



Le numérique et la refondation du système électrique

Synthèse de conférence

Université Paris Dauphine-PSL, 23 septembre 2021



Dauphine | PSL 
CHAIRE GOUVERNANCE
ET RÉGULATION

**Colloque co-organisé par la Chaire
Gouvernance et Régulation et le
Conseil Général de l'Économie,**

le 23 septembre 2021



**CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES**



Synthèse n°65

Université Paris Dauphine-PSL, 23 septembre 2021

Le numérique et la refondation du système électrique

Présentation générale

Les technologies numériques révolutionnent le secteur énergétique. Le numérique transforme la manière dont l'énergie est produite en même temps qu'il marque fortement sa consommation. Les enjeux sont considérables, surtout dans un contexte où le secteur de l'énergie est déjà confronté à la transition énergétique.

C'est notamment pour l'électricité que les technologies numériques produisent les changements les plus remarquables. Les transformations sont multiples et modifient en profondeur l'organisation et la gestion des réseaux. Des outils numériques bien intégrés aux réseaux existants favorisent une meilleure optimisation des réseaux traditionnels. Devant ces évolutions, la régulation de l'électricité doit s'adapter pour faire face aux nouveaux enjeux liés notamment à l'émergence de nouveaux modèles économiques.

Pour éclairer les réflexions sur ces sujets, le Conseil Général de l'Economie et la Chaire Gouvernance & Régulation de l'Université Paris Dauphine-PSL ont organisé deux tables rondes qui ont permis de débattre de deux grandes questions : les enjeux de fonctionnement du système électrique, d'une part, et les nouveaux modèles économiques et la réorganisation des acteurs, d'autre part.

Sommaire

Introduction par Éric Brousseau Directeur scientifique, Chaire Gouvernance et Régulation & Club des Régulateurs, Université Paris Dauphine PSL.....	6
<i>La ou les digitalisations du secteur électrique</i> , Jean-Michel Glachant Directeur de la Florence School of Regulation, Institut Universitaire	7
Table ronde 1 « Enjeux de fonctionnement du système électrique »	10
<i>Modernisation des systèmes électriques et place du numérique</i> , Jacques Percebois Professeur agrégé en Sciences économiques, Université de Montpellier.....	10
<i>Les enjeux réglementaires du numérique dans les systèmes électriques</i> , Ivan Fauchoux Commissaire du collège, Commission de Régulation de l'Énergie.....	12
<i>Le programme Horizon Europe et le cluster « Climat, énergie, mobilité »</i> , Annabelle Rondaud Déléguée française au Comité de Programme à Horizon Europe, Cluster 5 « Climat, énergie, mobilité », Ministère de l'Enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation.....	14
Échanges.....	16
Table ronde 2 « Nouveaux modèles économiques et réorganisation des acteurs ».....	19
<i>Modèles économiques et nouveaux modèles de tarification associés au numérique</i> , Claude Crampes Professeur émérite, École d'Économie de Toulouse.....	19
<i>Agrégateurs et offre de flexibilité... Nouveaux métiers ?</i> , Pierre Bivas Fondateur & CEO, Voltalis.....	22
<i>L'intégration des véhicules électriques au système électrique</i> , Yannick Perez Professeur d'économie, CentraleSupélec.....	24
<i>Transformation du système électrique et opportunités pour le consommateur</i> , Romain Verdier Directeur Energy Management Europe, TotalEnergies.....	26
Échanges.....	27
Conclusion par Luc Rousseau Vice-président du Conseil Général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies au Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique.....	30

Introduction

6

Éric Brousseau | Directeur scientifique, Chaire Gouvernance et Régulation & Club des Régulateurs, Université Paris Dauphine-PSL

Les deux priorités de l'Union européenne - la transformation numérique et l'impératif environnemental - sont également les deux grands axes stratégiques retenus par l'université Paris Dauphine-PSL. En l'occurrence, la transformation des systèmes électriques interroge ces deux sujets puisqu'il s'agit de recourir au numérique pour gérer une production électrique décentralisée et marquée par des intermittences, dans une logique très différente de celle qui a prévalu durant de très nombreuses années.

Les technologies numériques en effet révolutionnent le secteur énergétique, en transformant la manière dont l'énergie est produite mais aussi en marquant fortement sa consommation. Les enjeux sont considérables, pour ce secteur déjà confronté à la transition énergétique. Devant ces évolutions, conduisant notamment à l'émergence de nouveaux modèles économiques, la régulation de l'électricité doit impérativement s'adapter.

Ce sont ces réflexions qui vont animer cette conférence organisée par la Chaire Gouvernance et Régulation et son partenaire le Conseil Général de l'Économie.

Allocution d'ouverture

La ou les digitalisations du secteur électrique

Jean-Michel Glachant | Directeur de la Florence School of Regulation, Institut Universitaire Européen

Entre 1990 et 2020, le secteur électrique a été totalement transformé par trois vagues de digitalisation :

- la création de marchés centralisés séquencés,
- les réseaux intelligents de première génération ;
- l'émergence d'un univers électrique décentralisé « derrière le compteur ».

1990 : les marchés centralisés séquencés

Le marché de gros

Dans les années 1980, tout marché de gros - centralisé ou non - était réputé infaisable en raison d'un coût de transaction trop élevé. Mais avec la création de l'Electricity Pool en Angleterre et au Pays de Galles le 1er avril 1990, l'impossible est devenu possible. De fait, le logiciel de dispatch des centrales de l'entreprise électrique intégrée britannique CEBG a été transformé en logiciel de marché calculant les équilibres prix/quantité entre offre et demande - ce que peuvent faire tout bon ordinateur central et une batterie de terminaux fiables chez les producteurs et les fournisseurs. La clé de la faisabilité de ce marché a donc bien été le digital.

Puis le modèle a été simplifié entre 1993 et 1996 avec la création du NordPool, puisqu'il n'est plus besoin de dispatcher les centrales à l'intérieur du marché de gros : le marché NordPool calcule les prix crédibles qui incitent à bien dispatcher les centrales. Ce modèle devient dominant dans l'Union européenne, y compris en Grande-Bretagne à partir de 2000. Dès lors, le marché électrique de gros européen est un marché digital.

Le marché d'équilibrage

Les marchés de gros de type NordPool, qui sont purement digitaux, commerciaux et « notionnels », ne gèrent pas la marche des centrales. C'est le rôle des opérateurs du système. En Union européenne, ce sont des agents assermentés, dotés d'un pouvoir d'administration des flux électriques. Ils ferment le marché électrique à l'échéance convenue (gate closure), à laquelle tous les acheteurs et vendeurs doivent soumettre leur bilan prévisionnel achat/vente pour le lendemain - lorsque intervient le marché d'équilibrage. Le cas échéant, un règlement des écarts constatés dans le comptable en temps réel des injections/soutirages est facturé aux créateurs des déséquilibres. Ce faisant, le marché d'équilibre raccorde le physique au « notionnel ».

En somme, le marché de gros produit des prix garantis pour les échanges notionnels du lendemain, tandis que le marché d'équilibrage produit en temps réel un prix des écarts pour les déséquilibres physiques.

Le marché de détail

Les détaillants du marché de gros et du marché d'équilibrage sont les fournisseurs. Ils ont la responsabilité de payer les prix de gros et le règlement des écarts, et le droit de le refacturer aux quantités comptées comme délivrées par les compteurs du réseau de distribution. Ils gèrent la couche commerciale dématérialisée du secteur, avec un monopole de fourniture. Il s'agit donc d'un e-commerce d'électricité fermé, sans plateforme.

2000 : les réseaux intelligents

Première génération : les réseaux intelligents des échanges centralisés

Pour prévenir les congestions et optimiser les capacités de transport, les transporteurs passent de l'analogique au numérique. Cette démarche est illustrée par le couplage des marchés de gros, à l'initiative commune des transporteurs européens : les transporteurs annoncent en J-1 une capacité de connexion garantie entre zones d'opération des réseaux qui deviennent des zones d'opération du marché.

Les distributeurs commencent aussi à se numériser, en développant les compteurs intelligents qui permettent le couplage en temps réel du marché de détail avec le marché de gros et le marché d'équilibrage – source de nouvelles pratiques commerciales, de nouveaux contrats et de nouveaux tarifs pour les fournisseurs.

Deuxième génération : les réseaux intelligents des échanges décentralisés

Auparavant passifs et en fin de chaîne pour les échanges centralisés, les réseaux de distribution se retrouvent en première ligne à la nouvelle frontière décentralisée du secteur électrique (éolien terrestre, solaire en toiture, stockage individuel, gestion active de la demande, véhicules électriques...). Comme le transport auparavant, les réseaux de distribution font face à des flux plus complexes : flux à double sens, intermittence de la production, demande proactive. Les techniques de type sensors (capteurs), activators (activateurs) et unités de calcul et de contrôle permettent là aussi de prévenir les congestions et d'optimiser les capacités des réseaux de distribution, qui peuvent devenir auto-cicatrisants et totalement intelligents, répondant d'eux-mêmes aux nouveaux défis de la complexité des accidents.

