielles nécessaires à la suite d'un événement météorologique extrême* », dont 150 millions de dollars de financement annuel pour les subventions soutenant les systèmes énergétiques communautaires, avec une priorité à la « *justice environnementale* ».

Volatilité des cours des actions énergétiques américaines

Les sondages ont pesé sur le cours des actions des sociétés engagées dans la transition énergétique a été volatile au cours des derniers mois. Les cours ont été spécialement volatiles au lendemain de l'élection, observe Standard and Poors. Power Technology constatait le 10 novembre une remontée des cours boursiers des sociétés d'énergie renouvelable.

Pour le Wall Street Journal, « *l'un des meilleurs moyens de gagner de l'argent à Wall Street récemment a été de parier contre l'industrie des combustibles fossiles et d'acheter des actions d'énergies renouvelables. Une tendance qui pourrait s'accélérer après l'entrée en fonction du président* ».

Incertitudes

La mise en œuvre du plan Clean Energy repose assez largement sur la capacité des démocrates à obtenir une majorité au Sénat. Sans celle-ci, le Président devra chercher des compromis avec le Congrès pour faire avancer son programme.

Il pourra, certes, user du pouvoir exécutif, au travers de décrets présidentiels (comme Donald Trump et Barack Obama avant lui). Ces décrets pourraient cependant être contestés devant les tribunaux fédéraux qui comptent de nombreux juges nommés par l'ex-président.

Le Washington Post, observe, toutefois « *qu'un certain nombre de facteurs facilitent la mise en œuvre de politiques climatiques plus ambitieuses qu'il y a à peine quatre ans. Le prix de l'énergie solaire et éolienne a chuté, l'industrie du charbon a diminué et les Américains associent de plus en plus les catastrophes qu'ils subissent en temps réel – y compris les incendies de forêt, les ouragans et les sécheresses plus intenses – avec le réchauffement climatique* ».

La prochaine étape sera le choix des personnes pour les postes de haut niveau dans le domaine de l'environnement et pour le poste de Secrétaire de l'intérieur.

Mary Nichols (qui a mis en œuvre plusieurs des politiques climatiques les plus avancées du pays pendant plus d'une douzaine d'années en tant que présidente du California Air Resources Board) est l'une des principales candidates à la tête de l'Agence pour l'Environnement (EPA). La coordination de la politique Energie-Climat à la Maison Blanche pourrait être confiée a un vétéran de l'administration Obama.

En tout état de cause, même en cas de blocage au Sénat, certains estiment, comme Claire Volkwyn, éditeur de Smart-Energy, que « *les États continueront de mener leurs propres politiques sensibles au climat, comme ils l'ont fait au cours des quatre dernières années. Les entreprises, les villes et les États continueront de s'engager à atteindre des objectifs de zéro net, même si ces progrès seront plus lents que s'ils étaient soutenus par un mandat ou un financement fédéral* ».

Consulter l'article en ligne

L'urgence de protéger efficacement les infrastructures électriques

Tribune de Stéphane Prévost - publiée le 15.04.2021

STÉPHANE PRÉVOST

Manager Marketing chez Stormshield

Consulter le profil

L'accélération fulgurante des cyberattaques contre les opérateurs de service, organisations et entreprises stratégiques est aujourd'hui une réalité préoccupante qui nécessite de prendre des mesures d'urgence pour se protéger. D'autant plus lorsque leurs conséquences peuvent être catastrophiques pour l'ensemble de la population.

Les fournisseurs d'électricité sont particulièrement concernés par ce sujet. Ces cinq dernières années en effet, un certain nombre d'attaques ont marqué le monde de l'énergie électrique et ont, pour certaines, insufflé des prises de conscience et des changements en matière de cybersécurité.

Des infrastructures électriques confrontées à de nouveaux enjeux

Généralement, les cyberattaques menées s'inscrivent dans un contexte géopolitique tendu. En effet, l'approvisionnement en énergie électrique d'un pays constitue une cible privilégiée puisqu'il touche l'activité économique et les moyens de communication du pays visé qui peut être rapidement paralysé s'il en est privé.

Concernant les attaques qui ont eu lieu entre 2015 et 2020, on constate qu'elles sont en fait liées à de nouveaux enjeux auxquels doit faire face le secteur de la production d'énergie électrique : une mise à l'épreuve de la résilience des infrastructures opérationnelles, portant atteinte à la disponibilité des équipements et à l'intégrité des données, et des préjudices financiers majeurs liés aux cyberattaques et à leur incidence sur la fixation des prix du marché de l'énergie.

Un autre enjeu auquel doit faire face ce secteur concerne sa transformation numérique. En effet, le développement de nouvelles technologies, d'objets et de capteurs connectés permet aux producteurs d'énergie d'accéder à de précieux bénéfices dans leur chaine de production et de distribution : anticipations d'éventuelles pannes, gestion plus fine des capacités (Smartgrid), etc.

Pour ce faire, le déploiement des technologies de Cloud et d'Edge Computing est nécessaire pour garantir la puissance de calcul et assurer un traitement en temps réel des données collectées. Mais cette émergence des objets connectés et des environnements Cloud conduit à une ouverture des réseaux opérationnels et augmente ainsi la surface d'attaque des cybercriminels, les réseaux qui étaient jusqu'ici isolés se retrouvant connectés au réseau informatique de l'entreprise.

Par ailleurs, les équipements des réseaux OT ont une durée de vie très longue, généralement plus de 25 ans. C'est le cas des infrastructures électriques, pensées pour fonctionner pendant plus de 50 ans. La plupart d'entre elles sont basées sur des technologies obsolètes et donc hautement vulnérables en matière de sécurité.

Et pour ajouter encore à leur fragilité, les environnements électriques ont souvent recours à des systèmes clés en main, qui n'ont pas été conçus pour recevoir des correctifs. Puisque les systèmes utilisés sont disponibles sur le marché depuis un certain temps, ils peuvent être plus facilement disséqués par des cyber-criminels.

Enfin, la plus grande brèche dans les dispositifs de cyberdéfense des systèmes OT et IT est liée aux utilisateurs et opérateurs, qui sont souvent peu sensibilisés aux règles de cybersécurité de base. L'utilisation de mots de passe similaires quel que soit le niveau de sensibilité du système ou de clés USB personnelles à des fins professionnelles peut contribuer à exposer les infrastructures électriques

Le secteur de l'énergie, un domaine très réglementé

Au fil des années, les cybermenaces pesant sur les réseaux électriques se sont perfectionnées.

De ce fait, le secteur de l'énergie électrique a d'ores et déjà pris la mesure des risques cyber auquel il est exposé, s'est doté d'un arsenal de standards pour gérer ces risques et devenir ainsi l'un des secteurs les plus réglementés en matière de cybersécurité. Nous pourrions par exemple citer la norme américaine NERC-CIP, qui définit un ensemble de règles pour sécuriser les actifs nécessaires à l'exploitation des infrastructures de réseau électrique en Amérique du Nord.

