

Nouveaux modèles d'affaires et mutation de l'industrie électrique européenne

Michel Cruciani, Dominique Finon

@ 60496

Le présent article reprend les analyses présentées lors de la conférence de la Chair European Electricity Markets (CEEM) du 27 septembre 2017 sur le Future of Utilities à l'université Paris-Dauphine sur l'émergence d'entrants basés sur de nouveaux modèles d'affaires permis par l'innovation numérique et en techniques décentralisées, ainsi que sur l'avenir incertain des grandes compagnies électriques et gazières européennes confrontées à un changement rapide de leurs domaines d'activité et de la régulation sectorielle. Il prolonge ces analyses en s'intéressant au processus d'innovations basées sur les start-ups et en identifiant les évolutions de ces grandes entreprises vers de nouveaux modèles d'affaires centrés sur les consommateurs.

Introduction

Libéralisés depuis une vingtaine d'années, les marchés électriques ont connu des évolutions importantes sous l'effet combiné de changements technologiques et économiques rapides et de l'arrivée de sources renouvelables intermittentes, rémunérées avec des garanties spécifiques. Ces évolutions ont affecté de manière significative les producteurs d'électricité à base de sources conventionnelles et les fournisseurs historiques. La situation souvent critique à laquelle ils ont été confrontés a déclenché un mouvement de restructuration et de recomposition de leurs stratégies. Facilités par des changements réglementaires visant une organisation du marché (*market design*) centrée sur le consommateur, de nouveaux modèles économiques basés sur les productions

décentralisées et les technologies numériques sont en train d'émerger à la marge des systèmes électriques, le plus souvent à l'initiative d'entrants appuyés sur les activités innovatrices de « jeunes pousses » (start-ups).

Ces tentatives préoccupent les dirigeants des grandes entreprises. Peuvent-ils prendre les décisions pertinentes avant d'avoir pu tirer tous les enseignements de la multiplication des innovations permises par la digitalisation, par l'activité des nouveaux entrants dans les services énergétiques et par les changements d'orientation des grands concurrents ? La tendance est suffisamment claire pour pousser à une révision des stratégies, mais comment identifier de nouveaux modèles d'affaires appelés à durer, alors que la technologie et le cadre réglementaire évoluent rapidement, en particulier dans la distribution et la fourniture en aval de la chaîne de valeur où les changements les plus profonds paraissent se situer ? Il semble déjà clair qu'il n'existe pas pour elles un nouveau modèle d'affaires universel (« *one size fits all* »).

Le présent article émane d'un projet qui a bénéficié du soutien de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de la Fondation Paris-Dauphine, soutenue par RTE, EDF, EPEX Spot et le Groupe Caisse des dépôts. Les développements de ce papier n'engagent que leurs auteurs et ne sauraient engager ces différents organismes.

S'agissant du cadre réglementaire, les régulateurs font face au défi de comprendre la complexité des changements en cours et proposer des règles qui restent orientées par le critère d'efficacité économique, tout en continuant à garantir la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du système, mises à mal par le développement à grande échelle des énergies renouvelables à apport variable (EnRV), telles que l'énergie éolienne ou photovoltaïque. Les anciennes réglementations ne distinguaient pas tous les produits et services composant l'électricité. De nouvelles règles paraissent nécessaires, révélant la rareté des différents services (flexibilité, service système, contraintes de réseau ou congestions, etc.) et incitant à investir dans tous les aspects du système électrique. Les nouvelles bases réglementaires proposées dans le cadre du « Paquet Énergie Propre » de l'Union européenne satisferont-elles à ces besoins, face aux évolutions attendues ?

La conférence a abordé ces interrogations, en identifiant les effets possibles du déploiement du numérique et des techniques de production électrique décentralisées (section 1), en esquissant les besoins d'adaptation des réglementations et du *market design* favorisant les évolutions d'une façon qui reste efficiente économiquement (section 2), enfin en cernant les modèles d'affaires qui émergent grâce à l'initiative d'entrants exploitant l'activité innovante de start-ups (section 3). On peut alors identifier pourquoi les grands énergéticiens, ébranlés par les effets de la pénétration des énergies renouvelables intermittentes bénéficiant de revenus protégés, revisitent leurs stratégies en intégrant des innovations et des offres orientées sur les services aux consommateurs (section 4).

1. La digitalisation et les techniques renouvelables à la source du changement

Les politiques de promotion des énergies renouvelables (EnR) ont déclenché des processus d'apprentissage, facteurs de baisse de leur coût, qu'elles soient décentralisées ou

centralisées (installations photovoltaïques, éoliennes à terre et en mer notamment). Comme le montrent les derniers appels d'offres dans plusieurs pays européens, les sources renouvelables de grande taille paraissent déjà compétitives en termes de coût moyen par MWh : fermes photovoltaïques importantes, parcs éoliens terrestres et maritimes dans les bons sites..., tandis que les EnR décentralisées poursuivent leur développement, notamment parce qu'elles continuent de bénéficier de dispositifs d'appui généreux et du transfert de leurs coûts de système assumés encore par les gestionnaires de réseau sur l'ensemble des consommateurs, via les tarifs de transport.

