COMPTE-RENDU
CONFÉRENCE SUR L'AVENIR DES GRANDES COMPAGNIES ÉLECTRIQUES :
UNE INDUSTRIE CONFRONTÉE À DES CHANGEMENTS MAJEURS

Mercredi 27 Septembre 2017, 9h30-19h00
Université Paris-Dauphine - Salle Raymond Aron, 2ème étage

Le présent document résume les principaux messages délivrés au cours de la conférence organisée par la Chaire European Electricity Markets (CEEM) à l'Université Paris-Dauphine, le 27 Septembre 2017.

Intervenants :

Laurent Batsch (Fondation Paris-Dauphine),
Patrice Bruel (EDF),
Marius Buchmann (Jacobs University, Bremen),
Fabien Chene (Schneider Electric),
Laurens De Vries (Technical University, Delft),
Jean-Michel Glachant (Florence School of Regulation, Director),
Justus Haucap (DICE, Düsseldorf University),
Antonio Haya (CELEST),
Julien Janes (Commission de Régulation de l'Énergie),
Elyès Jouini (Université Paris-Dauphine),
David Newbery (EPRG, Cambridge),
Luc Poyer (Uniper France),
Pablo Rodilla (IIT, Comillas),
Cyril Roger-Lacan (Tilia),
Matti Supponen (European Commission, DG Energy),
Julien Touati (Meridiam),
Philippe Vassilopoulos (EPEX Spot),
Thomas Veyrenc (Director of Markets and Regulatory Affairs, RTE),
Graham Weale (University of Bochum)

Organisateurs et Animateurs :

Jan Horst Keppler (Scientific Director, CEEM - Université Paris-Dauphine),
Fabien Roques (Senior Vice President, Compass Lexecon and Associate Professor, Université Paris Dauphine),
Dominique Finon (Senior Researcher, CNRS-CIRED, Researcher at CEEM).

Toutes les présentations de cette conférence sont disponibles sur le site Internet de la CEEM:
http://www.ceem-dauphine.org/agenda/fr/a9b8e79a6a70ea953a557105e944367005669183

INTRODUCTION

La conférence n'a abordé que les évolutions relatives à la réglementation et au modèle de marché depuis l'engagement d'une transition énergétique dans l'Union Européenne. Combinées à des changements technologiques et économiques rapides, ces évolutions ont touché de manière significative les producteurs d'électricité issus de sources conventionnelles, les opérateurs de réseaux de transport et de distribution, ainsi que les fournisseurs historiques.

Le marché allemand a été pris comme cas d'école pour montrer que les récents bouleversements ont comporté des conséquences très importantes, affectant tous les consommateurs, voire toute l'économie. La conférence a souligné que la situation à laquelle ont été confrontés les grands opérateurs allemands préfigurait une tendance désormais courante dans le secteur européen de l'électricité. La conférence a également montré que certains acteurs, historiques ou récemment arrivés, ont su tirer parti de nouvelles opportunités.

Presque unanimement, les intervenants ont déclaré que les facteurs de changement sont loin d'avoir produit tous leurs effets : de nouvelles ruptures apparaissent très probables dans les prochaines années. La conférence a rappelé les mesures proposées dans le cadre du « Paquet Énergie Propre » (présenté par la Commission Européenne le 30 Novembre 2016) pour faire face aux évolutions attendues. Plusieurs orateurs ont estimé que ces propositions restaient insuffisantes ; ils ont décrit le travail restant à accomplir pour parer aux différents risques.

Ce travail relève principalement de la responsabilité des gouvernements et des instances de régulation, mais certaines des recommandations formulées lors de la conférence visaient directement les stratégies d'entreprise. Deux cas d'entreprises ayant adopté des stratégies de rupture ont été mentionnés : les groupes allemands E-ON et RWE. Au-delà de l'Allemagne, l'émergence de nouveaux modèles économiques est désormais confirmée et suffisamment claire pour que les dirigeants d'entreprises puissent en tirer des enseignements. Les recommandations adressées aux opérateurs lors de la conférence s'inscrivent toutefois dans un cadre général et ne préconisent aucun modèle absolu.

I- LA SITUATION EN 2017 ET LE TOURNANT ÉNERGÉTIQUE ALLEMAND (*ENERGIEWENDE*) :

En Europe, la rentabilité du modèle économique traditionnel des producteurs d'électricité a chuté ces dernières années : leurs marges dans l'amont se sont effondrées suite à la baisse des prix de l'électricité. Cela a conduit à une destruction massive de capital : les opérateurs ont passé plus de 100 milliards d'euros en dépréciations d'actifs. Il ne s'agit pas d'un phénomène transitoire, simple rééquilibrage du marché, mais d'une évolution structurelle qui sape durablement l'investissement dans la production.