Dans le même registre, on retrouve en France la Loi de Programmation Militaire et la directive NIS au niveau européen visant à sécuriser respectivement les opérateurs d'importance vitale et les opérateurs de services essentiels. Au niveau des standards, IEC 62645 représente un ensemble de mesures pour prévenir, détecter et réagir aux actes de malveillance commis par les cyberattaques sur les systèmes informatiques des centrales nucléaires, de son côté IEC 62859 cadre la gestion des interactions entre la sécurité physique et la cybersécurité, ISO 27019 contient des recommandations de sécurité

> *“ Le secteur de l'énergie électrique a d'ores et déjà pris la mesure des risques cyber auquel il est exposé ”*

appliquées aux systèmes de contrôle des processus utilisés par l'industrie des opérateurs de l'énergie et enfin, IEC 61850 est une norme de communication utilisée par les systèmes de protection des sous-stations dans le secteur de la production d'énergie électrique.

Comment garantir une résilience efficace de l'infrastructure opérationnelle ?

La première réponse consiste à traiter la problématique de l'obsolescence des systèmes d'exploitation et des applications utilisés dans l'infrastructure opérationnelle. Sur ce point, une approche basée sur des dispositifs de protection en profondeur est indispensable afin de bloquer les comportements suspects au niveau des appels système et de répondre aux menaces qui exploitent les failles applicatives. Il faut ensuite contrôler les messages échangés dans le réseau opérationnel.

En effet, les sous-systèmes historiquement indépendants sont amenés de plus en plus à échanger de l'information et à être interconnectés. Il est donc essentiel de commencer par isoler les réseaux de ces différents systèmes grâce à une approche basée sur la segmentation.

Ce type de mesure offre également la possibilité de bloquer la propagation d'une attaque en complexifiant la découverte du réseau opérationnel. On notera également que restreindre l'accès d'un équipement particulier à une seule ou un groupe de stations de travail peut être pertinent pour limiter la surface d'attaque.

Ensuite, compte tenu de la criticité des sous-stations, il est également préconisé également d'appliquer d'autres mesures de protection, comme le filtrage réseau au niveau des équipements IEDs, pour permettre par exemple un accès restreint à un seul groupe de stations de travail, selon un créneau horaire bien spécifique. Il est même envisageable dans certains cas d'usage d'appliquer un contrôle selon l'utilisateur, afin de savoir précisément qui s'est connecté sur le poste de contrôle et à quel moment.

Les messages opérationnels échangés entre les équipements électriques, les IEDs et les postes de supervision sont un autre point de vigilance important. En effet, si un cyber attaquant réussit à établir une connexion à distance avec un dispositif physique ou un poste de télémaintenance, il lui sera alors possible d'analyser le réseau, de comprendre l'organisation et d'envoyer des messages malveillants. La solution pour pallier à ce type de risque est donc de déployer des sondes industrielles, des IDS voire des IPS afin de contrôler les messages échangés avec les équipements les plus sensibles.

Leur implémentation va permettre de vérifier la cohérence des messages échangés entre les équipements et les couches de gestion supérieures, afin de s'assurer qu'ils ne mettent pas en péril le processus opérationnel. La solution retenue devant bien évidemment supporter les protocoles métiers pour assurer une bonne couverture dans la protection des commandes de contrôle des équipements électriques.

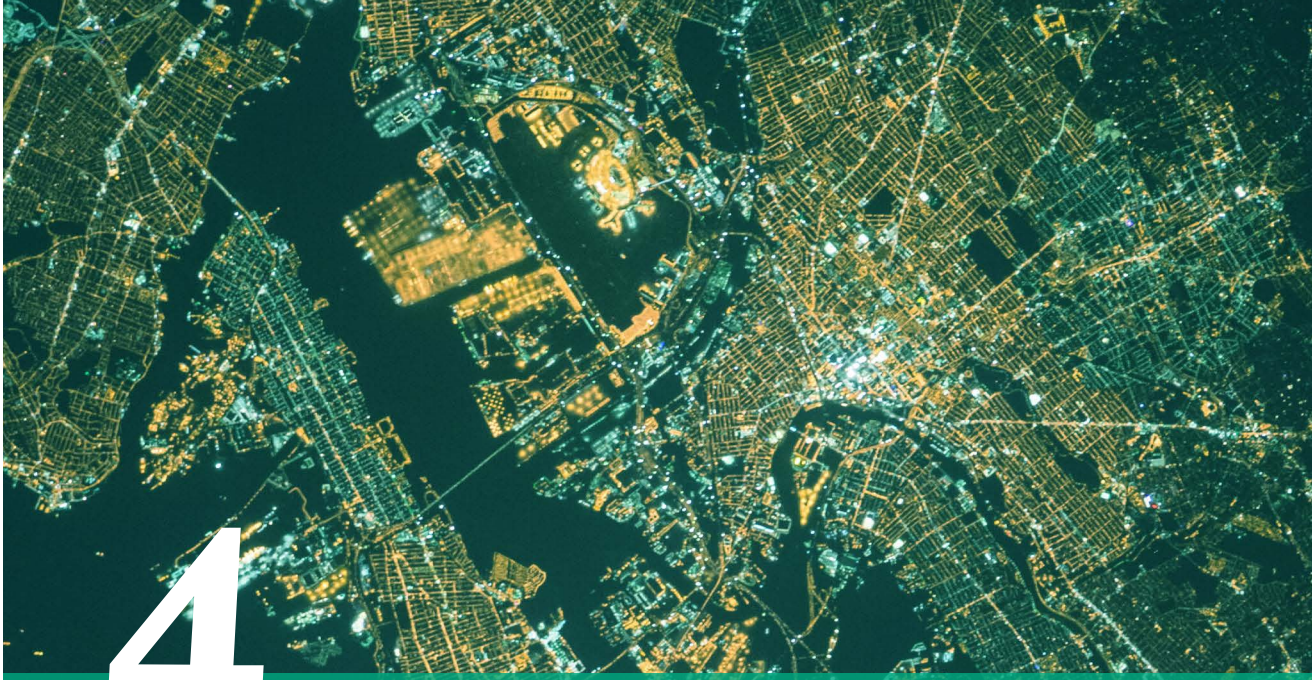
Enfin, les connexions à distance pour des besoins de télémaintenance, notamment au niveau des sous-stations électriques, nécessitent le déploiement de tunnels de type VPN ou encore des connexions sécurisées de type TLS pour assurer la confidentialité des données.