Les réseaux de distribution utilisent les nouveaux outils digitaux de type Data Analytics, Geospatial Intelligence, Digital Twins, Machine Learning ou encore Blockchain, qui leur permettent de chercher de nouveaux couplages avec ce qui se passe « derrière le compteur ».

Depuis 2010 : l'émergence d'un univers électrique décentralisé « derrière le compteur »

Le décentralisé est une révolution dans le secteur électrique : il est de petite taille et arrive derrière le compteur, un territoire peu ou pas contrôlé par les marchés centralisés ou par les fournisseurs agréés. Par ailleurs, outre les bases « réelles » des échanges décentralisés, des bases « transactionnelles » voient le jour – partages entre pairs, communautés, plateformes (marchés biface ou en monospone)...

Les nouvelles infrastructures digitales permettent ces échanges décentralisés. Dans le cadre du projet RATES en Californie, par exemple, des infrastructures de type sensors, activators et unités de calcul et de contrôle sont implantées dans chaque unité de consommation et commandent chaque équipement (chauffage, climatisation, véhicule électrique, piscine, stockage individuel...), préfigurant l'internet des objets et le machine learning appliqués à chaque consommation individuelle.

De nouvelles bases réglementaires sont également nécessaires pour échanger de façon décentralisée alors que tous les marchés ont été conçus centralisés et que les fournisseurs agréés ont gardé le monopole de l'accès aux compteurs. Une solution américaine repose sur l'interaction directe des échanges décentralisés avec les marchés de gros. En Europe, plusieurs solutions sont envisagées. Une proposition forte du transporteur belge Elia, pour « un fournisseur multiple à la carte » vise à donner un accès digital direct au règlement des écarts à tous les fournisseurs agréés par un même consommateur. D'autres solutions plus pragmatiques sont également avancées. Ainsi, au sein d'une communauté, les membres peuvent échanger ce qu'ils veulent. Un fournisseur agréé peut aussi gérer les actifs décentralisés de ses clients s'ils sont volontaires (cf. Octopus en Grande-Bretagne). Il peut aussi y avoir des marchés locaux de flexibilité des réseaux de distribution.

En conclusion

Lors de la première vague de digitalisation, les marchés décentralisés séquencés rebâtissent secteur électrique sur deux niveaux : les flux commerciaux dans un espace totalement dématérialisé et les flux physiques, fortement régulés.

Puis les réseaux se sont fortement digitalisés eux aussi, pour mieux gérer les flux physiques et les raccorder plus efficacement aux flux commerciaux dématérialisés. Les réseaux de distribution sont désormais en première ligne face à la révolution du décentralisé « derrière le compteur ». Ils commencent profonde mise à niveau digitale pour répondre aux nouvelles actions décentralisées et aux caractéristiques des équipements décentralisés.

Enfin, le monde des échanges décentralisés n'a pas du tout la maturité du monde des échanges centralisés. Il tâtonne, à la recherche de modèles d'affaires et de cadres réglementaires. Quoiqu'il en soit, les jours du « fournisseur unique » semblent comptés, sauf pour les consommateurs inactifs qui représentent tout de même plus de la moitié des consommateurs – jusqu'au jour où il y aura 240 millions de véhicules électriques ...

Table ronde 1 « Enjeux de fonctionnement du système électrique »

Modération : Edmond Baranès | Professeur d'économie, Université de Montpellier

Modernisation des systèmes électriques et place du numérique

Jacques Percebois | Professeur agrégé en Sciences économiques, Université de Montpellier

Quand on parle de numérique et d'électricité, on pense d'emblée à la consommation d'électricité du numérique. Mais le numérique est utile aux électriciens tant dans les réseaux que dans la production, au travers notamment des jumeaux numériques.

Un besoin croissant de flexibilité des réseaux

La demande d'électricité évolue à la hausse, du fait de plusieurs effets qui se compensent : d'une part, l'effet « volume » lié à la croissance économique et l'effet « électrification des usages » (mobilité électrique, objets connectés, substitution du chauffage électrique au chauffage au gaz ou au fioul...), qui entraînent une hausse de la demande ; d'autre part, l'effet « efficacité énergétique » qui génère une diminution sensible de la demande. Cette situation se traduit par un besoin croissant de flexibilité des réseaux, avec deux risques : celui d'un manque de capacité en pointe à l'horizon 2030 et celui d'une gestion des excédents importants d'électricité fatale en période creuse.

L'équilibre du réseau exige des centrales à la fois décarbonées et pilotables. Or le thermique n'est pas carboné, même s'il est pilotable. Pour leur part, l'hydraulique et le nucléaire sont à la fois décarbonés et pilotables. En revanche, les renouvelables sont décarbonées mais pas pilotables.

Par ailleurs, la tendance à la baisse des prix de gros sur les marchés vient de s'inverser. Depuis quelques mois, en effet, les prix ont tendance à monter du fait de la reprise économique. Sur le marché spot, le MWh coûte actuellement entre 150 et 200 euros – ce qui est très élevé.

Le numérique au service de l'équilibrage des réseaux d'électricité

Le gestionnaire de réseau dispose de moyens traditionnels d'équilibrage : les réserves de puissance (primaire, secondaire et tertiaire), la tarification incitative, l'effacement contractuel, le stockage, les importations et le délestage.

En complément, le numérique présente plusieurs avantages :

- il permet de proposer une tarification en temps réel, dite dynamique, en envoyant un signal aux consommateurs afin qu'ils ajustent leur consommation. Des programmes pourraient aussi

permettre aux équipements de s'adapter automatiquement ;

- il permet de valoriser l'effacement diffus ;
- il peut intervenir au service du stockage/déstockage des véhicules électriques.

Le numérique au service de l'injection des renouvelables intermittentes et décentralisées

Le numérique présente également un intérêt pour la gestion de l'intermittence, sous réserve de définir le back-up. De fait, si l'on considère que les centrales renouvelables sont prioritaires sur le réseau, dès qu'elles se connectent parce qu'il y a du vent ou du soleil, il faut que d'autres centrales – nucléaires ou gaz – se déconnectent.

Le numérique doit aussi permettre une meilleure interface entre réseaux électriques et réseaux gaziers, notamment pour un stockage à grande échelle – ce qui pose la question du power-to-X-to-power.

Enfin, un autre intérêt ne doit pas être sous-estimé : la possibilité de suppléer à l'absence de réseaux interconnectés, par exemple dans les pays d'Afrique subsaharienne qui ont développé un mécanisme de pay-as-you-go permettant de relier les téléphones portables au système solaire avec une gestion à distance : dès que le consommateur effectue un paiement, le système solaire est opérationnel pour un nombre donné de jours, avant d'être bloqué jusqu'au prochain paiement. Cette une forme de micro-paiement permet d'accéder à l'électricité à moindre coût. Ce faisant, le numérique permet d'attendre le raccordement au réseau encore prohibitif.

En conclusion

Les réseaux électriques seront confrontés à un besoin croissant de flexibilité pour gérer en temps réel l'intermittence de l'offre des renouvelables, la forte volatilité de la demande d'électricité et les besoins de stockage de la mobilité électrique. En l'occurrence, le numérique est un précieux outil pour concilier tous ces objectifs.

Par ailleurs, les réseaux électriques véhiculent une masse considérable d'informations grâce aux applications numériques, en particulier concernant le comportement des consommateurs. Or ces données sont très utiles aux fournisseurs pour élaborer leurs offres commerciales. Mais leur caractère stratégique exige beaucoup de prudence de la part du gestionnaire de réseau dans la diffusion de ce qui peut être public et doit demeurer privé. Il lui faut également se prémunir face aux problèmes croissants de cybersécurité.

Edmond Baranès

On comprend bien comment les technologies du numérique produisent des changements organisationnels mais également dans la gestion des réseaux. Se pose alors la question de la régulation.

Les enjeux réglementaires du numérique dans les systèmes électriques

Ivan Faucheux | Commissaire du collège, Commission de Régulation de l'Énergie

Depuis très longtemps, on nous promet monts et merveilles avec la convergence du numérique et de l'énergie. Force est de constater que cela reste un vœu pieux ! En effet, même si quelques utilisateurs sont très en avance de phase, sur le gros du marché cette convergence n'est pas achevée et est même loin d'avoir produit ses effets.

La régulation d'un système mouvant

Le numérique se caractérise par des temps critiques technologiques qui sont plutôt de l'ordre de l'année, quand le système énergétique s'amortit entre vingt et quarante ans pour les unités de production et sur des durées plus longues encore pour les infrastructures de transport et de distribution.

Dès lors, la régulation du secteur énergétique, qui était sur un temps long, doit s'adapter à celle d'un secteur qui va vite et dont les modèles d'affaires évoluent plus vite encore. Or les principaux objectifs des régulateurs sont la stabilité et la visibilité des règles. Dans ce contexte, plusieurs pays dont la France ont lancé des bacs à sable réglementaires, afin d'expérimenter l'adaptation de la réglementation mais aussi d'assurer le retour d'informations issues de ces expérimentations vers l'ensemble des acteurs.

