

## Les systèmes d'énergie transactionnelle

Fatima Amara\*, Bruno Bourliaguet\*,  
Valérie Godin-Tremblay\*, Dany Lussier-Desrochers\*\*

@ 22571

**Mots-clés :** réseaux, électricité, gestionnaire de réseaux, marchés, innovation

*Il existe différents modèles d'intégration des ressources énergétiques renouvelables décentralisées dans les réseaux électriques. Parmi ceux-ci, les systèmes d'énergie transactionnelle (SET) proposent de coupler au réseau physique un réseau transactionnel qui assurera en temps réel un équilibre de l'offre et de la demande. Des marchés locaux automatisés pourraient ainsi se développer, encourageant la transition énergétique et réduisant la facture des consommateurs. Les projets pilotes qui ont testé ce modèle permettent dès aujourd'hui d'appréhender les défis technologiques à surmonter, mais aussi, et peut-être surtout, les questions réglementaires et sociétales que de telles innovations soulèvent.*

### Introduction

Les marchés de l'électricité sont en pleine transition, pour certains en pleine révolution [1, 2]. Deux phénomènes expliquent leurs transformations : les innovations technologiques récentes qui nourrissent un cycle économique de destruction créatrice et la pression sociopolitique pour un développement plus durable, que l'on parle de décarbonation, d'efficacité ou de sobriété énergétiques. La dérégulation des marchés stimule aussi de nouvelles pratiques. En complément de la tarification traditionnelle qui lie contractuellement un client à son fournisseur d'électricité sur la base de tarifs fixes, les tarifications dynamiques se généralisent, que ce soit pour inciter au report de consommation, par exemple pendant les périodes de surconsommation hivernales au Québec, ou pour stimuler la concurrence au bénéfice des consommateurs comme l'autorise

une nouvelle directive européenne. L'adoption des innovations s'accélère, avec soit des innovations incrémentales qui réduisent les coûts des énergies vertes et accroissent leur rentabilité, soit des innovations disruptives, comme les réseaux intelligents ou la technologie de chaînes de blocs. Les ressources énergétiques décentralisées (RED) qui associent hydroélectricité, solaire, éolien ou nucléaire ne sont plus des curiosités expérimentales, mais la nouvelle réalité de nombreux réseaux électriques régionaux ou nationaux. Les industries énergétiques sont entrées de plain-pied dans le  $xx^e$  siècle. Quelle sera la prochaine étape de cette révolution? Les systèmes d'énergie transactionnelle (SET) sont l'une des réponses que l'on peut apporter à cette question. Après avoir expliqué les particularités de ces systèmes, nous allons brosser un portrait succinct d'une dizaine de bancs d'essai, et rapporter les conclusions qui ont été tirées de telles expérimentations. Le lecteur intéressé à approfondir le sujet pourra consulter les références rassemblées dans le Tableau 1. Une analyse critique des défis réglementaires et sociétaux que devront surmonter

\* Hydro-Québec.

\*\* Université du Québec à Trois-Rivières (cf. biographies p. 75-76).

de tels systèmes s'ils devaient se diffuser localement, voire se généraliser, viendra compléter ce portrait.

## Les systèmes d'énergie transactionnelle

Les innovations en termes d'intégration des ressources énergétiques, de contrôle de charges, les réseaux numériques, les apports de la micro-économie et les innovations financières comme les cryptomonnaies permettent d'envisager des réseaux électriques distribués, microréseaux ou macroréseaux, à la fois lieux d'échange d'énergie, mais aussi d'évaluation et d'échange automatisés de la valeur de cette énergie. Cette approche s'inscrit dans le modèle du réseau électrique intelligent (RED). Il promeut le développement de systèmes électriques hautement optimisés et capables

d'équilibrer de façon intelligente la consommation et la production. L'approche transactionnelle repose sur un mécanisme de gestion combinant des modèles économiques et des techniques de contrôle [3]. Ce nouveau paradigme a été défini par le GridWise Architecture Council du Département de l'Énergie américain comme : «un système de mécanismes économiques et de contrôle qui permet de balancer dynamiquement l'offre et la demande de l'infrastructure électrique entière en utilisant la valeur comme paramètre opérationnel clé» [4].

L'intégration des RED, en raison de la baisse des prix des technologies énergétiques et de l'augmentation de la production, crée de la flexibilité énergétique pour les consommateurs. Les échanges énergétiques bidirectionnels entre les particuliers et les fournisseurs améliorent la stabilité du réseau électrique pendant les périodes critiques. Cependant, avec plus