Mais il ne faut pas non plus oublier les risques liés à l'humain, notamment avec l'usage encore très courant de clés USB dans les univers opérationnels. De ce fait, il est nécessaire de durcir les postes de contrôle et de supervision via la mise en place de solutions de whitelisting (ou allowlist) ou d'analyse des périphériques de stockage afin de rejeter toute opération d'un profil non autorisé.

Mais aussi de sensibiliser les opérateurs à tous les risques cyber pour éviter toutes les erreurs ou actions involontaires qui pourraient mettre en péril les process industriels.

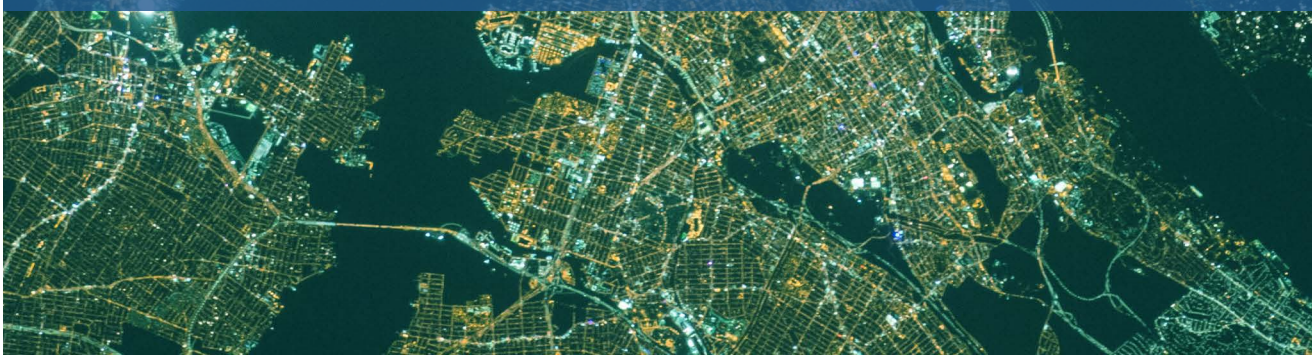
Au regard de ces quelques exemples non exhaustifs, une approche intégrée prenant en compte tous les fondamentaux nécessaires et s'appuyant sur plusieurs niveaux de protection s'impose pour sécuriser efficacement les systèmes de production des entreprises du secteur de l'énergie.

Consulter l'article en ligne



4

DES RÉSEAUX INTELLIGENTS ADAPTÉS À LA NOUVELLE ÈRE ÉNERGÉTIQUE



Quand l'IA peut atténuer le caractère imprévisible des renouvelables

Article rédigé par The Agility Effect - publié le 04.02.2020

THE **AGILITY** EFFECT

Article du Site partenaire The Agility Effect

www.theagilityeffect.com se concentre sur ce qui peut accélérer, faciliter, concrétiser les promesses de la transformation numérique et de la transition énergétique.

Consulter le site

Les systèmes de prédiction de la production des énergies renouvelables via l'intelligence artificielle ne cessent de se perfectionner, facilitant ainsi leur intégration dans le réseau électrique mondial.

Le 26 février 2019, Google annonçait un nouvel exploit de DeepMind, son programme d'intelligence artificielle (IA). Il ne s'agit pas d'une victoire supplémentaire face à un champion d'échecs ou de jeu de Go mais d'une application bien plus prosaïque : la prédiction de la production d'un parc éolien. Le site en question, d'une capacité de 700 MW, est situé dans le centre des Etats-Unis où sont basés les data centers de Google.

En s'appuyant sur un réseau de neurones artificiels formé aux prévisions météorologiques et aux données historiques des turbines, DeepMind a pu prévoir la production d'énergie éolienne avec 36 heures d'avance.

Sur la base de ces prévisions, le parc a optimisé ses engagements de livraison en fournissant une quantité précise d'électricité à une heure définie.

Grâce à ce système de machine learning, la filiale de Google a augmenté la valeur de son énergie éolienne d'environ 20 % par rapport au scénario de base ne prévoyant aucun engagement dans le temps auprès du réseau.

L'enjeu de la valorisation

Si cet épisode est à souligner, c'est que, « *compte tenu de l'intermittence des énergies renouvelables, la capacité de prédiction des mégawattheures produits est essentielle à leur valorisation* », analyse Antoine de Broves, Responsable Technique et Innovation chez Omexom, la marque dédiée à la transition énergétique de VINCI Energies.

Sur le marché de l'électricité, les blocs d'énergie sont négociés sur une échelle de temps d'un an, d'un trimestre, d'une semaine ou du jour pour le lendemain, voire pour le jour même (marché « *intraday* »). Or, les négociations les plus en amont de la livraison permettent en général une meilleure valorisation.

« *Que ce soit pour l'éolien, le photovoltaïque ou l'hydraulique au fil de l'eau, tous trois dépendant des conditions météorologiques, la puissance des systèmes informatiques et leur capacité d'analyse sont primordiales* », ajoute-t-il.

L'enjeu est d'autant plus important que toute vente de mégawattheures non honorée est sanctionnée, par exemple en France par des pénalités financières imposées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) via RTE, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité qui doit s'assurer de l'équilibre entre flux entrants et flux sortants.

" Grâce à ce système de machine learning, la filiale de Google a augmenté la valeur de son énergie éolienne d'environ 20 % par rapport au scénario de base. "

Des modèles informatiques de plus en plus perfectionnés

L'exemple de DeepMind montre que les modèles permettant de transformer des prévisions météorologiques en prévisions de production ne cessent de se perfectionner grâce à la courbe d'apprentissage de l'IA.

Ces systèmes d'anticipation des variations de production à court terme s'appuient sur l'exploitation de données issues d'images satellite analysant nuages, dépressions, masses d'air…

Ils se nourrissent également d'autres sources telles que des mâts avancés dotés d'anémomètres détectant à l'avance des variations de vents ou de caméras fish-eye qui analysent le mouvement des nuages afin d'anticiper un éventuel blackout en recourant à des sources de production d'appoint.

Mais Omexom va plus loin : « *À cette brique prévisionnelle que nous intégrons dans les sites que nous gérons pour nos clients en nous appuyant sur des prestataires spécialisés, nous ajoutons un autre service : le stockage d'énergie qui va permettre de fournir la production manquante ou de garder l'éventuel surplus* », indique Antoine de Broves, qui évoque les exemples d'un parc photovoltaïque en Martinique et d'une serre agricole photovoltaïque en Corse.

En fin de compte, l'intelligence artificielle permet de rendre les énergies renouvelables plus prévisibles et donc plus valorisables. Mais les bénéfices de cette prédiction optimisée par l'IA ne sont pas que d'ordre financier pour les producteurs d'énergie.