Par ailleurs, le numérique ouvre plusieurs voies pour développer les transactions décentralisées et organiser de façon cohérente la coordination technique des réseaux de distribution intégrant des EnR intermittentes, afin d'assurer une partie de l'équilibrage du système à ce niveau, notamment en organisant les effacements de charge de consommateurs. Ainsi « l'Internet des objets » facilite la commande à distance par des acteurs (appelés agrégateurs) de l'utilisation des appareils électriques et des équipements de chauffage ou d'air conditionné, en réduisant les délais entre le traitement des données et l'action.

À plus long terme la *blockchain* simplifiera le commerce décentralisé entre producteurs individuels ou collectifs et consommateurs. Elle repose sur un contrat numérique qui autorise un acteur à conclure et facturer une transaction directement avec un autre acteur (*peer-to-peer*) en assurant un enregistrement infalsifiable des opérations, tout en facilitant une accélération des transactions et une réduction de leurs coûts. Elle devrait permettre de contourner les intermédiaires traditionnels, tels que les fournisseurs d'énergie. Une gamme d'applications potentielles de la *blockchain* est envisageable dans le secteur de l'énergie en utilisant des contrats qui conduiront à la décentralisation des échanges, l'automatisation des systèmes, la sécurisation de la gestion des échanges de droits associés à l'énergie électrique (garanties d'origine, quotas d'émission...)

et l'enregistrement des transactions (comptage et facturation de la consommation d'électricité, facturation de l'itinérance...).

Grâce à ces technologies, de nouvelles plateformes pourront émerger ; elles coordonneront la gestion du système au niveau des réseaux de distribution, entre le gestionnaire de réseau de distribution (GRD), les agrégateurs d'effacement, les propriétaires de grands stockages, les acteurs locaux de l'énergie et les auto-producteurs, équipés par exemple en panneaux PV dotés de stockage par batteries (les *prosumers*). Le rôle traditionnel des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux devra être concilié avec celui de ces nouvelles plateformes, qui entreront en compétition avec eux pour capter les revenus générés par l'optimisation des ressources décentralisées, développer de nouveaux services pour les consommateurs actifs, fournir des signaux de coordination et de planification du système pour ses parties décentralisées, pour autant que les nouvelles réglementations à définir le permettent, voire le favorisent.

2. L'évolution de la réglementation et de l'organisation du marché

Cette mutation nécessite une évolution de la réglementation et du *market design* pour faciliter le développement des technologies d'EnRV comme les technologies distribuées (cogénération) dans les systèmes électriques, au niveau centralisé et décentralisé, sur des bases marchandes.

Plusieurs interventions lors de la conférence précitée (MM. Newbery, Rodilla, Roques, De Vries, Weale) ont été consacrées à l'efficacité économique d'ensemble du système électrique et à l'importance de ne pas la perdre de vue dans la définition des nouvelles règles (réglementation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution, règles d'intégration des entrants EnRV, des auto-producteurs/auto-consommateurs aux marchés et au système, etc.), nécessaires pour permettre l'émergence

et la consolidation de nouveaux modèles d'affaires.

En effet, la digitalisation ouvre de nombreux espaces pour la mutation de clients passifs en consommateurs réactifs aux changements de prix, ou aux offres des agrégateurs d'effacement. Elle se traduit par la mutation des réseaux de distribution passifs en réseaux intelligents. Mais elle implique aussi que la réglementation des tarifs de service de distribution soit ajustée pour permettre les investissements dans la modernisation des réseaux (ce qu'elle ne permet pas de façon directe actuellement). Le défi est d'aboutir à une régulation des services rendus par les réseaux en aval, à des règles de partage des données et un nouveau *market design* favorables à cette mutation et donc aux nouveaux entrants (producteurs EnR, auto-producteurs, agrégateurs de services, etc.) tout en préservant l'efficacité économique et en évitant de créer des distorsions économiques ou des effets redistributifs négatifs pour les petits consommateurs. De nouvelles coordinations décentralisées émergeront ainsi grâce au numérique ; mais cela doit se faire de façon cohérente, sauf à mettre en question l'efficacité d'ensemble du système.

Pour ce faire, la valorisation économique des différents attributs du bien électrique, qui prennent de l'importance avec la variabilité croissante des productions d'électricité, doit être dissociée : outre l'énergie (kWh), il y a la puissance garantie (kW), les services d'ajustement selon plusieurs temps de réponse, la capacité du réseau à ses différents nœuds, la gestion des contraintes et des pertes, et la stabilité de la fréquence et de la tension, qu'assurent les services système (services auxiliaires). En effet la réglementation actuelle et le *market design* sont inadéquats pour relever les défis à venir. Le vendeur offre à ses clients un groupage de l'énergie et de ces services ; le vendeur les achète lui-même au Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT), qui se fournit de son côté en services auxiliaires, à l'aide des mécanismes d'ajustement et de réserve, afin d'assurer l'équilibrage du système. Le GRT achète aussi une assurance de garantie