L'évolution de l'activité des opérateurs – donc de leur régulation

La numérisation modifiera significativement le travail des opérateurs, notamment les acteurs de transport et de distribution. Alors que leur métier consistait jusqu'ici à tirer des lignes et des câbles, ils tendent de plus en plus à devenir des places de marché – ce qui leur impose des transformations numériques majeures et complique la démarche du régulateur. En miroir, en effet, ces évolutions questionnent la capacité du régulateur à comprendre quelle est la bonne maîtrise d'ouvrage et quel est le bon système d'information pour les opérateurs régulés de transport et de distribution.

Nombre de scénarios de transition énergétique insistent quant au fait que le grand gagnant de la transition électrique sera le système électrique. Pour autant, dans tous les scénarios prospectifs, le coût de l'adaptation des usages et de la consommation par le consommateur final est considéré comme nul : cette hypothèse économique est assez audacieuse, et ne s'appliquera pas dans le modèle d'une énergie à prix stable tel qu'il a été construit historiquement. De fait, l'objectif vise à baser les tarifs dynamiques, comme pouvait l'être en son temps tarif EJP/Tempo, non plus sur les congestions du réseau mais sur les déséquilibres offre/demande liés à l'intermittence des énergies renouvelables. Un véritable changement de logiciel de la régulation s'avère donc indispensable.

La France a fait le choix d'un système de régulation qui responsabilise les fournisseurs vis-à-vis du consommateur. De fait, elle considère que les fournisseurs, étant les plus à même de transmettre les informations susceptibles de modifier les usages de consommation, doivent être les acteurs

responsables du changement de comportement des utilisateurs du système électrique. En matière de régulation, un premier choix structurant doit donc être opéré autour de cette question de l'adaptation des usages. Certes, si le numérique peut aider à prédire le vent ou l'ensoleillement, il ne peut pas les modifier. En revanche, c'est un vecteur très puissant de modification des comportements et des usages – le smartphone en témoigne. Mais on ignore encore comment s'y prendre dans le domaine de l'énergie.

Vers un nouveau modèle économique

Avec le numérique, le coût marginal de l'unité produite supplémentaire est décroissant. Mais dans l'énergie, la formation du prix repose sur la dernière unité introduite, dont le coût est très élevé. En l'occurrence, tout le monde s'accorde à dire que la flexibilité ne trouve pas son modèle économique.

Par ailleurs, le prix final de l'électricité compte trois composantes : le tarif réseau, la fourniture d'énergie et les taxes. Malgré ce prix composite, il convient d'envoyer un signal homogène au client final. C'est possible avec les outils numériques, mais cela ne va pas de soi dans un modèle décentralisé, dans lequel certains déséquilibres offre/demande ne sont en rien liés aux congestions réseau.

Vers un marché de masse

Pour reboucler le scénario de transition énergétique, il est indispensable de passer à un marché de masse. Or la grande majorité des consommateurs se représentent le système électrique comme centralisé, stable et invisible. Pourtant, la transition énergétique nécessite de passer à un système décentralisé, instable et visible. L'effort intellectuel à fournir sera donc élevé.

Pour le régulateur, dont l'objectif n'est pas seulement de calculer des tarifs, mais de donner du sens, le challenge est de taille !

Edmond Baranès

Il est indispensable de développer des innovations plus spécifiques et adaptées, notamment sur la dimension « habitude des consommateurs ». En l'occurrence, l'action publique se décline de différentes manières dans ce domaine. Un bon exemple en est donné dans le Cluster 5 du Programme Horizon Europe.

Le programme Horizon Europe et le cluster « Climat, énergie, mobilité »

*Annabelle Rondaud | Déléguée française au Comité de Programme à Horizon Europe, Cluster 5
« Climat, énergie, mobilité », ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation*

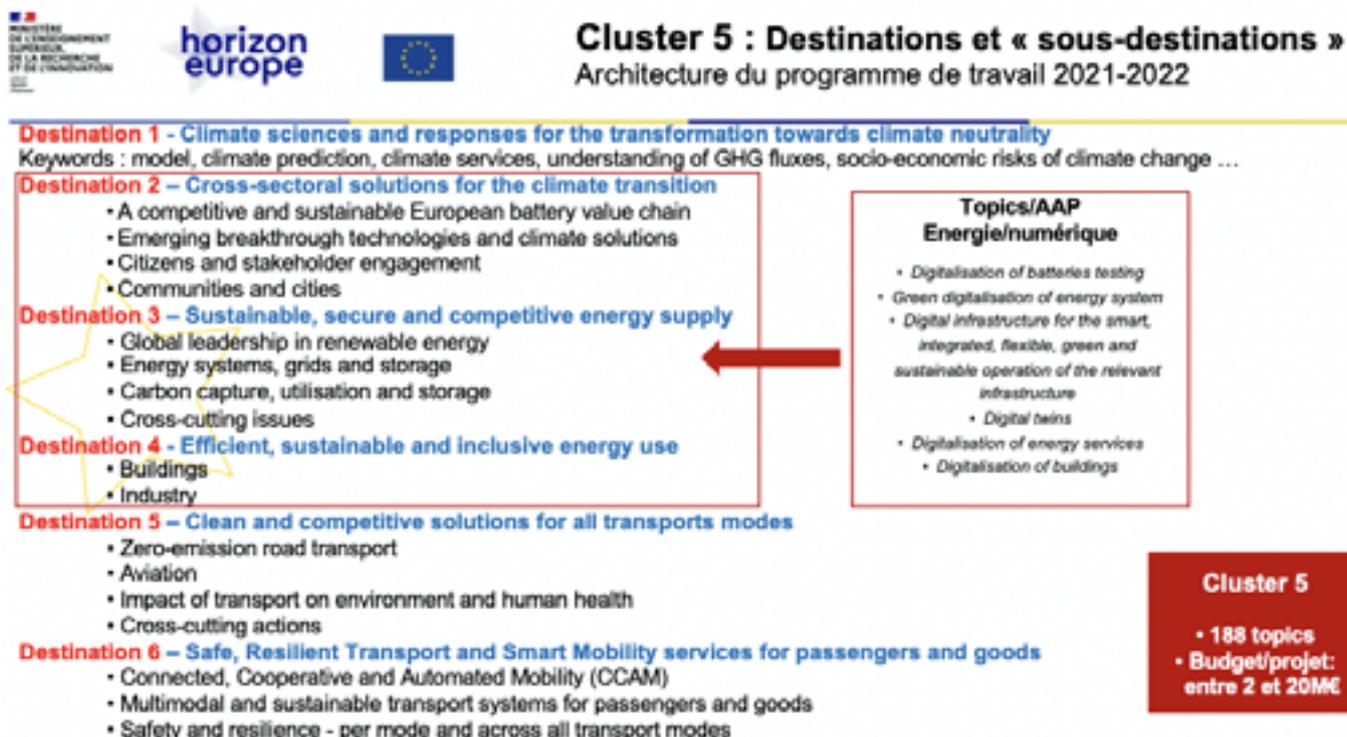
Horizon Europe prend la suite d'H2020, depuis le 1er janvier 2021 et pour une durée de sept ans. C'est à coup sûr le programme le plus ambitieux de financement de la recherche et de l'innovation au niveau européen. Il vise quatre objectifs :

- renforcer les bases scientifiques et techniques de l'Union européenne ;
- stimuler sa compétitivité, y compris celle de son industrie ;
- concrétiser ses priorités politiques stratégiques, qui s'incarnent à travers le Green Deal ;
- contribuer à répondre aux problématiques mondiales environnementales, climatiques, énergétiques, etc.

Ce programme, dense, dispose d'un budget de 95,5 milliards d'euros sur sept ans. Il s'articule autour de quatre grands piliers, notamment celui des défis sociétaux (pilier II) qui bénéficie de la moitié du budget global, dont 15 milliards d'euros pour le Cluster 5 « Climat, énergie, mobilité ». Il est encadré par le Green Deal et notamment son objectif de transition verte et numérique.

Architecture du programme de travail 2021-2022

Le Cluster 5 s'articule autour de six chapitres, dits destinations.



Les projets relatifs à la transformation numérique des systèmes électriques relèvent principalement des destinations 3 et 6.

Le programme de travail établissant les appels à projets 2021-2022 a été publié durant l'été 2021. Il contient 188 appels à projets – chacun pouvant financer un ou plusieurs projets. En général, la fourchette de financement d'un projet est comprise entre 2 et 20 millions d'euros.

Appels à propositions

Les appels à projets sont prescriptifs, cela signifie qu'il faut répondre à des objectifs précis. Ils sont également collaboratifs. Y répondre impose de constituer un consortium d'au moins trois entités différentes, de trois États membres ou associés. Toute entité légale est éligible, mais seules celles qui sont situées sur les territoires des États membres et associés peuvent recevoir un financement, sauf exception.