Le pays le plus durement touché est l'Allemagne. L'effet "ordre de mérite" a réduit le prix moyen sur le marché de gros de 45% par rapport à 2007. Les centrales électriques au gaz sont particulièrement affectées. Les grands électriciens allemands ont vu leur part du marché passer d'environ 90 % en 2000 à 50 % en 2015. Ces compagnies ne sont pas les seules à avoir souffert. Certains auteurs académiques vont jusqu'à qualifier l'Energiewende de "désastre" à plusieurs égards :

- L'Energiewende n'a pas entraîné de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en raison d'un manque de coordination avec le système EU ETS.

- L'Energiewende est responsable de la fragmentation croissante des marchés énergétiques de l'Allemagne et de ses voisins.
- L'Energiewende comporte des conséquences distributives problématiques (les ménages les plus pauvres subventionnent indirectement les plus riches).
- L'Energiewende a largement éliminé forces du marché.
- L'Energiewende s'est révélé très coûteux. Le coût global comprend :
  - Le coût direct, c'est-à-dire les subventions versées aux énergies renouvelables ; en cumul, ces coûts s'élèvent à 125 milliards d'euros (Md€) entre 2000 et 2015 et atteindront 408 Md€ en 2025.
  - Le coût indirect : en cumul jusqu'en 2025, on compte 56 Md€ en renforcement des réseaux ; 15 Md€ en assurance offshore, redispatching, capacité de réserve, etc.; 6 Md€ en bonification des taux d'intérêt ; 12 Md€ en financement de la recherche ; 0,5 Md€ en prix négatifs de l'électricité.

La raison d'un coût aussi élevé semble résider dans la politique gouvernementale. Jusqu'à récemment, la promotion des énergies renouvelables n'incluait aucun élément de concurrence ; à la place, environ 5 000 tarifs d'achat différents ont été déterminés conjointement par les deux chambres parlementaires (Bundestag et Bundesrat), avec une différenciation selon la technologie (solaire, biomasse, vent, géothermie), la taille de l'usine, la date d'installation... Permettant des taux de rendement exceptionnellement élevés pour les capitaux investis, cette politique a stimulé fortement le développement des installations.

Les processus d'appels d'offres nouvellement introduits pour le solaire et l'éolien de grande taille (onshore et offshore) ont produit des résultats encourageants. Contrairement aux prédictions de nombreux partisans des tarifs d'achat garantis, les niveaux de subvention ont considérablement diminué. La concurrence entre les technologies vertes devrait jouer un rôle plus important à l'avenir, induisant une responsabilité directe dans la commercialisation de l'électricité (au lieu de la mentalité "produit et oublie"). Cependant, les décisions passées continueront à générer des conséquences à long terme ; de ce fait, il est suggéré de transférer une partie du coût de l'électricité sur l'ensemble des énergies, puis sur les comptes publics. Pour des raisons sociales, on pourrait également envisager ce transfert pour les frais de réseau.

Ainsi, la tâche des grands électriciens allemands devient difficile... et leurs difficultés ne font que commencer ! Bien que la capacité de sources renouvelables dépasse aujourd'hui de 20 GW la puissance appelée à la pointe, cette capacité devrait encore doubler d'ici 2050, tandis que la demande de pointe restera plutôt stable, car les gains en efficacité compenseront la demande supplémentaire issue des véhicules électriques, climatisation, pompes à chaleur, etc. En avril 2017, les énergies renouvelables ont déjà fourni 88 % de la demande totale pour la première fois en Allemagne. En conséquence, les projections montrent que les prix négatifs de l'électricité en Allemagne pourraient apparaître pendant 1 000 heures d'ici 2022 si la flexibilité n'augmente pas.

II- LES MOTEURS DU CHANGEMENT

Généralités :

Les moteurs du changement sont résumés par les "4 D" :

- Décarbonation
- Décentralisation (de la production ainsi que de la gestion de la demande)
- Digitalisation

- Disruption (due aux nouvelles technologies, aux nouveaux modèles économiques, aux nouveaux acteurs)

La décarbonation et la décentralisation progressent en raison d'une série de facteurs:

- Les sources renouvelables de grande taille sont déjà compétitives (et le seraient encore plus avec un juste prix du carbone) : fermes photovoltaïques importantes, parcs éoliens terrestres et maritimes dans les bons sites... À titre d'exemple, les enchères récentes en Grande-Bretagne pour des éoliennes en mer ont abouti à un prix de 74,75 £/MWh (pour une mise en service d'ici 2021/22) et 57,50 £/MWh (2022/23), des prix moins élevés que celui des futurs réacteurs nucléaires (92,5 £/MWh pour une mise en service postérieure à 2024).
- Le photovoltaïque domestique demeure attractif, en raison de subventions très généreuses ainsi que de coûts de réseau couverts par le tarif public par kWh et/ou un comptage en valeur nette (*net-metering*).
- De grandes entreprises prennent des engagements en vue de s'approvisionner en courant "100 % renouvelable" (Facebook, Google, Microsoft...).