de fourniture de long terme par le paiement de contrats de capacité passés avec tous les producteurs. En fait les clients n'ont aucune idée de l'existence de tous ces services puisqu'ils ne les voient pas. Dans le paradigme décentralisé, il faudrait que les consommateurs et les candidats à l'autoproduction paient séparément certains de ces attributs qui vont rencontrer des situations de rareté à plusieurs occasions dans l'année, afin qu'ils participent à l'ajustement du système en recevant des signaux indicateurs de cette rareté et s'adaptent en conséquence. Des changements sont donc nécessaires en relation avec les principes basiques de vérité des coûts des différents services, de tarification de la rareté et de la valeur sociale (positive ou négative) des effets marginaux de chaque type de ressources par rapport à l'emplacement et au temps. Le but est de créer un terrain économiquement neutre, permettant aux productions centralisées et décentralisées de rivaliser sur des bases équitables et de collaborer efficacement.

Les principales recommandations qui émanent de ces interventions ainsi que du rapport très fouillé de la MIT Initiative sur le *Future of Utilities* [MIT, 2016] peuvent être brièvement résumées.

- Les solutions énergétiques centrées sur le consommateur comme l'énergie solaire photovoltaïque, les effacements et le stockage, doivent être traitées de la même manière que les technologies centralisées et les processus établis de fourniture d'électricité.
- En tout état de cause, les tarifs de réseau doivent être basés très majoritairement, voire exclusivement, sur la puissance et non pas sur l'énergie transportée ou distribuée ; ceci éviterait la distorsion des prix pour refléter le coût des services rendus par le réseau, qui sont principalement la garantie de fourniture de l'énergie demandée à chaque instant et ceci quel que soit le degré d'autonomie de l'auto-producteur/consommateur.
- Il faut confier aux mécanismes de marché la révélation des raretés en services d'ajustement et en services système dont le GRT a de plus en plus besoin pour faire face à la croissance de la variabilité des productions

injectées dans le système avec le développement des EnRV.

Le « Paquet Énergie Propre » qui est encore en cours de discussion au niveau des différentes institutions de l'Union européenne contient plusieurs mesures susceptibles d'accélérer le remodelage du secteur, en permettant d'élargir le développement des productions individuelles et collectives, l'activation de la demande (en particulier par l'entrée des agrégateurs d'effacement) et les échanges d'énergie et de services au niveau décentralisé. Les mesures en débat en ce premier trimestre 2018 consistent notamment en :

- la suppression totale des barrières à la concurrence sur les marchés de détail, via la suppression définitive des tarifs règlementés, ce qui permettra une concurrence plus ouverte entre fournisseurs et sociétés de service ;
- le libre accès au marché pour les agrégateurs indépendants et les sociétés de service énergétique, regroupant des petites unités de production (éolien, micro-hydraulique, photovoltaïque...) et de consommation (zones commerciales, entreprises...), ou agrégeant des services d'effacement ;
- le renforcement du droit de produire soi-même, d'autoconsommer et stocker de l'électricité ainsi que l'établissement du droit des « communautés locales de l'énergie », qui peuvent gérer de manière autonome un micro-réseau de distribution et ses mini-productions ;
- l'extension du *market design* à des marchés de services système nécessaires au GRT pour le contrôle de la fréquence et de la tension, et qui actuellement ne sont mobilisables par les GRT que de façon administrative, sans rémunération, ou dans le cadre de contrats de longue durée.

Dans de nombreux pays d'Europe, ni l'agrégation, ni la gestion de la demande ne reposent encore sur un cadre réglementaire adéquat. Le Paquet Énergie Propre devrait introduire des bases légales communes à tous les États. Elles procureront en premier lieu un cadre de référence commun pour les mécanismes de rémunération de la capacité, destinés aussi bien aux nouveaux équipements de production

qu'aux effacements et aux capacités de stockage [CE, CRM Inquiry, 2017]. En second lieu, le futur cadre réglementaire européen renforcera les incitations à la création de ressources de flexibilité (effacements, stockages, unités à rampe rapide), en élargissant leur rémunération au paiement de services auxiliaires et d'ajustement.

Ceci dit, le Paquet ne résout pas tout. Il ne supprime pas les distorsions potentielles si les distributeurs et les transporteurs restent rémunérés majoritairement par un tarif volumétrique et non pas par un tarif à la puissance pour les services groupés qu'ils offrent aux auto-producteurs collectifs et individuels, qui tous restent complètement intégrés au système : aucun n'envisage l'autarcie énergétique. De plus le Paquet ne prône pas de façon « militante » (comme on pourrait l'attendre devant l'importance de l'enjeu de la sécurité de fourniture) la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité ; il se borne à ne pas l'interdire. Il privilégie les marchés de court terme sans plafond de prix et continue de croire aux rémunérations par des pics de prix à 10 ou 20 000 €/MWh pendant les heures d'extrême pointe. « Pouvons-nous laisser les prix exploser dans les périodes de pénurie, majorant les profits de quelques acteurs tandis que tous les autres courent à la faillite ? », s'est interrogé un intervenant, ajoutant : « La fourniture de l'électricité n'est pas un terrain propice au lancement d'expériences menaçant d'aboutir à des erreurs dramatiques. »