En supprimant une part du caractère aléatoire des renouvelables, elle renforce la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble du système électrique et crédibilise ces nouvelles sources d'énergie, facilitant de fait leur intégration dans le mix énergétique.

Consulter l'article en ligne

Les réseaux intelligents pour un futur décarboné

Article rédigé par Sylvie Ouziel - publié le 01.12.2020

SYLVIE OUZIEL

Présidente
d'Envision Digital

Consulter le profil

L'électrification du mix énergétique et la production d'électricité verte sont les solutions adaptées pour la décarbonation de nos économies, à court et moyen termes. Toutefois, elles ne vont pas sans poser des problèmes au système électrique et notamment aux réseaux.

L'électrification progresse rapidement à travers notamment de l'électromobilité, de la hausse continue du chauffage électrique individuel et dans les processus industriels. Par exemple, un million de voitures particulières électriques ont été vendues dans le monde au premier semestre 2020 (correspondant à 3,5% des ventes globales, dont seulement 30% de véhicules hybrides).

L'électricité est de plus en plus verte et renouvelable

Aux États-Unis, la capacité photovoltaïque installée a cru de plus de 2000% lors des dix dernières années et la capacité éolienne en Europe a augmenté de 27% entre 2018 et 2019. Durant les dix dernières décennies, la production d'énergie renouvelable a cru de 18% à 26% du mix électrique et devrait atteindre 45% d'ici à 2040.

En comparaison, le mix énergétique danois était déjà à 60% renouvelable en 2018 essentiellement grâce à l'éolien.

C'est une très bonne nouvelle car, contrairement aux énergies fossiles, l'électricité verte obéit à un « *loi de Moore* » et améliore sa compétitivité d'année en année, alimentant le développement des nations et facilitant l'accès planétaire à l'électricité.

Le coût actualisé de l'électricité (LCOE) pour le solaire photovoltaïque « *utility-scale* » a déjà baissé de 82% entre 2000 et 2019 et de 39% en ce qui concerne l'éolien terrestre.

La transition énergétique se focalise largement sur la production d'électricité décarbonée, or la question des réseaux de transmission et de distribution reste encore trop peu considérée.

Les coûts des réseaux devraient encore augmenter (ils représentent déjà environ 40% de la facture électrique des ménages dans de nombreux pays). Maintenir, en temps réel, l'équilibre entre offre et demande d'électricité va devenir de plus en plus difficile en raison du caractère intrinsèquement intermittent et non-contrôlable des productions solaires et éoliennes.

En l'absence de solutions adaptées, cette intermittence conduit à des périodes de prix négatifs de l'électricité (les producteurs sont pénalisés pour injecter de l'électricité dans le réseau) voire même des pannes généralisées, ce qui n'a pu être évité, de peu, que grâce à des mesures d'urgence.

De telles situations se sont récemment présentées au Royaume Uni quand la part des renouvelables a atteint 70% alors que la demande a baissé en raison du Covid 19, créant des défis d'équilibrages tels que seuls des mesures d'urgence comme l'arrêt de capacité de production ou l'activation de capacité d'interconnexion ont permis de les adresser.

Les renouvelables ont également bouleversé certains paradigmes tels que celui des classiques « *consommateurs d'énergie* », entreprises ou particuliers, qui sont devenus « *prosommateurs* », fournissant leurs propres besoins, ceux de leur communauté ou injectant parfois leur production dans le réseau.

En Europe, la génération d'électricité par les foyers devrait croitre de ~1800% d'ici 2050 comparée au niveau de 2015.

Cette production est difficilement prévisible et encore moins contrôlable par l'opérateur de réseau. Les clients peuvent, soudainement, s'effacer du réseau créant une brusque baisse de la demande, ou au contraire injecter de la puissance électrique dans le réseau alors que ce n'est pas forcément nécessaire.

Cette incertitude est renforcée par les nouveaux comportements de chargement des véhicules électriques et sur lesquels nous manquons encore de recul.

Dans ce contexte d'intermittence et d'incertitude, les réseaux électriques risquent de devenir des facteurs limitant de la transition énergétique.

Les solutions de stockage intelligentes profitent du coût réduit des batteries, le coût des batteries de stockage (BESS) a baissé de 87% sur dix ans pour atteindre $156/kWh en 2019, et elles peuvent fournir de précieuses sources de flexibilité. Cependant elles ne vont pas suffire à assurer l'équilibre.

Les technologies intelligentes constituent en l'espèce une bonne direction de réflexion

Les technologies intelligentes fournissent un équilibrage en temps réel entre génération, demande et stockage à différentes mailles géographiques et temporelles. CE Delft estime que d'ici à 2050, environ 83% des foyers européens pourrons utiliser des solutions de stockages et fournir des services de stabilisation du réseau.

Ceci suppose la transparence des données (en conformité avec les législations sur le respect de la vie privée), de puissants « *cerveaux* » d'optimisation par l'intelligence artificielle ainsi que des capacités de contrôle des objets connectés réactives et résilientes à grande échelle.

“ Contrairement aux énergies fossiles, l’électricité verte obéit à une "loi de Moore" et améliore sa compétitivité d’année en année, alimentant le développement des nations et facilitant l’accès planétaire à l’électricité ”

L’orchestration de l’ensemble du système, entre génération, transmission et distribution, stockage et consommation d’électricité, depuis le temps réel jusqu’au long terme, depuis un simple foyer jusqu’au communautés d’énergie, régions, pays et continents, sera seulement possible grâce à une plateforme combinant Intelligence Artificielle et Objets Connectés.

Les technologies AIoT sous-tendent les centrales virtuelles, qui peuvent fournir des services bien orchestrés de micro-réseaux ou services de stabilisation au réseau.

Mais pour matérialiser les bénéfices de ces technologies intelligentes et délivrer la flexibilité nécessaire, tout le modèle doit être adapté, depuis les régulations, les mécanismes de marché, les schémas de rémunération de la flexibilité jusqu’aux règles de partage des données.

Les mécanismes actuels de flexibilité (tels que les marchés de capacité en Europe) atteignent leurs limites alors que le part du renouvelable dans le mix énergétique augmente ; seule une approche globale peut faire évoluer le système pour lui permettre de faire face à cette nouvelle réalité.

Consulter l’article en ligne

Un supergrid pour renforcer les liens énergétiques entre la France et la Grande-Bretagne

Interview rédigée par The Agility Effect - publiée le 18.08.2020

En 2016, pour répondre à l'accroissement des échanges électriques entre la France et l'Angleterre, RTE et son homologue britannique National Grid décident de créer IFA2, une ligne sous-marine à courant continu haute tension (HVDC) entre les deux pays.