Participer à un projet Horizon Europe présente plusieurs avantages :

- constituer un réseau,
- développer sa notoriété,
- bénéficier d'une subvention pouvant aller jusqu'à 100 % des coûts éligibles ; à cela s'ajoutent les coûts indirects, qui sont un taux forfaitaire de 25% des coûts directs La subvention est versée à environ 70 % dès la signature du grant agreement, le reste au fur et à mesure du projet.

Il convient également de noter que les règles de participation resteront identiques durant les sept ans du programme.

Dans le cadre d'Horizon 2020, le taux de succès européen était de 12 %, mais le taux français dans le domaine des énergies était aux alentours de 20 %.

Des informations utiles sont diffusées sur le site de la Commission européenne, le site français Horizon Europe du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation. Plusieurs points contacts nationaux (PCN) existent également : pcn-climat-energie@recherche.gouv.fr pour les questions relatives au Cluster 5 et pcn-jurfin@recherche.gouv.fr pour les questions juridiques et financières.

Échanges

Jean-Michel Glachant

Ivan Faucheux a montré à quel point les innovations à venir seront fortes, pour ne pas dire disruptives – sans que personne ne sache très bien ce qu’elles apporteront. Dans ce contexte, le régulateur aimerait jouer un rôle. Mais est-ce son métier de prendre des risques et de créer tant de nouveautés dont on ne sait pas qui en bénéficiera, quand et comment ? D’où le compromis des bacs à sable réglementaires.

Par ailleurs, il faut se méfier de tirer un trait sur les technologies de base du système électrique – le nucléaire, par exemple, est parfaitement conciliable avec toutes les technologies les plus avancées. Certes, cela ne garantit pas que les citoyens le comprennent et soient d’accord. La question est ouverte, et sa réponse dessinera l’avenir : si l’on ne parvient pas à mettre en place une consommation interactive et réactive, prenant pleinement en compte toutes les caractéristiques nouvelles du secteur électrique dans la production (intermittence des renouvelables) et dans la consommation (fragmentation), la transition énergétique sera bien difficile voire impossible à concrétiser

Edmond Baranès

La question du changement des habitudes de consommation est très importante.

Ivan Faucheux

Le comité de prospective de la CRE s’intéresse de près aux sujets comportementaux, ainsi qu’à la nécessaire amélioration de l’information du consommateur – sujets loin d’être simples. Il sera notamment très compliqué de faire évoluer la représentation du système électrique, dans la mesure où ses caractéristiques actuelles sont plus rassurantes que celles qui seront proposées au consommateur final.

Qui plus est, si le numérique décentralise les actions et les transactions, la régulation du système français repose sur le principe de la péréquation territoriale. Or envisager une régulation territoriale, c’est faire un pas vers la dépéréquation. Ce sujet est d’une lourdeur extrême. Pour le dire autrement, la perspective d’une décentralisation de la régulation énergétique interroge fondamentalement notre vision de la République, une et indivisible. Cette ligne rouge ne saurait être franchie qu’avec un nombre de précautions infinies. En tout état de cause, ce n’est pas un débat de techniciens uniquement.

Jacques Percebois

L’hypothèse est faite que les consommateurs sont rationnels. Mais nombre d’entre eux sont en situation de précarité à la fois énergétique et numérique. Cet élément mérite d’être pleinement pris en compte dans le mécanisme de la régulation.

Jean-Michel Glachant

La France a construit un service public de l’éducation, de la santé ou de l’eau, sans pour autant éliminer le secteur privé qui rend un service public. Ce n’est donc pas perdu d’avance pour le secteur électrique. Cela étant, l’incompréhension est totale tant les nouveautés qui pourraient s’y appliquer sont nombreuses. Dans ce contexte, peut-être est-ce davantage le rôle des acteurs sociaux que celui du régulateur de changer les perceptions pour accélérer la transition énergétique. C’est même leur devoir absolu. Si aucun acteur social n’est intéressé par le changement des perceptions de nos citoyens quant à notre avenir, cet avenir sera tel qu’il aura été décidé par le Conseil de l’économie, le Conseil des mines ou les dirigeants d’EDF.

De la salle

L'an dernier, le CESE a rendu un avis sur l'impact des infrastructures linéaires de réseaux sur l'économie français. L'un des principaux débats dans le cadre de son élaboration a concerné la péréquation. In fine, le principe de péréquation a été réaffirmé, l'énergie étant considérée comme une fonction essentielle.

Par ailleurs, au-delà de la question de la capacité, il importe de réfléchir au service que l'on veut rendre. En l'occurrence, la difficulté du régulateur réside dans l'équilibre à trouver entre son rôle initial – garantir l'équité entre les acteurs – et son rôle politique de définition du service à rendre au consommateur final.

Ivan Faucheux

Le régulateur ne fait pas de politique, mais il ne s'interdit pas de dire ce qu'il pense. C'est même la condition de son indépendance. En tout état de cause, il ne nous appartient pas de franchir une ligne rouge – en faisant évoluer le mode de régulation – sans le dire et sans alerter les acteurs du système.

Jean-Michel Glachant

Certes, nous avons un service universel d'accès à l'électricité et de garantie de la consommation électrique. Mais le consommateur a tout à fait le droit de réduire sa consommation. La preuve est dans la loi européenne, qui interdit d'interdire aux agrégateurs de faire ce qu'ils veulent – et ce, sans avoir à demander d'autorisation aux fournisseurs.

Le véhicule électrique, par exemple, va bien au-delà du service universel d'accès à l'électricité : les personnes qui ont les moyens d'en avoir un n'ont pas le droit de le gérer. On peut gérer sa maison, son téléphone etc., mais on ne peut pas gérer l'électricité que l'on produit ! Avoir le droit de le faire ne porterait pourtant pas atteinte au service universel.

De la salle

Alors que le financement additionnel proposé par la Commission pour Horizon Europe a été coupé significativement, le budget du Cluster 5 ne risque-t-il pas d'être faible au regard des objectifs Climat ?

Annabelle Rondaud

Le budget global est d'autant plus important que depuis le Brexit, il n'y a plus la part du Royaume-Uni. Pour ce qui concerne les énergies (Cluster 5), le budget est constant voire légèrement supérieur à celui du programme précédent.

De la salle

Vous n'avez pas beaucoup parlé de sécurisation et de cybersécurité. Est-ce un enjeu majeur ou secondaire ? Par ailleurs, quel back-up envisager en cas de défaut du numérique ?

Ivan Faucheux

Dans le système énergétique, les opérateurs confrontés aux flux et aux produits physiques sont ceux du transport, de la distribution et de la production, c'est-à-dire un monde professionnel. La question de cybersécurité qui se pose est donc celle d'une cybersécurité professionnelle. À cet égard, faire savoir tourner un système 24/24h avec un ajustement rapide et des déviations très faibles n'est pas un enjeu – majeur ou secondaire – mais le cœur de métier de ces opérateurs. Cette exigence imposée au système énergétique ne l'est d'ailleurs pas au système numérique, qui ne s'écroulera pas en raison de baisses de débit d'internet même significatives.

De la salle

L'électricité est un bien essentiel, a fortiori avec le changement climatique et l'électrification croissante de la société. L'Allemagne et l'Angleterre prévoient d'ailleurs un doublement de la consommation électrique à l'horizon 2050. Aussi faut-il se méfier des scénarios de stagnation

voire de réduction de la consommation d'électricité, qui feraient peser de fortes contraintes sur la société. Mais il faut aussi faire attention aux scénarios de 100 % d'énergies variables intermittentes sans nucléaire. Certes, le numérique pourrait stabiliser le réseau grâce à certains développements de R&D. Mais le résultat de la R&D n'est pas prévisible. Ces scénarios font peser des risques déraisonnables eu égard à l'importance de l'électricité pour la société.

Jacques Percebois

En effet, le numérique ne réglera pas le problème de l'intermittence des renouvelables. Cela pose la question du seuil de renouvelables à fixer dans un mix électrique. Le stockage à court terme pourrait être une solution, mais la véritable difficulté concernera le stockage intersaisonnier. Nous avons besoin de centrales pilotables, pour un réseau interconnecté. Or si l'on refuse le nucléaire, il faut passer par des centrales thermiques.

Table ronde 2 « Nouveaux modèles économiques et réorganisation des acteurs »

Modération : Éric Brousseau | Directeur scientifique, Chaire Gouvernance et Régulation & Club des Régulateurs, Université Paris Dauphine-PSL

Modèles économiques et nouveaux modèles de tarification associés au numérique

Claude Crampes | Professeur émérite, École d'Économie de Toulouse

Sur tous les marchés, les économistes attendent des prix qu'ils remplissent certaines fonctions, notamment celle d'orienter les décisions des acteurs décentralisés afin d'équilibrer les marchés de façon efficiente. Dans l'industrie électrique, du fait des possibilités réduites de stockage, l'équilibrage injection/soutirage est effectué en temps réel. Alors que les coûts de production des centrales pilotables varient fortement selon les heures, les jours et les saisons, attendre qu'un signal ressorte de l'hétérogénéité des technologies pour orienter et piloter la demande s'avère particulièrement difficile.