3. L'émergence de nouveaux modèles d'affaires

Dans ce nouveau contexte règlementaire qui vise à promouvoir les techniques EnR décentralisées de façon cohérente avec le fonctionnement du système « par le marché » d'un côté, et de l'autre, à « placer le consommateur au cœur du marché » grâce au numérique, selon le slogan de la Commission européenne pour le Paquet Énergie Propre, un certain nombre de nouveaux modèles d'affaires tendent à émerger en amont et en aval de la chaîne de valeur.

3.1. Nouveaux modèles d'affaires en amont de la chaîne de valeur

En amont de la chaîne de valeur, de nouveaux modèles commerciaux émergent autour des productions décentralisées, de la vente de services et d'équipement de stockage, ou encore de la gestion de la demande, en agrégeant ces services afin de les offrir sur les différents étages du marché de gros (marchés d'énergie à 24 h et infra journalier, marchés d'ajustement ou de services système, mécanismes de capacité). Ces agrégateurs organiseront un nouveau type d'intermédiation par le pilotage de « centrales virtuelles », la vente des productions d'EnR décentralisées, la gestion de la demande.

De nouveaux revenus pourraient aussi se dégager en plaçant des produits de flexibilité sur les plates-formes décentralisées reliées aux Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) qui achèteront des services d'équilibrage et de services système ; ils proviendront aussi de leur participation aux marchés de capacité, à côté des revenus actuels sur les marchés de l'énergie. Ainsi donc, dans le cadre de nouveaux *business models*, la création de valeur pour de nouveaux équipements offrant de la flexibilité (unités capables d'augmenter ou baisser rapidement la puissance délivrée, stockage, ensemble d'effacements) pourra se faire sur plusieurs étages des marchés électriques, dès lors que le *market design* d'ensemble est amélioré pour permettre une valorisation des services de flexibilité et de garantie de fourniture. Il peut l'être à trois niveaux :

- Les marchés d'ajustement et de services système : l'action de l'agrégateur (production, effacement ou stockage) consiste à modifier la demande ou l'offre d'électricité, répondre aux besoins du GRT qui s'exprime sur ces marchés, et à lui procurer des services auxiliaires supplémentaires (réglage de fréquence et de tension) ; la perspective de revenus suffisants pourra enclencher une décision d'investissement dans de tels équipements.

- Les marchés de l'énergie à 24 h et en infra-journalier : il s'agit pour l'entrant de tirer parti des écarts de prix sur le marché de gros (arbitrage), en fournissant ou en évitant

la consommation de puissance aux heures de pointe, ou aux heures de stress du système résultant des périodes de très faible production d'EnR intermittentes.

- Les mécanismes de capacité : la gestion de la demande (agrégation d'effacement) et la disponibilité en stockage se négocient sur les marchés de capacité, en concurrence avec les capacités garanties des productions conventionnelles ; elles réduisent les besoins en capacités de production aux heures de pointe.

3.2. Les nouveaux modèles d'affaires en aval de la chaîne de valeur

C'est en aval que sont en train d'éclorre de nombreux modèles d'affaires centrés sur la fourniture de services aux consommateurs, en tablant sur les nouveaux comportements de consommateurs actifs et/ou citoyens, à partir d'offres de service d'efficacité énergétique ou d'effacement. Des entrées se font sur la base de tels modèles dans les domaines suivants :

- Fournir des produits et services de gestion de l'énergie aux petits clients commerciaux et résidentiels (par exemple : systèmes de gestion d'immeubles, programmes de gestion de la demande et d'efficacité énergétique, gestion de ressources énergétiques après les compteurs telles que les batteries ou les installations photovoltaïques). [Voir l'exemple de Schneider Electric présenté par Fabien Chêne, CEEM, 2017]. Avec l'Internet des Objets et l'intelligence artificielle, une start-up berlinoise, Envio Systems, a développé une « box » appelée Cube qui contient plusieurs capteurs et se connecte à une plateforme d'optimisation numérique. Cube est capable de détecter s'il y a quelqu'un dans une pièce particulière, via un capteur de dioxyde de carbone, et ajuster l'activité de chauffage ou de climatisation en conséquence [Burger et Weinman, 2016].

- Organiser le commerce et les échanges décentralisés. Ainsi une start-up allemande, Grid Singularity, développe une *blockchain* pour introduire une plateforme décentralisée d'échanges de données énergétiques. Elle offre des services permettant de prévoir l'équilibre du réseau pour le distributeur, et la protection des données sur les transactions bilatérales

dans le commerce de l'énergie et de certificats verts [Burger et Weinmann, 2016].