Rencontre avec Christian Cartalas, directeur général de VINCI Energies Transport et Transformation d'énergie, et Arnaud Gautier, chef d'entreprise d'Omexom Major Projects, l'entreprise de VINCI Energies chargée de la réalisation d'une partie de l'infrastructure.

THE **AGILITY** EFFECT

Article du Site partenaire
The Agility Effect

www.theagilityeffect.com se concentre sur ce qui peut accélérer, faciliter, concrétiser les promesses de la transformation numérique et de la transition énergétique.

Consulter le site

> *“ IFA2 offrira à la France la possibilité d’exporter ses surplus de production, d’importer à faible coût pour équilibrer l’offre et la demande nationale et de favoriser le recours aux énergies renouvelables ”*

Dans quel contexte le projet IFA2 s’inscrit-il ?

Christian Cartalas : Chaque année, 500 millions d’Européens consomment 3 200 TWh d’électricité, chacun devant avoir accès à une énergie compétitive, sûre et durable. Les projets d’interconnexions se multiplient pour garantir l’équilibrage des réseaux électriques, dans un contexte de demande croissante d’interconnexion entre les différents réseaux européens pour améliorer la stabilité globale des réseaux électriques et créer des capacités d’échange d’énergie.

Chaque opérateur se doit de gérer et entretenir ses réseaux, de les adapter pour intégrer toujours plus d’énergies renouvelables dans le mix énergétique, un enjeu majeur de la transition énergétique. Les opérateurs doivent également répondre à la demande des collectivités de développer des hypergrids et des interconnexions avec leurs voisins pour bénéficier du foisonnement massif d’éolien et de photovoltaïque et répondre ainsi à la demande de l’Union européenne de doubler le nombre de raccordements existants.

IFA2 mettra à profit la complémentarité des parcs de production de part et d’autre de la Manche et de la mer du Nord, renforcera le mix énergétique et permettra d’utiliser au mieux les différentes sources de production selon les besoins de chaque pays.

Arnaud Gautier : Cette liaison sous-marine, qui sera opérationnelle fin 2020, fonctionnera à ± 320 kV DC et permettra de transférer une puissance de près de 1 GW entre les deux pays.

Un gigawatt, c’est la puissance d’un réacteur de centrale nucléaire, l’équivalent de 500 000 foyers alimentés en permanence. IFA2 offrira à la France la possibilité d’exporter ses surplus de production, d’importer à faible coût pour équilibrer l’offre et la demande nationale et de favoriser le recours aux énergies renouvelables.

Les sources de production solaire ou éolienne peuvent être très éloignées des lieux de consommation. Leur production, plus irrégulière et moins prévisible que l’électricité produite par les centrales traditionnelles, doit pouvoir être rapidement et massivement transportée par de nouvelles autoroutes de l’énergie de façon à garantir la continuité du service rendu au consommateur.

Comment Omexom a-t-elle fait la différence ?

C.C.: Très bien implantée sur son métier historique d’entretien des réseaux, de développement et d’enfouissement de lignes, de modernisation et de digitalisation des postes électriques, Omexom se positionne désormais sur le marché des interconnexions. IFA2 est sa première référence significative : projet remporté en 2017 en groupement avec VCF TP Lyon.

Le projet consiste en la réalisation de la station de transformation du courant alternatif en courant continu, située dans le Calvados à proximité de Caen. Sous-traitant principal d’ABB, Omexom et VINCI Construction réalisent le design du génie civil, y compris des building services, et la totalité des travaux de construction et de montage.

L’excellente crédibilité de VINCI Construction associée à la position de leader occupée par Omexom auprès de RTE ont été des atouts significatifs pour ABB afin de remporter l’appel d’offres.

Dans un marché rendu difficile par des exigences contractuelles et opérationnelles très fortes, notre approche multimétier nous apporte une vision à la fois très générale et très fine de ces installations HVDC et nous permet de nous forger une solide réputation.

Ce projet, qui est une première en Europe pour VINCI, constituera pour le Groupe une référence sérieuse en matière de construction et d’équipement de stations de conversion.

A.G. : Le chantier a démarré en 2018 et mobilise une centaine de collaborateurs depuis dix-huit mois. Nous avons eu recours au BIM, la maquette numérique de VINCI Energies, pour gagner en efficacité et en agilité sur ce chantier d’envergure.
Celle-ci nous a permis d’identifier, pendant la phase d’étude, les difficultés d’interface entre les multiples corps de métier, puis de faciliter le suivi des travaux via l’application Digital Site en dotant les équipes de

supervision de tablettes leur permettant de saisir in situ les données de contrôle qualité.

Le projet IFA2 a été également l'occasion de mettre en pratique la méthodologie du lean management, nous permettant, à chaque étape du projet, d'optimiser le planning de chaque intervenant, en identifiant les travaux qu'il était possible de mener conjointement.

Les essais de la ligne devraient démarrer en juin 2020 pour aboutir à une mise en service opérationnelle en fin d'année, respectant ainsi les obligations calendaires imposées par l'Union européenne.

Quelles sont les perspectives du Groupe sur ce marché ?

C.C.: Notre objectif est bien sûr de transformer l'essai sur d'autres opérations HVDC en France, mais aussi d'exporter cette offre en Europe, où Omexom est déjà bien présente. Nous devons rester présents sur ce segment en forte croissance où des investissements de plusieurs dizaines de milliards d'euros sont prévus dans les prochaines années.

La demande de l'Europe d'intégrer toujours plus d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et les augmentations attendues du transport d'énergie électrique sont amenées à s'inscrire dans la durée : les opérateurs vont massivement investir pour se raccorder entre eux et faire évoluer leurs réseaux.

Dans les dix prochaines années, RTE prévoit d'augmenter ses investissements, en partie pour les interconnexions, de 1,5 à 2,3 milliards d'euros par an.

A.G. : De nombreux projets d'interconnexion existent déjà avec des lignes aériennes entre des pays ayant des frontières terrestres.

D'autres projets similaires à IFA2 sont à l'étude par RTE, notamment entre la France et l'Espagne en passant cette fois par le golfe de Gascogne ou encore entre la Bretagne et l'Irlande.

Ce chantier transmanche, qui mobilise des compétences très complémentaires du groupe VINCI, nous permettra de capitaliser sur une expérience indiscutable pour les prochains projets de transport d'énergie actuellement à l'étude un peu partout dans le monde, et de devenir l'acteur incontournable du marché des interconnexions.

Consulter l'article en ligne

Hydrogène bas carbone : quels enjeux pour les réseaux et la transition énergétique ?