La tarification dynamique

Il ne s'agit plus de faire des estimations de coût marginal, comme par le passé, mais de trouver des informations sur les prix des marchés de gros. Grâce à la numérisation, c'est désormais possible pour tout un chacun. Une tarification dynamique peut donc être effectuée par les fournisseurs. Elle existe d'ailleurs déjà, même indirectement, dans quelques pays comme l'Espagne où le tarif régulé est indexé sur le prix du marché de gros et où ceux qui veulent en sortir doivent en faire la demande - paradoxalement, ce sont les contrats commerciaux hors régulation qui proposent des prix fixés.

Depuis 2019, une directive européenne contraint les opérateurs qui comptent au moins 200 000 clients au sein de l'Union à proposer au moins un contrat avec tarification dynamique. Plusieurs effets vertueux sont attendus de ce mécanisme, à commencer par l'aplanissement de la courbe de charge. Toutefois, pour éviter que les consommateurs se retrouvent ex-post avec des factures plus élevées comme cela s'est produit au Texas l'hiver dernier, la CRE prévoit un plafonnement de la facture à deux fois le montant qui aurait été obtenu avec le tarif officiel.

Orienter le comportement des consommateurs

Le comportement des consommateurs dépend de l'élasticité (directe et croisée) de la demande d'électricité, mais aussi des élasticités dérivées de la demande d'équipements. De fait, on ne consomme pas d'électricité en tant que telle, mais des services dérivés des équipements d'électricité.

Le principe de la tarification en fonction de la date est assez facile à appliquer dans certains secteurs. Ainsi, tout le monde accepte de payer plus cher une location sur la Côte d'Azur en été qu'en hiver. Pour l'électricité, qui est consommée de façon continue, l'acceptation de prix variables est en revanche plus compliquée. Elle se heurte alors à la « malédiction du triptyque SVP » : savoir, vouloir, pouvoir. En l'occurrence, la numérisation peut aider à résoudre le problème, partiellement du moins.

Savoir

Avec l'invasion des téléphones portables, tout le monde peut savoir quasiment en temps réel quel est le prix de l'électricité. Mais la situation devient plus compliquée quand il s'agit d'appliquer ce savoir.

Vouloir

Si un gros consommateur comme un industriel, un hypermarché ou un hôpital peut déléguer quelqu'un pour surveiller en permanence l'évolution des prix et décider de fermer certains postes de consommation d'électricité, le consommateur lambda ne saurait passer son temps à comparer les prix pour décider qu'il est prêt à payer. En Espagne, l'actuel système de prix a d'ailleurs donné lieu à plusieurs manifestations – avec des slogans comme « La nuit est faite pour se reposer, pas pour faire du repassage! ».

Au total, disposer d'informations sur les prix sans pouvoir s'en servir s'avère très frustrant et explique le refus des consommateurs. Il faut donc trouver le moyen de se détacher de l'aspect purement informationnel, pour passer à l'étape de la décision de s'adapter ou pas.

Pouvoir

Une solution peut consister, pour les petits consommateurs, à déléguer la décision aux fournisseurs. Grâce aux outils numérisés, on peut décider de brancher ou débrancher l'air conditionné en fonction des prix proposés par les fournisseurs, par exemple, comme cela se pratique dans certains États américains. L'objectif vise à déployer ces possibilités, pour ne plus les réserver à une minorité et renforcer l'efficacité du mécanisme.

Le modèle du service prioritaire

Dans ce modèle théorique intéressant, qui pourrait faire l'objet d'un bac à sable du régulateur, les fournisseurs proposent des menus de contrats, dans lesquels le prix de la fourniture de services d'électricité croît avec la probabilité d'être servi : le consommateur qui veut absolument être servi paie un prix plus élevé, tandis que celui qui accepte l'éventualité d'une interruption paie un prix plus bas.

Ce modèle présente plusieurs avantages :

- théoriquement, il peut s'appliquer à tous, contrairement au modèle de RTE destiné aux plus gros consommateurs,
- la surveillance des prix est déléguée aux vendeurs,
- cet auto-rationnement assumé est efficace dans la mesure où il repose sur les préférences annoncées des consommateurs, contrairement aux délestages traditionnels qui s'appliquent à des quartiers entiers indépendamment des besoins des uns et des autres,
- les outils numériques permettent de moduler les degrés de priorité,
- la connaissance des contrats souscrits permet d'éclairer les décisions d'investissement des vendeurs,

- la possibilité pour l'État d'entrer dans les menus et de financer une partie des services pour accroître la priorité de certains consommateurs, notamment les plus précaires.

Pour autant, ce modèle a aussi des coûts :

- la complexité de la prise de décision pour le consommateur,
- la nécessaire installation de systèmes numériques,
- la perception de la non-fourniture comme une sanction,
- le risque de changement de préférence après la signature du contrat.

En conclusion

Grâce aux outils numériques, les contrats à service prioritaire sont techniquement réalisables. Ils sont moins agressifs que les contrats indexés sur le marché de gros, puisque la modulation est acceptée à l'avance et pas subie ex post. Pour autant, il importe qu'ils soient bien encadrés par les autorités de la concurrence et le régulateur sectoriel, pour éviter les risques de manipulation par les opérateurs.

Agrégateurs et offre de flexibilité... Nouveaux métiers ?

Pierre Bivas | Fondateur & CEO, Voltalis

Voltalis entend piloter les consommations et aider les consommateurs – y compris diffus et résidentiels – à mieux utiliser l'électricité grâce aux technologies de l'internet. De fait, ce ne sont pas les consommateurs qui consomment l'électricité, mais les appareils. En l'occurrence, le numérique permet une vigilance de chaque instant.

Le boîtier Voltalis pilote au plus près la consommation des appareils en les commandant individuellement. Ce boîtier de septième génération permet de cibler des services et des usages spécifiques pour éviter le délestage global. C'est d'autant plus intéressant qu'un nombre croissant d'usages sont flexibles.

Au Royaume-Uni, l'objectif d'installation de centaines de milliers de pompes à chaleur par an représente des gigawatts de capacité flexible sous réserve de la capacité à les connecter entre elles et à les piloter à distance.

Les principaux enjeux

Tout le monde suppose que la consommation sera transformée massivement et sans coût. Toutefois, pour un opérateur comme Voltalis, le coût d'installation et de fonctionnement des boîtiers n'est pas nul. Il convient donc de se demander, y compris collectivement, à quelles conditions il en vaut la chandelle.

En tout état de cause, la transition énergétique impose de rendre la demande flexible à grande échelle. En l'occurrence, c'est tout à fait possible. Il y a cinq ans, une étude de la Commission européenne évaluait à 160 GW les capacités flexibles en Europe à l'horizon 2030 et estimait que l'essentiel de la croissance de ce potentiel viendrait des secteurs diffus, notamment avec les véhicules électriques et les pompes à chaleur.

Alors que le potentiel technique existe, il faut le raccorder – ce qui impose de trouver un modèle économique à moindre coût pour payer l'activité d'installation et de pilotage des consommations pour répondre aux besoins du système.

Quel(s) modèle(s) économique(s) ?

Un premier modèle repose sur le présupposé que les consommateurs achèteront des automates qu'ils installeront chez eux pour piloter leur consommation en fonction d'un signal tarifaire. Si intéressant soit-il, il se heurte toutefois à quelques limites. Ne serait-ce que parce qu'il faut que le consommateur prenne la décision de dépenser de l'argent – avec une perspective de retour assez vague et une faible compréhension du mécanisme.

Pourtant, le bénéfice de cette flexibilité serait partagé par tous les consommateurs. Ainsi, si 30 % des Français rendaient l'essentiel de leur demande flexible, cela apporterait un grand service à l'ensemble du système électrique européen. C'est peut-être une clé de résolution du problème économique : au lieu de convaincre les consommateurs de prendre la décision de payer l'automatisation, l'autre modèle retenu jusqu'ici à l'international est la valorisation de la flexibilité à l'intérieur du système de prix.

Ce modèle impose que les effacements soient vendus sur les marchés comme une alternative à la production. L'idée est bonne : si on ne consomme pas, il n'est pas besoin de produire. Elle est également assez simple à comprendre. En revanche, les fournisseurs ne sont pas très favorables à l'idée que les consommateurs puissent décider de ne pas consommer – donc ne pas payer. Le challenge consiste donc à permettre à la flexibilité de se développer à grande échelle sans que les fournisseurs se sentent trahis.