Dans un futur proche, l'autoproduction devrait se développer grâce aux dispositions favorables contenues dans le « Paquet Énergie Propre ». Cette perspective laisse craindre un risque d'allocation inefficace et faussée des coûts, en cas d'un cadre réglementaire inadéquat, en particulier si on autorise le comptage en valeur nette (*net-metering*), qui compromettrait les efforts visant à stimuler la flexibilité de la demande. L'autoproduction soulève également le risque d'un financement croisé injuste, les clients vulnérables payant davantage pour le système que les consommateurs actifs (*prosumers*).

Technologies digitales de rupture :
En ce qui concerne la digitalisation, plusieurs intervenants ont insisté sur le fait que la blockchain constituait un facteur potentiel de nouvelles perturbations. La blockchain repose sur un contrat numérique qui permet à un acteur de conclure et de facturer une transaction directement avec un autre acteur (*peer-to-peer*). Cette technologie assure une plus grande indépendance vis-à-vis de l'autorité centrale et un enregistrement infalsifiable des opérations, tout en facilitant une accélération des transactions et une réduction de leurs coûts.

La blockchain pourrait permettre de contourner les intermédiaires traditionnels, tels que les fournisseurs d'énergie et les banques. Une gamme d'applications potentielles de la blockchain est envisageable dans le secteur de l'énergie en utilisant des contrats intelligents qui conduiront à la décentralisation des échanges, dans les domaines de la documentation et l'automatisation des systèmes d'approvisionnement ainsi que la sécurisation de la gestion (actifs, garanties d'origine, quotas d'émission...) et l'enregistrement des transactions (comptage et facturation de la consommation d'électricité, facturation de l'itinérance...).

La blockchain pourrait accélérer le déploiement de "l'Internet des objets" et réduire l'écart entre le traitement des données et l'action (le nombre d'appareils connectés était de 1,7 milliard en 2014 et devrait être de 5,5 milliards en 2020). En d'autres termes, les technologies sont prêtes pour aider les agents à décider comment gérer leur énergie.

Grâce à ces technologies, de nouvelles plateformes pourraient émerger ; elles coordonneront le fonctionnement du système de distribution, les acteurs locaux de l'énergie et les *prosumer*s. Le rôle traditionnel des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux devra être concilié avec 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 planification du système.

Nouveaux défis :
Les GRT et GRD seront en première ligne pour limiter la "désoptimisation" du système énergétique, les deux opérateurs étant fortement sollicités pour trouver des solutions locales face à deux phénomènes majeurs :

- La croissance rapide de la flotte de véhicules électriques et de pompes à chaleur, nécessitant de contrôler le temps de charge ou de fonctionnement afin d'éviter un pic extrême de demande.
- La baisse rapide des prix des batteries, permettant un stockage décentralisé de la production locale (éolienne et solaire).

La plupart des orateurs appellent à une réglementation préservant un "avenir intégré", privilégiant le rôle des GRD et GRT, mais ils reconnaissent que de nouveaux venus peuvent préconiser une politique différente. En effet, les maisons et les véhicules électriques seront gérés par des acteurs extérieurs au cœur des métiers de l'électricité, tels que nous les connaissons aujourd'hui.

III- LE « PAQUET ÉNERGIE PROPRE »

Selon la Commission Européenne, la concurrence sur le marché de détail apparaît essentielle pour inciter les consommateurs à un comportement efficace et pour contrôler le coût de la transition énergétique. À titre d'exemple, seulement 20 GW de flexibilité par la demande sont actuellement activés face à un potentiel théorique de 100 GW, potentiel qui atteindra 160 GW en 2030. Dans la plupart des États Membres, la gestion de la demande demeure limitée en raison des barrières à l'entrée de nouveaux opérateurs, tels que les agrégateurs indépendants, qui pourraient regrouper des sources individuelles de flexibilité. Or, contrairement aux GRT, les GRD ne disposent pas d'outils de flexibilité leur permettant de réduire les coûts pour le consommateur.