Article rédigé par Think smartgrids - publié le 29.12.2020

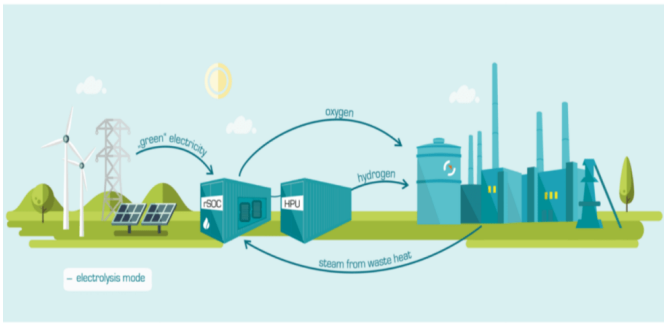
Article du
Site partenaire Think Smartgrids

Consulter le site

Le développement de l'hydrogène bas carbone prend une place croissante dans les débats sur la transition énergétique. Alors qu'actuellement, 96% de sa production mondiale est réalisée à partir d'énergies fossiles, l'hydrogène peut-il jouer un rôle pour décarboner l'économie ?

Les mix électriques européens accordent en outre une place croissante aux énergies renouvelables intermittentes, et l'hydrogène est étudié comme levier potentiel de flexibilité pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

Think Smartgrids a organisé une webconférence pour faire le point sur cette nouvelle technologie et ses potentialités, à travers différents cas d'usage, ainsi que sur les enjeux du développement de l'hydrogène bas carbone pour les réseaux et la transition énergétique.



Guillaume DUSSAUX, Business developer projets hydrogène chez ABB, et Etienne BRIERE, Directeur de Programme de R&D sur les EnR, l'Hydrogène, le stockage et l'Environnement chez EDF R&D, ont rappelé les principaux objectifs chiffrés concernant la baisse des émissions et la production d'hydrogène décarboné.

Ainsi, la Stratégie Nationale Bas Carbone fixe l'objectif d'une réduction de 40% des gaz à effet de serre (GES) d'ici 2030 par rapport à 1990, or les 920 000 tonnes d'hydrogène « *gris* » utilisés chaque année par la France représentent environ 3% des émissions de CO2 du pays. Les enjeux sont importants pour décarboner des activités comme le raffinage du pétrole, la production d'engrais ou encore la chimie, mais aussi pour la mobilité lourde, et notamment les navires.

Si l'on suit les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), à l'horizon 2035, 630 000 tonnes d'hydrogène décarbonné devraient ainsi être produites annuellement, ce qui nécessiterait d'y consacrer un peu moins de 5% de l'électricité nucléaire et renouvelable produite sur le territoire français. Dix démonstrateurs Power-to-Gas doivent ainsi voir le jour d'ici 2023 avant un déploiement à large échelle.

Il faudrait en outre installer 6,5 GW d'électrolyseur à horizon 2030 pour décarboner l'industrie. À cela s'ajoutent les projets de développement de l'hydrogène pour les transports (routiers, ferrés, fluviaux), dont les objectifs ont été fixés par le Plan Hydrogène adopté en 2018 par le gouvernement français.

En 10 ans, il est ainsi prévu de déployer au minimum 20 000 véhicules utilitaires légers, 800 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) et 400 stations d'hydrogène.

ABB a ainsi déjà travaillé sur différents cas d'usage, notamment pour décarboner l'industrie et les navires. Le projet Hybrit en Suède vise par exemple à produire de l'acier sans émissions de CO2, en remplaçant le charbon par de l'hydrogène et en électrifiant les procédés, tandis que FLAGSHIPS vérifie la viabilité économique du transport maritime basé sur une production d'hydrogène électrolytique à quai et des piles à combustible.

Le projet Delfzijl, aux Pays-Bas, a quant lui permis de lancer un électrolyseur de 20 MW produisant 3000 tonnes d'hydrogène par an pour produire du méthanol vert, pour partie destiné aux avions. L'objectif est d'économiser 27 000 t de CO2 par an, avec une montée en puissance à 60 MW à terme.

> *“ Si l’on suit les objectifs fixés par la PPE, à l’horizon 2035, 630 000 tonnes d’hydrogène décarboné devraient ainsi être produites annuellement, ce qui nécessiterait d’y consacrer 5% de l’électricité nucléaire et renouvelable produite en France ”*

Pour les réseaux, l’hydrogène est également étudié pour sa contribution possible à l’équilibre offre/demande et à la flexibilité, face à la forte augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique et à l’essor de nouveaux usages comme le véhicule électrique.

Vers de l’hydrogène pilotable

Selon Guillaume Dussaux, il s’agit alors non seulement d’électrifier, mais aussi d’automatiser et de digitaliser la production d’hydrogène par électrolyse pour la rendre pilotable et l’intégrer au système électrique global, avec en ligne de mire la question importante du coût de cette énergie.

Comme le rappelle Etienne Brière, outre la question du coût, se pose aussi la question du rendement énergétique de la production de cet hydrogène « *vert* », ainsi que celle du transport et du stockage du gaz « *le plus léger de tout l’Univers* ».

EDF R&D a ainsi axé ses priorités sur la décarbonation de l’industrie et la mobilité lourde, le rendement global de la chaîne « *power to H2* » n’étant que de 30 à 35%, avec un coût de l’électricité produite au moins 10 à 20 fois plus élevé que l’électricité du réseau français, et le stockage présentant de fortes contraintes techniques.

EDF travaille depuis les années 70 sur le développement d’électrolyseurs. Il y a 2 ans, l’électricien a lancé sa filiale Hynamics pour investir, développer et exploiter des systèmes électrolytiques afin de commercialiser de l’hydrogène décarboné. Etienne Brière précise en effet que l’enjeu principal, alors que la filière se développe rapidement, est maintenant de passer de projets de quelques mégawatts (MW) à des échelles de plusieurs dizaines, voire centaines de MW de capacité de production, avec la recherche de business models performants.

En Allemagne, Hynamics travaille ainsi sur un projet d’électrolyseur de 30 MW pour décarboner le raffinage du pétrole, qui ambitionne de passer à 700 MW d’ici 2030, en espérant réaliser par ce biais d’importantes économies d’échelle.

En effet, Etienne Brière rappelle que produire et commercialiser de l’hydrogène requiert bien plus que des électrolyseurs. Beaucoup d’électronique de puissance est nécessaire pour l’alimentation, mais aussi des systèmes de purification de l’hydrogène et des compresseurs.

Les coûts fixes sont donc importants, et l’hydrogène bas carbone ne trouvera pas son modèle économique avant de développer des capacités de production plus importantes. EDF n’envisage ainsi pas pour l’instant de développer l’électrolyse comme moyen de stocker les surplus d’énergie renouvelable, alors que le coût de l’hydrogène est aujourd’hui bien supérieur à celui du méthane.