- Regrouper des clients en un « collectif » afin de monter des projets d'énergie renouvelables et de mini-réseaux à plus grande échelle et réduire les coûts de transaction, dans les communautés locales, les centres commerciaux, ou avec des organisations sans but lucratif [Touati, CEEM 2017]. En particulier si le stockage par batteries devient abordable, les consommateurs situés dans un même quartier pourront s'appuyer entièrement sur une auto-production mutualisée et collective, en utilisant une *blockchain* pour échanger de l'énergie entre eux [Burger et Weinmann, 2016]. Le déploiement conjoint du numérique avec les technologies décentralisées constitue bien la base technique de ce développement des communautés d'énergie avec la mise en place de mini-réseaux en Allemagne, au Danemark et aux Pays-Bas.

- Des sociétés de service peuvent organiser aussi l'intégration de différents services locaux de fourniture d'énergie, que ce soit sur les réseaux de quartier (froid et chauffage) avec des solutions innovantes de valorisation énergétique des déchets, voire l'intégration de différents réseaux énergétiques à l'échelle urbaine [voir l'exemple de Tilia présenté par Cyril Roger-Lacan, CEEM, 2017]. Dans cette même direction, d'autres sociétés pourront piloter dans un avenir proche des développements urbains en Smart City par la numérisation des réseaux, le développement des infrastructures « intelligentes », dont entre autres des bornes de recharge de voitures électriques (habitation, voirie, lieux de travail).

4. L'adoption de nouveaux modèles d'affaires par les grands énergéticiens

Pour s'adapter à un futur numérisé, décentralisé et décarboné, la vision dominante est que les grandes entreprises doivent sortir du fonctionnement en silos, basé sur une structure fortement hiérarchisée, en se centrant d'abord sur le consommateur, en le considérant comme un agent économique actif sensible aux prix et aux offres diversifiées, et en adoptant un mode

de fonctionnement plus souple pour s'adapter en permanence dans un environnement technologique et réglementaire constamment changeant. Mais les doctrines se séparent sur ce point.

4.1. Deux doctrines en concurrence

Dans une perspective de rupture stratégique, certains « croient » en des entreprises à coûts fixes allégés pour éviter une exposition au risque d'une forte volatilité des revenus et réduire le risque d'actifs « échoués » (*stranded assets*), comme les nombreuses dévalorisations d'actifs entraînées par les politiques de promotion des renouvelables [Burger et Weinmann, 2016]. Pour eux le contexte ne cessera de se modifier, obligeant à remettre en question les nouveaux modèles d'affaires et à s'adapter, contexte qui aura une durée de vie de plus en plus courte, ce que seules les entreprises à faibles coûts fixes réussiront à affronter.

À l'inverse, d'autres considèrent que la transition énergétique nécessitera d'investir dans des actifs de durée longue, composés d'équipements bas carbone à fort CAPEX, comme le sont les équipements à base d'EnR. De fait, les grands énergéticiens, quoique malmenés par les évolutions imposées par la promotion des EnR intermittentes à grande échelle et les règles de plus en plus libérales imposées du niveau européen, ont encore leur mot à dire en devenant fortement présents dans le développement des EnR, notamment dans les projets de grande taille, tout en se développant dans les métiers centrés sur les consommateurs en « créant de nouvelles solutions compétitives décentralisées, de nouveaux services énergétiques personnalisés et des réseaux intelligents », selon la présentation du plan Cap 2030 d'EDF.

D'ailleurs l'environnement institutionnel fortement orienté sur le « marché », conformément aux prescriptions de l'Union européenne en matière de soutien aux projets EnR, complique la tâche des entrants, notamment les investisseurs locaux (collectivités locales, communautés d'énergie ou coopératives) qui deviennent

réticents à investir en raison de l'abandon des tarifs d'achat garantis et de la mise en place d'enchères pour l'attribution de contrats longs, à revenus partiellement volatils. Ils craignent de faire face aux coûts de transaction et aux risques liés à ces nouveaux dispositifs, tels que les risques d'exposition aux prix des marchés de l'énergie et de l'équilibrage. En conséquence, il demeure une place solide à occuper par les énergéticiens à côté du développement de leurs activités centrées sur le consommateur (*consumer centric*).

4.2. La réponse des énergéticiens à la crise de leur modèle d'affaires

L'image négative des métiers traditionnels des secteurs électriques et gaziers a été confortée par les difficultés rencontrées par les grandes *utilities* victimes de la pénétration des renouvelables à revenus garantis dans les systèmes électriques, qui a entraîné un moindre appel des équipements de base et de semi-base par les marchés horaires, et une baisse marquée des prix horaires. Ces effets se sont conjugués avec ceux de la baisse du prix des combustibles fossiles (charbon, gaz), conséquence indirecte de l'arrivée des gaz de schiste sur le marché américain. L'érosion de leurs revenus a entraîné de très nombreuses dépréciations d'actifs (25 milliards d'euros en 2014, 43 milliards en 2015 pour l'ensemble de 25 énergéticiens européens) et de ventes d'actifs (15,9 milliards d'euros en 2014 et 15,4 en 2015). On liquide des actifs en fermant des centrales récentes, ou en les mettant sous cocon (30 GW de centrales à cycle combiné au gaz en Europe). Tous les grands énergéticiens européens sont amenés à procéder à un virage stratégique vers les métiers centrés sur le consommateur. Le développement d'activités d'affaires focalisées sur le consommateur final impose une nouvelle structure de firmes et une culture différente. Mais cette structuration s'opère différemment selon le mode managérial de l'entreprise et l'influence de la culture financière.