En partant de ces constats, le « Paquet Énergie Propre » vise cinq objectifs :

1. Abolir les prix réglementés, la priorité d'injection aux sources d'énergie renouvelables et les restrictions d'accès à l'offre de services auxiliaires (dans la situation actuelle, 16 États Membres maintiennent une certaine forme de réglementation des prix de l'énergie pour les ménages).
2. Garantir un accès équitable au marché pour les agrégateurs indépendants et autres nouveaux opérateurs de services ; permettre une gestion souple des réseaux de distribution par l'écrêtement des injections d'énergies renouvelables et par la gestion de la demande ; établir des principes clairs pour les GRD afin d'assurer leur neutralité.
3. Améliorer la concurrence, la liquidité du marché, les bases tarifaires d'accès aux réseaux, la formation libre des prix (avec l'espoir que le prix au détail reflètera le prix sur le marché spot), les paiements de capacité (il est trop tard pour un mécanisme européen de capacité harmonisée), la mise en place des Centres Opérationnels Régionaux pour le transport de l'électricité.
4. Confier au marché la fixation des modalités de redispatching et des offres de services auxiliaires ; affirmer le droit de produire soi-même, consommer et stocker de l'électricité ainsi que le droit de recourir à un agrégateur (du fait qu'ils assureront la responsabilité de l'équilibrage, les agrégateurs chercheront des moyens d'ajuster l'offre et la demande, ce qui conduira à des économies).
5. Combiner marché et réglementation dans des domaines tels que l'échange de quotas d'émission, la négociation de certificats verts, les enchères.

Les objectifs en matière d'énergie renouvelable et les objectifs d'efficacité énergétique sont encore en cours de discussion. En ce qui concerne les aides financières aux énergies renouvelables, le Paquet n'introduit aucun changement majeur.

IV- PRINCIPALES RECOMMANDATIONS :

Certains intervenants ont exprimé leur désaccord avec la façon dont le « Paquet Énergie Propre » traite de la sécurité d'approvisionnement, demandant : "Pouvons-nous laisser les prix exploser en période de pénurie, améliorer la rentabilité de certains acteurs alors que de nombreux fournisseurs vont faire faillite, et prendre le risque d'erreurs dramatiques ?". D'autres intervenants ont préféré formuler des recommandations détaillées pour compléter, améliorer ou modifier les propositions du Paquet.

Les principales recommandations sont résumées ci-après en fonction de leur thème ; leurs motivations et les finalités assignées à un nouveau modèle de marché étant presque unanimement partagées :

- Développer le système au moindre coût au regard des performances attendues
- Renforcer le principe du "paiement par l'utilisateur" séparément pour la capacité et l'énergie
- Augmenter la concurrence et les incitations à l'innovation
- Améliorer l'intégration des énergies renouvelables
- Assurer la neutralité entre les investissements, qu'ils soient décentralisés ou centralisés
- Préparer la voie pour l'insertion dans le système des voitures électriques et des pompes à chaleur

1. Établir des prix et des charges reflétant les coûts

Le principe de base demeure le suivant : la structure des prix devrait refléter la structure des coûts afin de donner aux producteurs et aux clients les mêmes incitations à l'investissement. Cela se traduit par des prix et des charges basés sur les profils individuels d'injection et de soutirage, symétriques, avec un partage équitable des risques entre tous les exploitants et tous les clients. Dans cette situation, les producteurs et les clients sont exposés de manière identique au marché de gros et aux coûts fixes.

La justification du paiement d'un coût fixe (capacité) est liée au fait que les marchés de l'électricité ne fonctionnent pas comme les autres marchés, dans lesquels les nouvelles productions ne sont rémunérées qu'à partir du prix du marché ; les différences ci-dessous ont été soulignées :

- L'électricité n'est pas stockable et fait face à une exigence forte relative à la sécurité d'approvisionnement. L'UE bénéficie en ce moment d'une surcapacité et de bas prix, en moyenne, sur le marché de gros ; néanmoins les préoccupations persistent pour la sécurité d'approvisionnement, à court et à long terme.
- Sur le marché de l'électricité, peu de centrales livrent la production en base et celles-ci affichent des prix moyens plus bas que sur un marché de produits classique au regard de leurs coûts.
- Le prix de gros couvre seulement une partie des coûts de livraison à la pointe ; les prix de rareté ne combleront pas l'écart, du moins pas en tant que garantie fiable pour un investissement.
- Les objectifs ambitieux en matière de sources renouvelables nécessitent un important parc pour le backup ; mais sans contrat, l'investissement dans de nouvelles centrales dédiées au backup semble trop risqué.
- Deux directives de l'UE, "Grandes Installations de Combustion" et "Émissions Intégrées", limiteront bientôt la production conventionnelle. Le vieillissement de l'outil de production en base deviendra vite une préoccupation à l'échelle européenne.