Pour procurer aux opérateurs d'effacement des revenus qui leur permettent d'investir dans des boîtiers afin que ce soit gratuit pour les consommateurs, lesquels pourront alors aisément apporter de la flexibilité, le modèle international consiste à considérer que le MW d'effacement – celui qu'on évite de consommer – vaut le même prix que celui qui n'a pas été produit à la place. Ce gain de baisse des prix concerne tous les acteurs, à commencer par les fournisseurs qui ne sont plus exposés à la volatilité, mais aussi aux consommateurs.

Aux États-Unis, ce modèle est dit du net benefit

La France a soutenu cette approche dans le cadre de la démarche européenne, tout en décidant de s'orienter vers un autre modèle : celui de la subvention de la mise en place des capacités, en investissant dans les boîtiers suite à appels d'offres. Or dans le mécanisme français d'appels d'offres, la demande est administrée. Dans le modèle international, en revanche, le marché est ouvert donc plus dynamique. Qui plus est, les appels d'offres reposent sur la mise en place de capacités disponibles, sans garantie qu'elles seront effectivement utilisées – or elles n'apportent un service et évitent les pics de prix que lorsqu'elles sont utilisées.

D'aucuns affirment que le modèle français sera plus efficace et plus rapide. D'autres, en revanche, estiment que tel est le cas de l'approche du net benefit.

En conclusion

Les objectifs visés par Voltalis sont la simplicité et la gratuité pour les consommateurs, afin que la flexibilité se concrétise rapidement et à grande échelle. Les choses avancent et il y a tout lieu de se montrer optimiste. Nous ne sommes plus dans un bac à sable mais sur de vrais marchés, en France et dans plusieurs pays européens !

L'intégration des véhicules électriques au système électrique

Yannick Perez | Professeur d'économie, CentraleSupélec

Les véhicules électriques ne sont pas des ballons d'eau chaude ! D'une part, ils consomment beaucoup moins. D'autre part, ils sont plus intelligents by design : si un signal on/off suffit pour les ballons d'eau chaude, un dispositif numérique plus développé est indispensable pour les véhicules électriques, avec une infrastructure de recharge, des agrégateurs, des signaux, des normes, etc. Et pour cause, un véhicule électrique peut faire bien plus qu'un ballon d'eau chaude.

Développer le vehicle-to-grid (V2G)

Sa capacité de stockage et de réaction en temps réel aux fluctuations rend le véhicule électrique très utile, par exemple pour faire du V2G grâce au smart charging, donc pour délivrer un service valorisable (de l'effacement diffus avec une capacité de stockage) grâce à l'écrêtage.

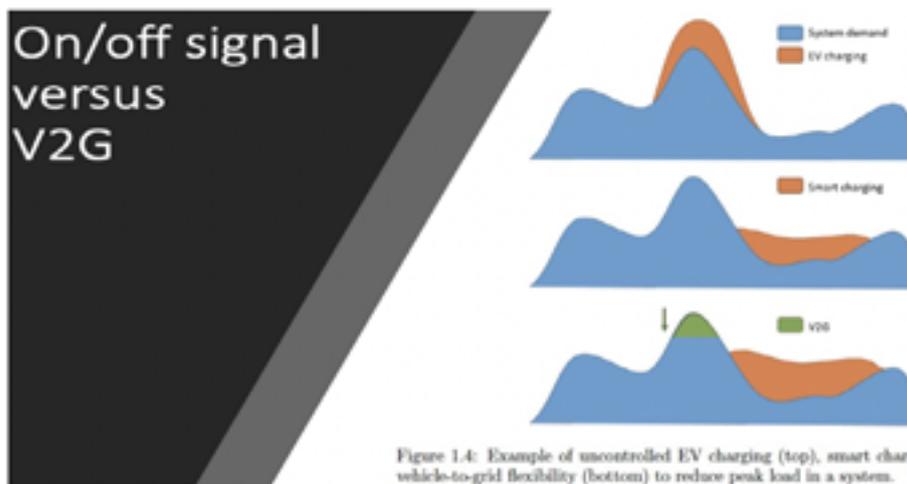


Figure 14: Example of uncontrolled EV charging (top), smart charging (middle), and vehicle-to-grid flexibility (bottom) to reduce peak load in a system.

Ce faisant, on peut aussi accroître les revenus en décidant à qui vendre le service du V2G : aux agrégateurs, aux utilities (réseaux de distribution ou de transport) et/ou aux consommateurs.

Du V2G au vehicle-to-everything (V2X)

Le service existera là où il y aura des incitations économiques – y compris derrière le compteur.

A Wholesale	Demand Response-Wholesale	• Manages high wholesale price or emergency conditions on the grid by calling on users to reduce or shift electricity demand
	Energy Arbitrage	• Allows storage of inexpensive electricity to sell at a higher price later (includes only wholesale electricity purchase)
	Frequency Regulation	• Provides immediate (4-second) power to maintain generation-load balance and prevent frequency fluctuations
	Resource Adequacy	• Provides capacity to meet generation requirements at peak loading in a region with limited generation and/or transmission capacity
	Spinning/Non-Spinning Reserves	• Maintains electricity output during unexpected contingency event (e.g., an outage) immediately (spinning reserve) or within a short period (non-spinning reserve)
B Utility	Distribution Deferral	• Provide extra capacity to meet projected load growth for the purpose of delaying, reducing or avoiding distribution system investment in a region
	Transmission Deferral	• Provide extra capacity to meet projected load growth for the purpose of delaying, reducing or avoiding transmission system investment
	Demand Response-Utility	• Manages high wholesale price or emergency conditions on the grid by calling on users to reduce or shift electricity demand
C Customer	Bill Management	• Allows reduction of demand charge using battery discharge and the daily storage of electricity for use when time of use rates are highest
	Backup Power	• Supplies power reserve for use by Residential and Commercial users when the grid is down

Certes, les investissements ne sont pas les mêmes : 857 euros au maximum pour un ballon d'eau chaude, contre 130 000 euros pour le modèle S de Tesla. Mais il existe des véhicules électriques moins chers !

En conclusion

En conclusion, il existe plusieurs usages du véhicule électrique pour les utilities :

- business as usual,
- exploration de use case (75 expérimentations de V2G sont en cours dans le monde pour offrir des services de réglage de fréquence ou de tension, ou encore des déplacements d'investissements),
 - du déploiement commercial pour les flottes BtoB (DREEV en France ou Octopus au Royaume-Uni), d'autant que passer de « payer l'essence » à « être payé pour rouler gratuitement » est un argument qui fonctionne plutôt bien,
- entrée de nouveaux entrants sur le marché.

Tesla, par exemple, entend devenir fournisseur d'énergie au Texas, en faisant de chaque maison une centrale décentralisée de production. Si une telle évolution voyait le jour en France, il serait difficile d'expliquer aux personnes concernées que la péréquation tarifaire doit rester l'alpha et l'omega du monde de l'énergie... : faudra-t-il les considérer comme des consommateurs ou des producteurs ? Faudra-t-il leur faire payer le Turpe lorsqu'ils déplaceront leur véhicule électrique et si oui, comment ?

Une chose est sûre, si l'on ne réfléchit pas aux problèmes, ils continueront d'exister !

Transformation du système électrique et opportunités pour le consommateur

Romain Verdier | Directeur Energy Management Europe, TotalEnergies

Plusieurs freins réglementaires sont à lever pour que la transformation du système électrique bénéficie pleinement au consommateur.

Le stockage des données

En France, le principal véhicule de données numériques est le compteur Linky. La question qui se pose au fournisseur est celle de l'utilisation de ces données. L'un des enjeux, pour répondre aux attentes des consommateurs, est de proposer une offre de fourniture à un tarif adapté à leurs usages et leur consommation. En l'occurrence, le compteur Linky permet d'aller à une maille plus fine que les compteurs classiques.

Toutefois, des freins réglementaires existent, notamment s'agissant du stockage des données. Pour proposer une offre adaptée, il est nécessaire de se fonder sur des historiques – avec au minimum un pas annuel, en matière d'électricité. Or le compteur Linky n'ayant pas de mémoire suffisante, l'historique est nécessairement restreint et certaines approximations sont à craindre. Aussi s'avère-t-il nécessaire de changer le décret pour permettre un enregistrement automatique des seuils de consommation dans le compteur, de sorte que le consommateur puisse, s'il le souhaite, donner accès à ses données aux fournisseurs pour se voir proposer de nouveaux services voire de nouvelles offres fourniture.

L'utilisation des données

La question de l'insertion des véhicules électriques dans le réseau électrique est importante. Une économie très significative est attendue, en termes de consommation de carburant – même si l'économie globale sera difficile à atteindre avec la hausse des prix de l'électricité. En tout état de cause, il y a un vrai intérêt à ce que la recharge des véhicules soit faite au meilleur moment, c'est-à-dire quand l'électricité coûte le moins cher.

Mais au-delà du coût, il faut aussi une acceptation des usagers, qui attendent avant tout un niveau de batterie suffisant pour leur usage. Pour permettre une optimisation raisonnée et rationnelle à tout point de vue, il est indispensable que celle-ci se fasse en connaissance de cause, en particulier des capacités de recharge de la batterie au moment où le véhicule est branché. Or si cette donnée existe, elle n'est actuellement pas utilisable par le consommateur : il peut la voir, mais pas la transmettre à son fournisseur ou à d'autres acteurs. Il s'agit là d'un frein réglementaire qu'il semble important de lever.