Le groupe EDF travaille en revanche sur différents projets pour décarboner l’industrie sidérurgique, développer l’hydrogène pour les autobus et camions, ou encore pour les microgrids. Son centre international de R&D EIFER, basé en Allemagne, ainsi que l’EDF Lab Les Renardières, en Seine-et-Marne, mènent en outre de nombreuses expérimentations sur l’hydrogène bas carbone.

Mais l’hydrogène ouvre aussi de nouvelles perspectives pour la transition énergétique de certains territoires

Ainsi, Jonathan Morice, Directeur du Climat, de l’Environnement, de l’Eau et de la Biodiversité Conseil régional de Bretagne, a rappelé que le territoire breton, péninsulaire et dépourvu de centrale nucléaire, avait adopté il y a 10 ans un « *Pacte électrique* » pour renforcer le réseau, réduire les consommations d’énergie, et intégrer massivement les EnR au réseau, en tirant partie de la maritimité du territoire, et donc de son haut potentiel pour le développement des énergies marines.

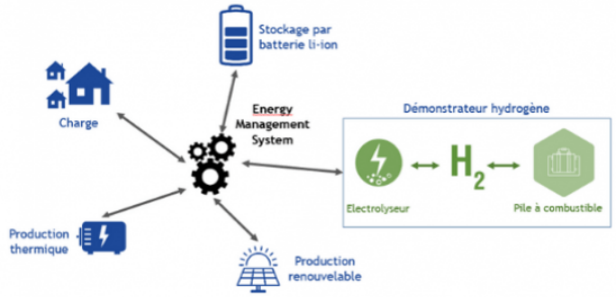
Autant de raisons qui ont poussé la région à adopter en juillet dernier une feuille de route ambitieuse pour le développement de l'hydrogène, après consultation de quelques 200 acteurs locaux et avec l'éclairage de Bretagne Développement Innovation, acteur incontournable de la transition énergétique bretonne.

La Bretagne a axé ses priorités sur le transport terrestre, et notamment les transports lourds dont la conversion à l'électrique est difficilement envisageable en raison de l'autonomie et de la puissance élevées qu'ils nécessitent. Les ports pourraient aussi avoir un impact important sur le développement du marché de l'hydrogène, car les volumes commandés pour faire fonctionner des navires de grande taille à l'hydrogène seraient importants.

L'éolien offshore est vu comme un des leviers majeurs pour produire cet hydrogène électrolytique, mais la Bretagne envisage aussi une production à partir du biogaz, en s'appuyant notamment sur sa filière agricole.

La Feuille de route hydrogène 2030 vise ainsi à développer 3 axes :

- Le développement, en parallèle, des usages et des infrastructures, via des appels à projets pour des partenariats public-privé
- Un soutien fort à la R&D
- Donner de la visibilité aux acteurs, avec un grand plan structurant d'investissements collectifs



Parmi les 8 premiers projets déjà déployés en Bretagne, Jonathan Morice cite notamment l'exemple de l'île de Molène, une Zone Non Interconnecté (ZNI) où l'intégralité de l'électricité est aujourd'hui produite par une centrale thermique, alors que la PPE vise 70% d'EnR dans le mix électrique d'ici 2028 pour ces zones isolées du réseau continental.

Outre les mesures d'efficacité énergétique et le déploiement d'EnR, des dispositifs de stockage et de pilotage seront essentiels pour atteindre cet objectif. En plus des batteries Lithium-ion, l'hydrogène sera utilisé pour pallier la contrainte du stockage intersaisonnier. Plusieurs projets de bateaux à l'hydrogène sont également en route.

La région a lancé le mois dernier l'appel à projets (AAP) « *Boucles territoriales hydrogène renouvelable* » qui doit se clôturer le 20 novembre. D'autres suivront, en 2021 et 2022.

Vers une industrie décarbonée

Malgré des freins importants en termes de coûts de production, de logistique et de stockage, l'hydrogène bas carbone offre donc des pistes très intéressantes pour décarboner notamment l'industrie et la mobilité lourde. Des efforts importants sont déployés par la filière française, tant au niveau de la R&D que pour trouver des business models viables.

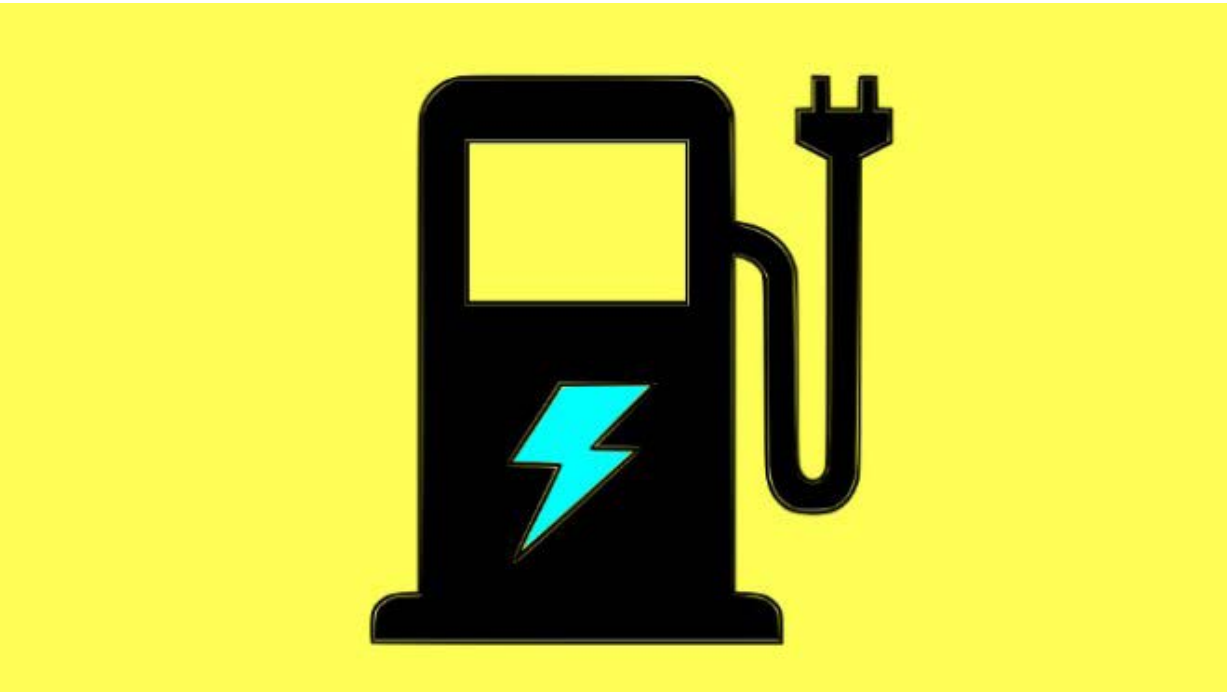
Ces derniers nécessiteront avant tout un passage à l'échelle pour rentabiliser des coûts d'investissement élevés et une optimisation des coûts opérationnels, qui passera notamment par la digitalisation des opérations.