- Les marchés de capacité jouent un rôle dans l'amélioration de la gestion de la demande et peuvent encourager des changements dans les modes de consommation, offrant de nouvelles capacités de flexibilité.

Une facture devrait donc comprendre deux éléments :

- Composante énergétique (reflétant le marché de gros) : Le prix est fixé par le coût marginal du système, répercutant le coût variable du producteur le plus cher dans l'ordre de mérite.
- Composante de capacité (reflétant le marché de capacité) : Le prix théorique résulte de l'équation : Probabilité de défaillance x (Valeur de la production perdue - Coût marginal du système).

La mise aux enchères des options de capacité ou de fiabilité semble la meilleure piste pour structurer un marché de capacité. Cependant, il doit être adapté aux besoins : en France, le marché de capacité vise à stimuler la production en pointe ; en Allemagne, la réserve stratégique vise à réduire le redispatching. Des mécanismes de capacité mal construits peuvent engendrer des effets pervers. À titre d'exemple, en Grande Bretagne les failles dans les appels d'offres encouragent les petites productions coûteuses (le plus souvent par des générateurs diesel d'environ 10 MW).

Plusieurs intervenants préconisent également des contrats de long terme négociables et des signaux de localisation, destinés à optimiser la granularité des signaux de prix en termes de temps et de lieu. Enfin, divers intervenants ont insisté sur l'importance qu'il convient d'accorder à la cohérence entre les signaux de prix des marchés de gros et de détail[1].

2. Corriger le prix du CO_2

La conférence a largement reconnu que le prix du CO_2 déterminé par le système ETS n'est ni adéquat, ni durable, ni crédible ; il ne fournit aucune visibilité. Il faut noter que les investisseurs ne sont pas uniquement intéressés par le prix du carbone, mais surtout par sa stabilité. Les réformes à ce jour n'ont exercé aucun impact, notamment parce qu'il est difficile de fixer un "juste prix" : le coût social des dommages futurs est difficile à estimer et le seuil de remplacement du charbon par le gaz (*break-even price*) est très sensible au prix des combustibles fossiles. Les solutions divergent donc et incluent soit une taxe corrective ramenant le prix de l'EU ETS au "juste niveau", soit des normes de performance des émissions, soit enfin une subvention aux sources décarbonées pour compenser l'insuffisance du prix de gros ; cette subvention serait attribuée par mise aux enchères et proportionnelle à la production (en €/MWh) ou à la capacité (en €/MW). Plusieurs intervenants appellent à la mise en œuvre d'une solution destinée à éviter la fermeture des centrales nucléaires existantes.

3. Améliorer la régulation du réseau

Les marchés libéralisés ont besoin de bons signaux de prix, y compris pour ceux d'entre eux qui sont régulés (transmission, distribution). Les régulateurs devraient donc être équipés d'outils performants pour réduire l'asymétrie d'information et gérer l'incertitude, tels qu'une gamme de contrats ou d'incitations encourageant des prévisions précises et réduisant les risques de stratégies de marché de la part des grands acteurs. Les

[1] Des propositions détaillées ont été formulées à cet égard, telles qu'une souscription de capacité. Dans cette proposition, les consommateurs achètent (par abonnement) la capacité dont ils ont besoin pendant les périodes de pénurie ; la demande est satisfaite au niveau souscrit lorsqu'une situation de rareté se produit. Dans ce schéma, la sécurité d'approvisionnement devient un bien privé (avec toutefois un volume minimum de capacité subventionnée pour les consommateurs en position de précarité énergétique). Les lecteurs intéressés trouveront les présentations complètes correspondantes sur le site Web de la chaire. Il a été signalé que le système existait en quelque sorte en France à travers les anciens tarifs EJP ou TEMPO.

régulateurs devraient également être dotés de modèles de réseaux leur permettant d'établir des scénarios de référence en situation incertaine.

Afin d'établir des tarifs de réseau adaptés, les régulateurs devraient aussi faire la distinction entre le prix pertinent et l'insuffisance de recettes qui en résulte. La théorie économique fournit des principes pour calculer le manque à gagner, notamment ceux de Ramsey-Boiteux indiquant comment "taxer" la demande inélastique ou ceux de Diamond-Mirrlees évaluant les charges imputables aux consommateurs finaux. Dans tous les cas, les tarifs du réseau devraient reposer sur la capacité, éviter la distorsion des prix de gros et refléter les coûts, qui sont principalement des coûts en capital. L'étude "Utility of the Future" est riche en recommandations à cet effet[2].