L'effacement de consommation

L'utilité et la valeur d'une rémunération de la flexibilité de certains usages font relativement consensus. L'enjeu consiste donc à trouver un market design satisfaisant, pour ne pas compromettre l'architecture du système électrique et des liens contractuels qui existent entre tous les acteurs.

La France a fait le choix – plutôt satisfaisant – de rémunérer les effacements par la disponibilité. Mais les appels d'offres de capacité ne sont pas adaptés au marché de masse, diffus. De fait, ils ont été historiquement désignés pour les investissements industriels. Ils sont annuels, par exemple, tandis que les dispositifs installés chez les consommateurs nécessiteraient des appels d'offres pluriannuels.

Échanges

Pierre Bivas

La comparaison entre le fonctionnement du ballon d'eau chaude et celui du véhicule électrique, si intéressante et parlante soit-elle, n'en reste pas moins biaisée : pour qu'un ballon d'eau chaude apporte un service au système électrique, il faut aussi le connecter et faire intervenir un agrégateur – sans que cela rende le ballon d'eau chaude beaucoup plus cher. Les millions de ballons d'eau chaude et les millions de véhicules électriques à venir pourront donc être utilisés. En l'occurrence, Voltalis le fait déjà en pilotant déjà plus d'un million d'équipements électriques en temps réel dans le diffus, après avoir fait sauter le verrou technologique initial.

Qui plus est, une directive européenne de 2019 autorise à vendre le demand response à partir de tout usage flexible, par exemple le véhicule électrique, comme une alternative à la production d'électricité. Des dizaines voire des milliers de consommateurs regroupés dans un agrégateur peuvent le faire sans autorisation préalable du fournisseur – lequel peut aussi devenir agrégateur de flexibilité. Nous n'en sommes donc plus au stade du bac à sable.

Enfin, je m'associe aux remarques de Romain Verdier pour espérer que des améliorations voient le jour rapidement.

De la salle

Le Turpe ne concerne pas le déplacement des électrons via un véhicule électrique, mais l'usage des réseaux de transport et de distribution.

Yannick Perez

Imaginons un consommateur qui a installé un panneau photovoltaïque sur son toit, qui absorbe l'électricité ainsi produite dans le véhicule électrique dont il se sert pour aller travailler, et qui restitue cette énergie sur son lieu de travail : il fait le travail d'un réseau de transport et d'un réseau de distribution, puisqu'il déplace des électrons dans l'espace et dans le temps. Je ne suis pas avocat, mais si je l'étais je considérerais que cela plaide. Et, dans ma parfaite mauvaise foi, j'aiderais volontiers quiconque voudrait le plaider !

Claude Crampes

Les opérateurs du réseau de distribution devront être prêts à alimenter les voitures à tout moment, ou à accepter des injections. Cela ne risque-t-il pas d'être problématique ?

Yannick Perez

Je ne dis pas qu'il n'y aura pas de problème, mais que le véhicule électrique n'est pas un ballon d'eau chaude et qu'il faut y réfléchir.

Pierre Bivas

Je distingue plusieurs dimensions. La première est temporelle. Le déploiement des capacités en France doit se décider dès maintenant pour les dix prochaines années. Nous sommes dans une logique de masse à très court terme, pas dans une logique de bac à sable avec 2050 comme horizon.

L'autre dimension est celle du coût. Le stockage d'eau chaude dans des ballons ou de chaleur dans les bâtiments est déjà présent à très grande échelle – qui plus est, c'est le mode de stockage le moins coûteux. Certes, il y aura de plus en plus de véhicules électriques, qui pourront stocker de l'électricité. Mais des capacités de stockage d'énergie existent déjà, ce qui permet d'engager très rapidement des actions à grande échelle (GW).

Enfin, sur le plan technique, il est fréquent d'évoquer les difficultés du service rendu à l'opérateur de réseau à ajuster l'offre (production) et la demande (consommation) en temps réel. Ces difficultés existent, mais elles ne représentent quantitativement presque rien au regard du potentiel mais aussi de la nécessaire flexibilité de la demande. Dès lors, le premier sujet est celui de la contribution de la flexibilité et de l'effacement aux marchés de l'électricité à grande échelle, donc sur les marchés les plus ouverts.

De la salle

Les systèmes de régulation requièrent une architecture lourde, très consommatrice de courant. Ne risque-t-on donc pas de consommer ce que l'on essaie d'économiser grâce à eux ?

Pierre Bivas

Un boîtier Voltalis installé dans un foyer permet d'économiser 15 % de consommation. Le coût d'équipement est nul, grâce à la valorisation de l'effacement. Quant à l'alimentation du boîtier en électricité, son coût est inférieur à un euro par an. L'effet de levier est donc très fort. Le numérique permet de mobiliser des capacités électriques énormes et rapporter beaucoup d'argent. Certes, la flexibilité ne remplacera jamais le nucléaire, mais elle équilibrera le renouvelable en pilotant la demande et elle comptera 10 fois moins cher - et peut-être 50 ou 100 fois moins cher dans quelques années - que ce qu'elle rapporte à l'ensemble des consommateurs.

Éric Brousseau

Le bilan doit aussi être exprimé en réduction d'émissions carbone.

De la salle

Le V2G peut apporter des éléments utiles en termes de flexibilité, mais il ne résoudra pas le problème du stockage inter-saisonnier. Le besoin d'électricité pilotable est élevé.

Jean-Michel Glachant

La question de la numérisation du service public relève de celle, plus large, de la numérisation du secteur public. Le service public est un ensemble de valeurs humaines et sociales que nous plaçons au-dessus de la technologie, des relations de marché, de l'investissement et même de la rentabilité économique. En l'occurrence, dans le cas de la numérisation du service public de l'électricité, la décarbonation - donc l'électrification massive - est une valeur supérieure à mettre en avant dans le long terme, dans l'intérêt de l'humanité. Et si décarboner profondément et rapidement est un service public fondamental, il faut en faciliter la compréhension. Dans cette optique, il serait intéressant de permettre aux établissements publics de calculer leurs émissions de CO2. Mais, à ce stade, les compteurs intelligents sont des capteurs imbéciles, puisqu'ils ne disent ni pourquoi ni quand on a consommé.

Pierre Bivas

Nous utilisons les données très fines sur les foyers que nous avons équipés pour évaluer leur consommation à la fois en argent dépensé et économisé, en KWh et en CO2 émis et économisé grâce à l'effacement.

Par ailleurs, lorsqu'ils sont interrogés, les consommateurs répondent qu'ils ont accepté d'installer un boîtier Voltalis pour plusieurs raisons : l'appétence pour le numérique, les économies attendues et la participation à la transition énergétique - mais aussi, même si ce n'est pas dit explicitement, le coût nul. Il en va de même pour les collectivités qui ont équipé leurs bâtiments publics.

Jean-Michel Glachant

À la Florence School of Regulation, j'ai accepté d'investir dans des capteurs pour comprendre notre consommation et l'optimiser.

Yannick Perez

CentraleSupélec et l'X publient désormais leur bilan carbone détaillé par service voire par étage, ainsi que des recommandations. Par ailleurs, CentraleSupélec a pour projet de développer un V2G.

Luc Rousseau, Conseil Général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies

Des bilans carbone sont également effectués dans les ministères. C'est une bonne chose, sous réserve qu'ils servent ! En l'occurrence, il est de moins en moins intéressant de connaître l'économie d'énergie réalisée, mais plus intéressant de connaître le bilan financier et le bilan carbone ou gaz à effet de serre global, pour la planète. Malheureusement, nous n'avons pas encore réussi à transformer les certificats d'économie énergie en certificats d'économie de gaz à effet de serre

Conclusion

Luc Rousseau | Vice-président du Conseil Général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies au Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique

Chaque année, le Conseil général consacre un grand nombre de ses travaux au numérique et à l'énergie, en s'efforçant de croiser l'expertise scientifique et technologique, l'analyse économique et les enjeux sociétaux et juridiques de la double transition numérique et énergétique.

Nos rapports récents, librement consultables en ligne, portent notamment sur le déploiement de la 5G en France et dans le monde, la consommation énergétique du numérique, l'évaluation de la gestion par l'opérateur orange de la part du 2 juin 2021, la décarbonation des entreprises françaises, les plateformes d'accélération vers l'industrie du futur de numérique, les opportunités offertes par le RGPD aux entreprises françaises, l'impact du projet de règlement e-Privacy, la cyber-résilience, les besoins et les offres de formation aux métiers du numérique ou encore le Big Data dans l'administration. Cette année, par ailleurs, nous aurons abordé au travers de nos revues des sujets aussi divers que « faire confiance au temps du numérique », « réponses numériques à la crise sanitaire », « l'enseignement et la formation dans la transition écologique et sociétale » ou encore « quelle finance pour une économie durable ? ».