En suivant la seconde doctrine pragmatique décrite plus haut, EDF, ENEL et Iberdrola n'ont

pas encore réellement choisi d'abandonner le modèle vertical ; pour dégager plus de souplesse d'action, ces groupes ont tout de même placé dans une filiale à part leurs activités concernant le développement et la production des énergies renouvelables qui, dans la plupart des pays, constituent des domaines réglementés à revenus garantis, totalement jusqu'en 2015, un peu moins depuis 2016. Les deux derniers ont choisi précocement une diversification marquée vers les EnR dans leur pays d'origine et à l'étranger. EDF n'a pas réellement abandonné le modèle vertical, malgré les difficultés qu'elle a rencontrées récemment, ce qui ne l'empêche pas de s'adapter au virage numérique avec son plan Cap 2030. C'est aussi le cas d'ENEL qui affiche une stratégie très « moderniste » de mutation numérique.

Concernant les autres grands énergéticiens E-ON, RWE, et ENGIE, qui suivent la première doctrine, l'axe principal de leur adaptation consiste à dissocier les activités de services centrées sur le consommateur et les activités qui dépendent de revenus risqués sur le marché de gros, à savoir les productions électriques conventionnelles et les ventes de gros ; pour ENGIE la dissociation va jusqu'à s'en défaire complètement, ainsi que des productions gazières et des infrastructures de GNL. Fin 2016, ENGIE affichait un projet de vendre 15 milliards d'actifs d'ici 2018.

Lorsque l'énergéticien sépare ses activités centrées sur les consommateurs comme l'ont fait E-ON et RWE en 2015, ces nouvelles activités sont adossées à des activités régulées à revenu garanti, c'est-à-dire les activités de réseau et les productions à base d'énergies renouvelables, afin de mieux gérer les risques associées aux premières en cours de décollage. Il s'agit d'Innogy séparée de RWE et qui a été mise en bourse, et d'E-ON séparée d'UNIPER, cette dernière ayant repris les activités exposées au risque de marché.

Innogy offre des services incluant la mobilité électrique (des bornes de recharge), des « box » domestiques connectées (800 000), des solutions de management de l'énergie,

comprenant l'audit, l'entretien, la réparation et des services de coordination entre énergies (*sector coupling*) [Stehmann, 2017]. À ses côtés, des start-ups lui fournissent des solutions innovantes pour répondre aux nouveaux besoins des consommateurs : Move 24 (Removals Service), Heliatek (Organic Electronics), Lemonbeat (protocole d'IoT). De son côté la nouvelle E-ON développe également des services innovants orientés vers les consommateurs. Ceux-ci incluent le service de bornes de recharges de véhicules électriques dans certains pays (Danemark), la location de véhicules électriques (avec Sixt), la promotion de services agrégeant des panneaux PV et des batteries (par sa filiale E-ON Aura) et l'utilisation du numérique pour accompagner la gestion des dépenses de ses clients. Elle développe l'investissement pour compte de tiers (*customer solutions*) dans la gestion de la chaleur et des autoproductions sur site (cogénération, PV), ainsi que la promotion des pompes à chaleur, et consolide ses positions dans le chauffage urbain (Suède, Allemagne, Royaume-Uni).

Ceci étant, face aux difficultés de rentabilisation d'Innogy, les deux groupes ont poursuivi leur adaptation en décidant en mars 2018 d'échanger des actifs, en vue d'une meilleure spécialisation de chacun. E-ON cède les activités de production de renouvelables à RWE qui reprend aussi celles d'Innogy en son sein à côté de ses activités de production par les centrales à charbon et celles à gaz. E-ON de son côté va récupérer les réseaux de distribution et les clients des activités de services d'Innogy. Elle ambitionne donc d'être une sorte de *pure player* dans le métier de la fourniture d'énergie et de services, à la nuance près qu'elle s'adosse aux activités régulées d'une partie significative des réseaux de distribution allemands dont elle est désormais propriétaire.

De son côté, ENGIE, qui veut se positionner comme leader de la transition énergétique dans le passage des grands systèmes aux systèmes décentralisés connectés, se développe dans les services énergétiques divers vers le tertiaire, les particuliers, les collectivités locales : réseaux intelligents, offres intégrées (*smart*

cities), réseaux de froid et de chauffage urbain, éclairage public et énergies renouvelables. Son « ENGIE Cities Program » est focalisé sur la transition énergétique en environnement urbain et la convergence entre actions publiques et privées au niveau municipal. L'entreprise vise à offrir des services transversaux aux consommateurs, exploiter les bénéfices de la mobilité verte, améliorer l'environnement local, développer l'attractivité des villes, etc.