4. Reconsidérer l'appui aux énergies renouvelables après 2020

Le soutien est jugé justifié, car les effets d'apprentissage nécessitent une rémunération et l'aide compense l'échec à fixer le bon prix du CO_2. L'appel d'offres est considéré comme le meilleur moyen pour déterminer un soutien équitable aux sources renouvelables de grande échelle et variables, le gouvernement fournissant l'emplacement, les études de site et les permis. Certains intervenants ont fait valoir que les gestionnaires de réseau de transport devraient fournir la connexion au réseau. Si tout le monde s'accorde à dire qu'il devrait y avoir des signaux de prix de localisation et d'injection, les avis divergent entre aide à la production (€/MWh) ou aide à l'investissement (€/MW). Quelle forme minimisera l'incidence sur les marchés de l'électricité ?

Les partisans de l'aide à l'investissement affirment que les subventions basées sur la capacité abaissent le coût du capital et du risque sur la dette, favorisent les meilleures localisations et réduisent les coûts de raccordement, créent des conditions de concurrence équitables entre les projets à grande échelle et ceux à petite échelle, sans sur-récompenser les effets d'apprentissage. En plus du soutien, les règles du marché de gros devraient être mises à jour (telles que les règles relatives aux offres et aux produits) afin de refléter les contraintes opérationnelles des nouvelles sources.

Si les coûts des énergies renouvelables variables sont ajoutés au prix à la consommation de l'électricité, cela crée des conditions équitables pour l'autoproduction : elle n'a pas besoin de subventions et il existe une incitation efficace au stockage après compteur. Mais un inconvénient surgit alors : le prix à la consommation ne sera pas identique au coût marginal, en raison des charges en faveur des énergies renouvelables et de la TVA qui frappent le prix à la consommation. Par conséquent, il convient d'envisager que le financement des subventions aux technologies propres passe par le budget général des Etats.

En ce qui concerne les énergies renouvelables de petite échelle, tous les intervenants rejettent le comptage en valeur nette (*net-metering*) : ce dernier ignore la valeur temporelle de l'électricité et permet d'échapper aux taxes et redevances ; dans la plupart des pays, il exonère le consommateur des tarifs de réseau et crée une injustice, en attribuant une aide à ceux qui détiennent les moyens de financer une autoproduction. Il a été proposé que l'autoproduction puisse être déduite de la consommation en temps réel seulement, et que les auto-producteurs paient ou reçoivent le prix du moment pour leurs consommations ou leurs injections.

5. Repenser la place du stockage

Un accroissement de l'intermittence augmente l'incitation à déplacer l'offre et/ou la demande. On peut valoriser le stockage en jouant sur les écarts de prix, mais une valorisation par les services auxiliaires serait probablement plus avantageuse (inertie, réglage rapide de la fréquence, réserves de secours). Certains

[2] MIT Energy Initiative, en collaboration avec IIT Comillas, *Utility of the future*, 2016.

intervenants estiment que la révolution de la batterie a été surévaluée : malgré la réduction des coûts des batteries, déplacer l'offre ou la demande dans le temps et dans l'espace, reviendra moins cher ; le backup ou le renforcement des réseaux sont généralement moins couteux que le stockage.

Par ailleurs, le couplage des systèmes d'électricité et de chauffage par le chauffage urbain peut aider à gérer efficacement l'intermittence du vent et du soleil à un coût abordable. Cela peut se faire grâce à l'utilisation optimisée d'équipements thermoélectriques comme les pompes à chaleur, les chaudières électriques et les réseaux de chaleur, ainsi que le stockage thermique, qui contribue déjà à une meilleure intégration de la production intermittente dans certains pays comme le Danemark. Une coopération entre acteurs est importante pour optimiser ces systèmes et maximiser les avantages pour la communauté. Le couplage de l'électricité et du chauffage semble pertinent pour un pays comme l'Allemagne, où il y a déjà 100 GW de production intermittente, qui dépasse donc la demande de pointe actuelle (81 GW).

V- NOUVEAUX MODÈLES D'AFFAIRES

E.ON et RWE sont-ils des précurseurs ?

E.ON et RWE ont divisé leurs activités:

- E.ON a été scindée en une société de base (E.ON) et une société secondaire (UNIPER), qui a été introduite en bourse en Septembre 2016. E.ON se concentre sur les nouveaux secteurs d'activité tandis que UNIPER conserve les métiers traditionnels en mettant l'accent sur la production et la sécurité d'approvisionnement énergétique.
- RWE reste une compagnie à l'ancienne, axée sur la production, tandis que la nouvelle société INNOGY s'éloigne des énergies conventionnelles pour se tourner vers les réseaux de distribution (réseaux intelligents).