La « numérisation » des problématiques du secteur énergétique s'est fortement accélérée ces dernières années, et ce en raison de deux phénomènes distincts : d'une part, la numérisation croissante des modes de production, de commercialisation et de distribution d'énergie ; d'autre part, les besoins croissants en énergie que suscite le développement du numérique. Ces deux phénomènes ne jouent pas dans le même sens sur la transition énergétique. Si le numérique est indéniablement l'un des outils à privilégier dans la lutte contre le changement climatique, la question de son empreinte environnementale alimente voire agite régulièrement le débat public avec, au centre des discussions, la neutralité carbone des centres informatiques et les efforts déployés en matière d'écoconception des services et des infrastructures numériques ou numérisés.

Avec l'équipe d'Éric Brousseau, il nous a paru utile de concentrer ce colloque sur l'impact du numérique dans le secteur énergétique, qui est celui dans lequel se produisent les changements les plus remarquables. En effet, les systèmes électriques sont considérablement remis en question par le numérique. Les transformations sont multiples et modifient leur organisation et leur gestion, ainsi que celles des agents économiques. L'un des changements les plus notables est certainement celui lié au développement des Smart Grids, ces réseaux intelligents qui intègrent de nombreuses technologies numériques. Ils apparaissent comme des outils incontournables pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique et atteindre les objectifs fixés en matière de décarbonation.

Les technologies numériques permettent aux gestionnaires de réseaux d'améliorer leur efficacité. Des outils numériques bien intégrés favorisent l'optimisation des réseaux traditionnels. C'est le cas des innovations techniques qui, grâce à la production et à l'exploitation des données, offrent une flexibilité accrue et améliorent ainsi les mécanismes d'équilibrage. C'est aussi le cas des jumeaux numériques, qui sont amenés à jouer un rôle important dans l'optimisation des systèmes. D'autres équipements, comme les compteurs intelligents et diverses solutions numériques, aident à mieux mesurer et contrôler la consommation énergétique, permettant ainsi l'évolution des comportements des consommateurs finaux. Ils rendent possibles des tarifs modulés en fonction de la demande globale d'énergie, donc des économies d'investissement et une meilleure résilience aux phénomènes de pointe de consommation, y compris une réduction de leur impact carbone.

La régulation de l'électricité doit s'adapter pour faire face aux nouveaux enjeux liés notamment à l'émergence de nouveaux modèles économiques chez les acteurs traditionnels. Avec la numérisation des systèmes électriques, le régulateur dispose d'une masse de données importantes offrant des possibilités d'amélioration de l'efficacité de la régulation.

Au-delà de la numérisation, l'intégration des technologies numériques dans les systèmes électriques ouvre des perspectives intéressantes dans le cadre de la transition en facilitant l'intégration des énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages comme ceux de la mobilité électrique.

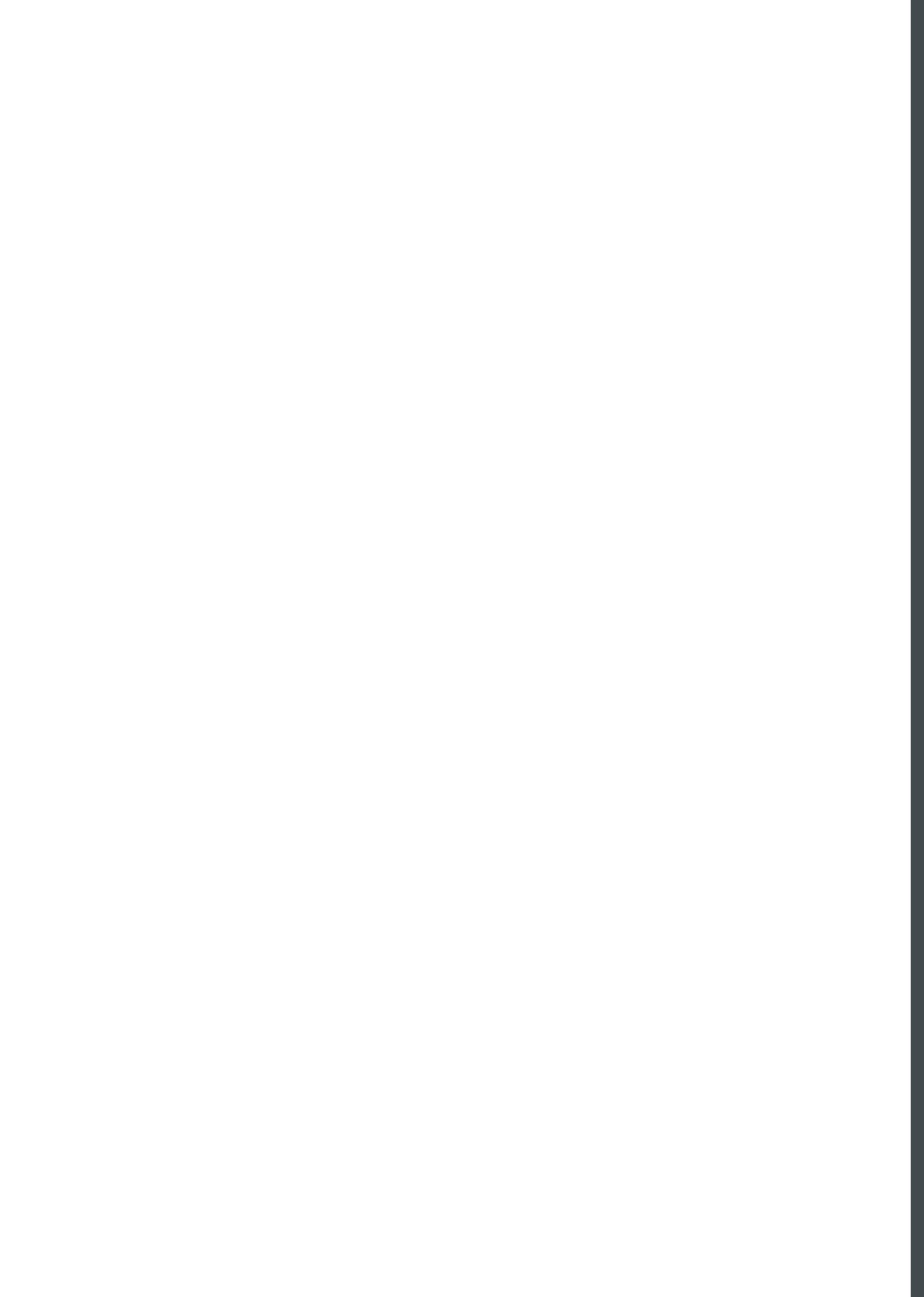
Les réseaux intelligents facilitent ainsi l'insertion des énergies intermittentes dans les réseaux, et une meilleure organisation et gestion des productions plus ou moins décentralisées d'électricité. Le consommateur devient acteur du système. Il peut produire sa propre énergie, l'auto-consommer ou la revendre. La capacité du consomm'acteur à piloter sa consommation d'électricité se traduit par une interdépendance entre la consommation et la production. La logique traditionnelle de déséquilibre du réseau est alors modifiée par la décentralisation des systèmes, dont le foisonnement des innovations numériques devrait permettre d'améliorer d'autant plus l'efficacité.

Des micro-réseaux électriques se constituent, permettant d'agrèger des installations de production et de consommation locales pouvant, ou non, être raccordées au réseau de distribution. Les modèles économiques qui accompagnent leur développement prennent des formes diverses. Ils s'appuient généralement sur des plateformes qui organisent les échanges d'électricité en intégrant les technologies numériques les plus récentes, y compris celle des blockchains et l'intelligence artificielle.

Ces évolutions répondent aux exigences de la transition énergétique, mais aussi à une demande d'un niveau d'autonomie accrue des territoires en matière de politique énergétique. S'il est indéniable que les technologies numériques organisent un changement profond des systèmes électriques, il n'en demeure qu'elles ne font rien dans l'appropriation et le consentement des usagers. Or la réussite de la révolution numérique des systèmes électriques repose sur la production et l'exploitation des données, ce qui pose la question de leur protection et du respect de la vie privée.

La sécurité des systèmes est aussi un enjeu important, a fortiori dans un contexte de cybermenaces croissantes et en forte évolution, mais aussi face à l'intensification de la production et de l'exploitation des côtés au sein des systèmes électriques.

Comme les années précédentes, ce colloque illustre la relation complexe entre économie, régulation et évolutions sociétales. Des acteurs de l'économie, des universitaires, des régulateurs et des acteurs privés ont pu réfléchir et échanger sur l'interaction complexe entre numérique et électricité. Cela ne peut que nous stimuler dans cette ligne d'échanges structurés, denses et très enrichissants !





Chaire Gouvernance et Régulation
Fondation Paris-Dauphine
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75016 Paris (France)
<http://chairgovreg.fondation-dauphine.fr>