Le marché de l'hydrogène semble cependant en bonne voie pour créer des filières industrielles en Europe, étant parvenu à se tailler une place de choix dans les plans de relance français, allemand et européen. L'avenir nous dira si les résultats sont à la hauteur des ambitions.

Consulter l'article en ligne

Mobilité électrique : quelles opportunités pour les réseaux et la transition énergétique ?

Article rédigé par Think smartgrids - publié le 27.02.2021



Article du
Site partenaire Think Smartgrids

Consulter le site

Pour la mobilité électrique, tous les indicateurs sont au vert. Avec plus de 400 000 véhicules électriques en France en 2020, des ventes en forte progression, et la volonté du gouvernement français d'accélérer le déploiement des bornes de recharge publiques comme privatives, le marché de l'électromobilité se développe rapidement. Se pose alors de plus en plus la question de l'intégration d'un nombre croissant de ces véhicules au système électrique.

Et si, plus qu'une contrainte, l'essor de la mobilité électrique pouvait représenter une opportunité pour les réseaux de demain ?
Think Smartgrids publie ce lundi 22 février une étude sur la contribution de la mobilité électrique à la transition énergétique et à la flexibilité des réseaux électriques.

Alors que les réseaux électriques se transforment et se digitalisent pour intégrer une proportion croissante d'énergies renouvelables dites « *intermittentes* », les expérimentations se multiplient autour du pilotage de la recharge des véhicules électriques : « *smart charging* » *pour une recharge du véhicule au moment opportun pour le réseau*, « *Vehicule to Grid* » (V2G) pour permettre aux batteries des véhicules de renvoyer de l'électricité vers le réseau en cas de besoin, voire « *Vehicule to building* » dans le cas d'un bâtiment en autoconsommation…

L'étude mentionne plusieurs démonstrateurs qui illustrent le rôle des réseaux pour déployer une mobilité électrique « *intelligente* » au sein des territoires.

Le démonstrateur aVEnir, projet soutenu par l'ADEME dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir et piloté par Enedis, a ainsi pour but de faciliter le développement de la mobilité électrique à grande échelle et son intégration au réseau électrique.

Avec 6 phases d'expérimentations, de 2019 à 2022, il s'agit de tester les différentes solutions de pilotage intelligent de la recharge, d'optimiser les coûts d'insertion des véhicules électriques sur le réseau, de valider sur le terrain l'adhésion des utilisateurs, et enfin, d'évaluer l'opportunité d'utiliser les véhicules électriques comme levier de flexibilité, à différentes mailles locales du réseau.

Dominique Lagarde, directeur du Programme mobilité d'Enedis, souligne que les enjeux varient en fonction de la zone géographique, et la filière française des smart grids travaille ainsi au développement de solutions locales innovantes pour optimiser l'intégration des véhicules électriques dans chaque territoire.

Que cadre législatif ?

L'étude dresse également un tour d'horizon du cadre législatif et réglementaire français et européen, qui évolue rapidement pour faciliter le déploiement de la mobilité électrique. La loi d'orientation des mobilités a par exemple permis de fixer des orientations sur le moyen et long terme dans les domaines de la décarbonation des transports, du déploiement des infrastructures de recharge ou encore du développement de services innovants et connectés.

Plusieurs directives et politiques européennes ont également un rôle majeur à jouer pour développer la mobilité électrique, comme la « *stratégie de mobilité durable et intelligente* » portée par la Commission européenne dans le cadre du Pacte vert européen, ou la politique relative au réseau transeuropéen de transport (RTE-T), dont la prochaine révision est prévue en 2021 et qui doit anticiper les développements nécessaires à l'évolution des réseaux de transports.

Pilotage de la recharge

Le rôle clé du consom'acteur est enfin pointé par les auteurs de l'étude, alors que 90 % de la recharge se passe à domicile ou sur le lieu de travail. Pour le consommateur final, le pilotage de la recharge peut être une opportunité intéressante pour réduire sa facture d'électricité, par exemple en souscrivant à une offre via son compteur Linky qui lui permettra de recharger son véhicule au moment où le prix du kWh est le plus faible.

Dans le cadre d'un logement en autoconsommation, la batterie du véhicule peut par ailleurs être utilisée pour stocker l'électricité produite en excès par les panneaux solaires pendant la journée, et ainsi permettre au consommateur d'économiser sur le coût de la recharge du véhicule. Le réseau public de distribution a ainsi un rôle essentiel à jouer

> *“ Le réseau public de distribution a un rôle essentiel à jouer pour offrir aux consommateurs ces différentes solutions techniques de pilotage de la recharge ”*

pour offrir aux consommateurs ces différentes solutions techniques de pilotage de la recharge.

Électricité décarbonée

Comme le rappelle Jean-Luc Brossard, Directeur R&D de la Plateforme automobile (PFA), atteindre nos objectifs de réduction de CO2 nécessitera une électrification massive des véhicules, et toute la chaîne de valeur devra être décarbonée, à commencer par l'électricité qui sert à recharger les véhicules.

Le système électrique aura un grand rôle à jouer pour réussir ce déploiement à grande échelle. Enedis estime ainsi que 10% du total de leurs investissements seront consacrés à la mobilité électrique, pour les 15 prochaines années.

L'étude conclut en pointant les grands défis pour tenir l'objectif d'un déploiement de 700 000 bornes de recharges d'ici 2030 avec un parc automobile composé de 30 à 40% de véhicules électriques.

Parmi ceux-ci : remédier aux disparités entre les territoires, harmoniser l'accès aux différents systèmes de recharge, faire de la pédagogie auprès des utilisateurs comme des collectivités et décideurs locaux, structurer la filière de la mobilité électrique en intégrant toutes les parties prenantes dès l'origine des projets, veiller à l'interopérabilité et la compatibilité des équipements, ou encore saisir pleinement l'opportunité de la relance économique pour aider le secteur à prendre son essor.

Lire l'étude : https://www.thinksmartgrids.fr/wp-content/uploads/2021/02/Mobilité-électrique-réseaux_Think-Smartgrids_22-02-2021.pdf

Consulter l'article en ligne

LE MONDE
DE L'ENERGIE
REJOIGNEZ LA COMMUNAUTÉ

À bientôt pour notre prochain numéro du Mag !

Suivez toute l'actualité du Monde de L'Énergie :

lemondedelenergie.com

et sur les réseaux sociaux :

Facebook : https://www.facebook.com/lemondelenergie/

Twitter : https://twitter.com/lemondelenergie

LE MONDE
DE L'ENERGIE
REJOIGNEZ LA COMMUNAUTÉ

lemondedelenergie.com