4.3. L'innovation des énergéticiens dans les stratégies centrées vers le consommateur

Les compagnies affichent donc comme priorité stratégique leur transformation en fournisseurs de solutions de services complexes dans un monde énergétique « intelligent » et comme gestionnaires d'actifs dans l'énergie distribuée. Ils veulent devenir plus innovateurs et explorer de nouveaux modèles d'affaires pour compenser la perte de revenus dans leurs divisions traditionnelles. Ils se sont engagés progressivement dans ces nouveaux modèles d'affaires d'une part en réorganisant une partie de leurs effectifs pour les orienter vers les activités centrées sur le consommateur, comme on vient de le voir, et d'autre part, en organisant une véritable veille vis-à-vis des start-ups innovatrices pour saisir les bonnes opportunités.

Dans le passé, la Recherche & Développement au sein des entreprises électriques était principalement axée sur l'innovation incrémentale et l'amélioration graduelle des processus et des opérations, plutôt que sur des technologies de rupture. Ces grandes entreprises s'efforcent désormais de repérer des personnalités compétentes et imaginatives, capables de développer de nouveaux modèles d'affaires basés sur le numérique. Pour ce faire, ils suivent une stratégie qui a fait ses preuves dans des industries aussi diverses que la pharmacie, la logistique ou la finance, où l'innovation était au départ externalisée vers de jeunes équipes d'entrepreneurs selon trois moyens : les fonds de capital-risque, les incubateurs et les accélérateurs.

- Les fonds de capital-risque fournissent des ressources financières à un portefeuille de petites entreprises, mais ils n'interfèrent pas

dans leur gestion et leurs choix. Dès 2008, l'entreprise espagnole Iberdrola a commencé à mettre en place un fonds de capital-risque, suivie par la plupart des grands acteurs européens en créant leurs propres fonds, ou en collaborant avec d'autres entreprises.

- Les accélérateurs sont des programmes de deux à six mois dans lesquels une équipe de mentors guide les fondateurs de nouvelles entreprises dans le processus d'élaboration d'un plan d'affaires et de recherche d'investisseurs. ENEL a ainsi installé en 2014 INCENTes pour soutenir des start-ups avant que des projets de co-développements prennent un relais ultérieurement (14 start-ups ont été ainsi soutenues).

- Les incubateurs fournissent un environnement où sont « ensemencées » de nouvelles idées, internes ou externes à l'entreprise ; les incubateurs sont coupés temporairement de la culture des différentes divisions de l'entreprise, même celles concernées par ces idées, pour qu'elles ne les influencent pas. ENGIE a ainsi créé un incubateur en 2014 et EDF plus tardivement en novembre 2017.

EDF a créé en 2017 l'incubateur « EDF Nouveaux Business », doté de 40 millions d'euros pour la création de 10 start-ups d'ici à deux ans. Quelques domaines sont privilégiés : l'efficacité énergétique, chez les ménages ou le tertiaire, le confort durable dans l'habitat (la maison intelligente) ; l'intelligence artificielle ; « l'*energy cloud* » pour le pilotage des systèmes énergétiques décentralisés (stockage, gestion de l'intermittence dans la production d'énergie, flexibilité) ; la ville durable, incluant les offres aux territoires (notamment avec les bornes de recharge et le véhicule électrique...). Via les partenariats avec le monde des start-ups (par exemple EDF Pulse, Innovation Hub...), cet incubateur investit directement dans de jeunes pousses, grâce notamment aux fonds dédiés du groupe EDF tel qu'Electranova Capital, ou crée des co-entreprises avec des start-ups capables d'explorer de nouveaux modèles d'activités. De son côté ENGIE s'appuie sur un incubateur-maison et un fonds de capital-risque investissant dans des projets numériques. Le groupe vise à développer un large

portefeuille de technologies pilotes (dont la biomasse de deuxième génération) et explorer de nouvelles technologies concurrentes comme le stockage par batteries, et leur intégration dans ses nouveaux *business models*.

Par ailleurs des formes hybrides de *business models* sont également possibles : E-ON poursuit une stratégie de co-investissement, où une liaison précoce entre une division (*business unit*) d'E-ON et la start-up est établie en termes de contrôle d'une part du capital. Plus radicalement, une filiale directe peut être créée sur un modèle de start-up, avec une forte autonomie, comme EDF l'a fait avec Sowee, en charge de la mise au point d'une « box » consacrée aux objets connectés, et dont l'ambition est d'en commercialiser un million d'ici 2025.

Les énergéticiens se positionnent donc activement sur le créneau des start-ups, avec pour motivation de dénicher la perle de demain. C'est aussi une façon de faire face à la menace d'entrée de géants de la technologie numérique (*Telcos*) et d'équipementiers tels que Schneider-Electric dans la gestion des filières et du traitement des données par le développement de produits connectés, de système de contrôle et de logiciels [Chêne, CEEM 2017]. Comme le considère un dirigeant d'EDF, il s'agit de « ne pas laisser aux opérateurs extérieurs la possibilité de capter de la valeur dans la production et la distribution-vente sans agir » (*La Tribune*, 13 novembre 2017).