E.ON et INNOGY s'orientent toutes deux vers des modèles d'affaires axés sur les services, concentrant leurs efforts sur le consommateur et la recherche de nouveaux produits, la production d'énergie renouvelable et les actifs de réseau constituant une part importante de leur portefeuille. À cet égard, elles peuvent être qualifiées d'innovantes. UNIPER prévoit de remodeler le monde de l'énergie en assurant la gestion des infrastructures en amont, électriques et gazières, les centrales électriques et le négoce de matières premières, avec des actifs en Europe et en Russie. UNIPER accompagnera également les producteurs d'énergies renouvelables dans la commercialisation.

Modèles d'affaires:
Divers intervenants ont fait part de leur point de vue sur la façon dont les modèles d'affaires pourraient évoluer.

1. **Activités traditionnelles (producteurs conventionnels, fournisseurs, opérateurs de réseaux)**

Les producteurs sont confrontés à des prix de gros déprimés et devraient donc différer leurs investissements jusqu'à ce qu'ils deviennent rentables grâce aux marchés d'options de capacité ou de fiabilité. Les détaillants peuvent agir comme agrégateurs pour les services de flexibilité et proposer une utilisation innovante des compteurs intelligents, mais dans ce dernier cas, les avantages semblent modestes, en raison de la hausse des charges finançant les sources d'énergie renouvelables.

Comme indiqué plus haut, les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) doivent faire face à un ancien modèle tarifaire (rémunération principalement par les kWh acheminés) qui ne convient plus, car il stimule la production décentralisée et reporte les coûts fixes sur les clients restants. Par conséquent, la principale question consiste à rechercher des tarifs de réseau innovants, par exemple:

- Des tarifs avec des frais initiaux élevés par kWh avec possibilité de passer à une composante en énergie plus faible et une composante en capacité plus élevée (ce qui transfère potentiellement les coûts fixes sur les plus gros consommateurs).
- Des tarifs en temps réel pour les nouvelles utilisations importantes du réseau (injection d'énergie solaire, soutirages des véhicules électriques et pompes à chaleur), les obligeant à payer pour l'usage en période de pointe (ce qui couvre potentiellement les renforcements de réseau).

Les services auxiliaires constituent un marché étroit mais en croissance. Il a été inclus dans les activités des GRD, mais il sera ouvert à de nouveaux acteurs. Il passera des actifs physiques à la gestion des données, tandis que la gestion de la demande offrira de nouveaux services.

2. Nouveaux modèles économiques émergeant en amont sur la chaîne de valeur

En amont de la chaîne de valeur, de nouveaux modèles commerciaux émergent pour monétiser la production décentralisée, le stockage et la gestion de la demande. Ils consistent à agréger les petits acteurs et à leur permettre de participer aux marchés de gros : les agrégateurs de centrales électriques virtuelles et gestionnaires de la demande serviront d'intermédiaires. De nouveaux revenus peuvent aussi émerger en se plaçant sur les marchés à venir de la flexibilité locale, par exemple les plates-formes locales d'équilibrage.

Monétiser la flexibilité sur les marchés de l'électricité provient de cinq postes :

- Capacité : La gestion de la demande et la disponibilité en stockage se négocient sur les marchés de capacité, en remplacement de la production conventionnelle ; elles réduisent les besoins en capacités de production aux heures de pointe.
- Énergie : Il s'agit de tirer parti des écarts de prix sur le marché de gros (arbitrage), en fournissant/évitant la consommation aux heures de pointe.
- Environnement : On s'efforce d'optimiser le mix énergétique pour réduire la production d'électricité à forte empreinte CO_2 lors des périodes de pointe ; on assure une performance maximale des actifs de production classiques, nouveaux et existants, en affinant les schémas d'exploitation.
- Réserves : L'action consiste à modifier la demande ou l'offre d'électricité en réponse aux besoins d'un GRT ou d'un fournisseur d'énergie et à lui procurer des services auxiliaires supplémentaires (par exemple, réglage de la fréquence, de la tension, etc.).
- Réseau : On pratique une gestion active de l'électricité au niveau local par des ajustements de la demande ou du stockage afin de limiter les investissements en capital dans le réseau grâce à l'écrêtement des pointes, à la réduction des congestions et à l'amélioration de la fiabilité.

Cependant, dans de nombreux pays d'Europe, ni l'agrégation ni la gestion de la demande ne reposent sur un cadre réglementaire adéquat. Le « Paquet Énergie Propre » comprend des dispositions soutenant la gestion de la demande, mais ouvre la voie à une distorsion potentielle si les fournisseurs ne sont pas rémunérés pour leurs coûts d'approvisionnement.

3. Nouveaux modèles économiques émergeant en aval sur la chaîne de valeur

En aval de la chaîne de valeur, les nouveaux modèles d'affaires sont centrés sur la fourniture de services aux consommateurs, avec le risque que certaines entreprises, profitant de lacunes réglementaires momentanées, ne restent pas viables.

L'évolution du marché de détail et l'introduction de signaux de prix pertinents pour les consommateurs seront très différents en fonction de deux facteurs : une approche produits ou services et l'attitude des consommateurs actifs (*prosumers*). Certains opérateurs se dirigent déjà vers un modèle d'entreprises de services énergétiques, qui les amène à :

- Optimiser la participation des clients en étudiant leurs comportements, en les sensibilisant à travers des offres spécifiques et en les aidant à gérer leurs factures d'énergie.
- Fournir des produits et services de gestion de l'énergie, étendre les services aux petits clients commerciaux et résidentiels (par exemple, systèmes de gestion d'immeubles, programmes de gestion de la demande et d'efficacité énergétique, ressources énergétiques après compteurs telles que batteries ou installations photovoltaïques).
- Agréger des clients afin de réduire les coûts de transaction, par exemple dans les collectivités (municipalités, communautés locales, centres commerciaux, organisations sans but lucratif) ; appuyer des projets d'énergie renouvelable communautaires et multifamiliaux ; parrainer des projets de micro-réseaux ou des projets de production décentralisée.

4. Remarques générales

Pour s'adapter à un avenir numérisé, décentralisé et décarboné, les entreprises doivent sortir du fonctionnement en silos, parvenir à intégrer les objectifs entre eux et considérer l'énergie comme un actif. Demain, un nombre incalculable de dispositifs réactifs, mus par des technologies avancées, seront valorisés et optimisés en temps réel. Afin de bénéficier des dispositions en faveur des sources renouvelables, les entreprises auront besoin de structures économiques différentes, car leurs bilans actuels ne facilitent pas l'accès au capital.

Certains intervenants croient en des entreprises à coûts fixes allégés pour éviter une forte volatilité des revenus et un risque d'actifs verts mais échoués. Ces conférenciers soutiennent que les modèles d'affaires auront une durée de vie de plus en plus courte et que seules les entreprises à faibles actifs résisteront.

Inversement, d'autres intervenants considèrent que la transition énergétique mondiale remplacera le carbone par des capitaux à long terme. Comme les tarifs d'achat garantis vont disparaître, les investisseurs locaux (par exemple, financement communautaire ou citoyen) seront désormais réticents à investir et à faire face aux risques du marché. De grands investisseurs et prêteurs sont déjà actifs dans le domaine de l'énergie; la nouvelle frontière pour les acteurs du financement de projets devient l'accès aux petits projets décentralisés (fédérer les initiatives), à des technologies émergentes, à de nouveaux segments comme l'efficacité énergétique, l'électromobilité, etc., tout en abaissant les risques.

Exemples de marché peu prospectés :

- Efficacité énergétique : Ce secteur offre de nombreuses possibilités aux investisseurs capables de gérer la complexité et de développer des solutions sur mesure (y compris le recours au "tiers investisseur").
- Services locaux de fourniture d'énergie : énergie de quartier (froid et chauffage), solutions innovantes de valorisation énergétique des déchets.
- Smart city : infrastructures "intelligentes" d'éco-quartiers, infrastructures de recharge de voitures électriques (habitation, lieux de travail et stations sur autoroutes), infrastructures de gestion de la demande (stockage d'électricité, énergies renouvelables décentralisées, intégration de nouvelles technologies numériques et renforcement des réseaux).
- Énergies renouvelables alternatives: énergies renouvelables non conventionnelles avec des barrières à l'entrée. La capacité à structurer ces projets avec des opérateurs industriels de premier plan pour

"dé-risquer" ces actifs, parait essentielle, tout comme la mise en place de structures contractuelles robustes.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Il est indéniable que le secteur électrique européen traverse une période de ruptures sévères. Cependant, la liste ci-dessus de nouvelles opportunités d'affaires montre que la période actuelle peut également être assimilée à une "destruction créative". Une fois l'état de choc dépassé, de nombreuses entreprises démontrent leur capacité à se rétablir. En acceptant l'idée que le futur ne ressemblera pas au passé, ces entreprises explorent maintenant les moyens de tirer parti des règles à venir. Ces règles laisseront-elles assez de place pour tous ? La conférence a émis de nombreuses recommandations visant à éviter les crises, à établir des conditions de concurrence équitables pour les ressources centralisées et décentralisées, et à atteindre des résultats satisfaisants, indépendants du développement futur des technologies ou des objectifs politiques.