Pour conclure cette section, la question est alors de savoir si ces stratégies *consumer centric* qui s'appuient en partie sur les innovations technologiques et organisationnelles couvriront la majeure partie des activités des grands énergéticiens européens, qui joueraient leur survie sur leur adaptabilité à ce que d'aucuns appellent le nouveau « paradigme électrique décentralisé ». Pour l'heure, le pragmatisme semble dominer, certaines des principales entreprises n'étant pas disposées à abandonner leurs activités traditionnelles. D'ailleurs, quand l'adaptation apparaît radicale comme pour les énergéticiens allemands et ENGIE, la division « Consumer Services » n'occupe encore qu'une

part minoritaire dans leur chiffre d'affaires et leur rentabilité.

Conclusion

Les représentations dominantes se plaisent à annoncer la fin du monde ancien, celui des grands équipements de production et d'infrastructures centralisées, gérés par des entreprises verticales. La chaîne de valeur traditionnellement intégrée serait définitivement mise en question par le numérique qui supprimerait les intermédiations et par la poussée des productions décentralisées et individuelles à base de renouvelables. On présente cette poussée comme massive, s'effectuant de façon naturelle par le marché et se situant majoritairement au niveau décentralisé, ce qui n'est pas vraiment le cas, si l'on veut bien y regarder de près. Mais peu importe : rien ne sera jamais plus comme avant, des évolutions technologiques sont en cours vers un système moins centralisé et des entreprises bien moins verticales à côté d'entrants spécialisés qui montrent la voie de nouveaux modèles d'affaires : sociétés de service, agrégateurs, producteurs EnR décentralisés, etc. Dans tous les cas, il est important que les réglementations et l'organisation du marché s'améliorent pour que ces évolutions s'opèrent d'une façon efficiente économiquement et qui ne pénalise pas lourdement les consommateurs.

Le secteur électrique européen est en train de sortir d'une période de crise profonde. L'émergence de ces nouveaux modèles d'affaires relève bien du processus de « destruction créatrice ». Celle-ci est désormais suffisamment claire pour que les dirigeants des grands énergéticiens en aient tiré des enseignements. Une fois l'état de choc dépassé, ces grandes entreprises ont démontré leur capacité à se rétablir. En acceptant l'idée que le futur ne ressemblera pas au passé, elles explorent les moyens de tirer parti des opportunités ouvertes par la technologie et les réglementations nouvelles, opportunités que savent saisir les entrants pour les explorer. Mais les grands énergéticiens divergent entre eux : certains

se définissent des stratégies de rupture spectaculaire tandis que les autres choisissent de s'adapter de façon pragmatique : il n'existe pas de nouveau modèle stratégique universel !

RÉFÉRENCES

Les présentations de la conférence du 27 septembre 2017 listées ci-dessous sont disponibles sur le site Internet de la Chaire European Electricity Market, accessible par le lien : <http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/a9b8e79a6a70ea953a557105e944367005669183>

Régulations et nouveaux business models :

David Newbery (EPRG, Cambridge): Are Business Models Just a Form of Regulatory Arbitrage?

Fabien Roques (CEEM and Compass Lexecon), Evolving Business Models for Utilities: Key Principles and Emerging Tendencies

Fabien Chene (Schneider Electric), New Business Models Around Storage and Energy Services

Cyril Roger-Lacan (Tilia), The Case for the Integrated Energy Service Provider

Luc Poyer (Uniper France), From Old Utility to New Niche Player: Challenges and Options

Julien Touati (Meridiam), How Investable Are New Business Models in the Electricity Sector?

Sur les nouvelles regulations :

Pablo Rodilla (IIT, Comillas), The Utility of the Future: Insights on New Market Designs and Regulation from the Study of the MIT Energy Initiative

Matti Supponen (European Commission, DG Energy), Clean Energy for All Europeans: Building Blocks for Electricity Markets Enabling New Business Models

Laurens de Vries (Technical University, Delft), Consumer Market Design for Reliable and Clean Electricity

Graham Weale (University of Bochum), A New Cost-reflective Tariff Structure for Sustainable Investment in the European Power Sector?

Autres références :

Burger C., Weinmann J., 2016 "How the 'Big Beyond' will change business models of utilities?". Oxford Energy Forum. Février 2016. n° 104, p. 9-11

CE, CRM inquiry : Commission européenne, « Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité » [SWD(2016) 385 final], 2017.

MIT Initiative, 2017. "Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition". Cambridge (Mass)

Stehmann V. (Innogy), 2017. "Energy Transition or Electricity Transition?", 6th European Energy Forum "What business model for energy in Europe?" Paris 22-23 May 2017. Accessible sur le lien : <http://www.wec-france.org/DocumentsPDF/Evenements/6-Forum-Europeen-Energie/V.Stehmann.pdf>