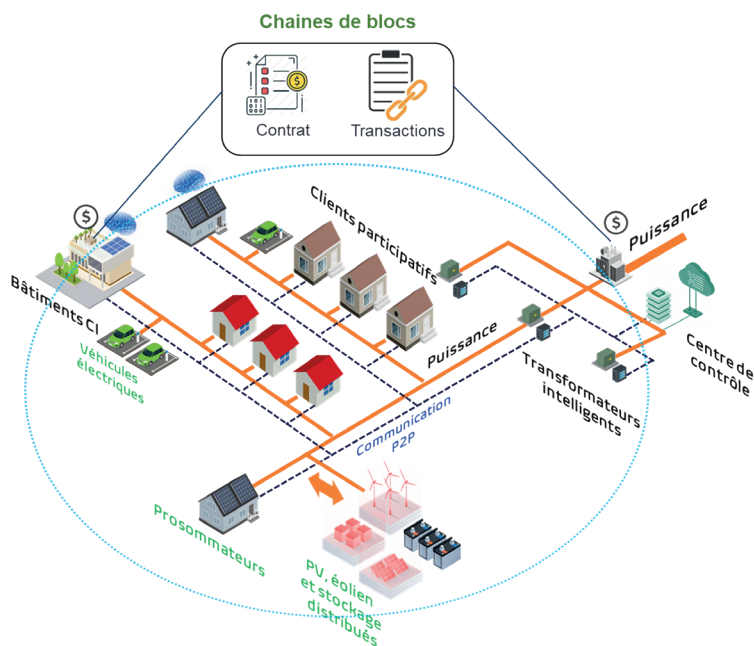


Figure 1. Schéma simplifié d'un système d'énergie transactionnelle

Les différentes parties prenantes interagissent au sein d'un marché énergétique composé de bâtiments résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels. Ce marché vise à déployer des transactions entre participants passifs ou actifs et différentes ressources énergétiques distribuées.

## Les systèmes d'énergie transactionnelle

de points d'injections, avec les contraintes de contrôles et les contraintes économiques, la gestion du réseau de manière efficace devient de plus en plus complexe. En fait, la particularité des SET réside plus dans la gestion locale de l'offre et de la demande que dans le réseau physique lui-même. Qualifiés de systèmes de contrôle de la charge intelligents (*Intelligent Load System*, ILS), ils se différencient des méthodes de contrôle direct de la charge (*Direct Load Control*, DLC) et de contrôle dynamique du prix (*Price Responsive Control*, PRC) que de nombreux distributeurs proposent déjà à leurs clients. Le contrôle direct de la charge est une entente préétablie entre le fournisseur d'électricité et son client qui permet au fournisseur de contrôler et d'optimiser localement la charge du client pour la réduction des pics de consommation. Avec le PRC, ou tarification dynamique, le client conserve la maîtrise de sa consommation, que le fournisseur incite à réduire épisodiquement par des avantages tarifaires ici aussi préétablis. Ces effacements permettent d'éviter les besoins en surcapacités des réseaux, essentiels à leur sécurité, besoins que l'ajout d'énergies intermittentes peut augmenter. Si le client est lui-même producteur d'électricité (prosommateur), il s'inscrit souvent dans un marché de revente à prix fixe ou dans un marché de crédits accumulés. Dans tous ces cas, unidirectionnels ou bidirectionnels, les conditions contractuelles sont figées et s'inscrivent dans une relation que l'on pourrait qualifier de dissymétrique entre un ou des fournisseurs d'électricité et leurs nombreux clients.

Les systèmes d'énergie transactionnelle se caractérisent par un marché décentralisé de l'électricité qui inclut des technologies pour la coordination du transport, pour la distribution et la participation des clients, cette coordination étant assurée par des agents automatisés développés et intégrés à chaque niveau du réseau électrique. Ces agents, hiérarchisés, mobilisent à la fois des technologies qui assurent le contrôle de charges, le contrôle du chauffage ou de la ventilation des bâtiments par exemple, et le contrôle des tarifs en temps réel entre les clients participatifs et l'agrégateur. Les agents,

*hardware* et *software*, ont été développés par les centres de recherche et les entreprises en fonction des éléments constitutifs des réseaux décentralisés, du marché mis en place (pair-à-pair complet, communautés énergétiques, marchés hybrides, soit des réseaux semi-autonomes par rapport à un distributeur) et de la sécurisation des transactions (chaînes de blocs).

Ces deux facettes, réseau physique et réseau transactionnel sécurisé, expliquent que le GridWise Architecture Council qualifie les systèmes d'énergie transactionnelle de «système technico-économique spécial». En fait, au-delà du réseau physique, il faut s'entendre sur les règles d'un marché numérisé instantané qui optimise automatiquement offre et demande, avec en ligne de mire l'intégration des RED, la résilience du système et son efficacité. Il faut donc assurer des transferts d'informations et de transactions financières continus, ce qui implique que le réseau électrique soit doublé par un réseau de télécommunication fiable, interne ou externe (Internet des objets) au système. Il faut non seulement assurer le transfert de ces informations, mais aussi l'enregistrement des transactions de vente et d'achat de l'énergie et garantir la sécurité des transactions, d'où l'emploi de la technologie des chaînes de blocs. Pourquoi tendre vers une telle complexité? La multiplication des acteurs d'abord. La production décentralisée d'énergie renouvelable va poser le problème de l'intégration de centaines, voire de milliers de producteurs dans les réseaux électriques. Cette intégration se fera en réduisant les importations de puissance pour le réseau électrique pendant les périodes critiques, en minimisant les coûts pour les consommateurs, en optimisant les bénéfices environnementaux, et en maintenant la fiabilité et la sécurité du réseau. Les promoteurs des systèmes d'énergie transactionnelle affirment que ce paradigme répond à l'ensemble de ces problématiques. Encore cantonnés à un niveau expérimental, ces systèmes ont fait et font l'objet de bancs de test de plus ou moins grandes envergures, de l'échange d'électricité entre voisins aux réseaux régionaux intégrés. La dizaine de projets présentés

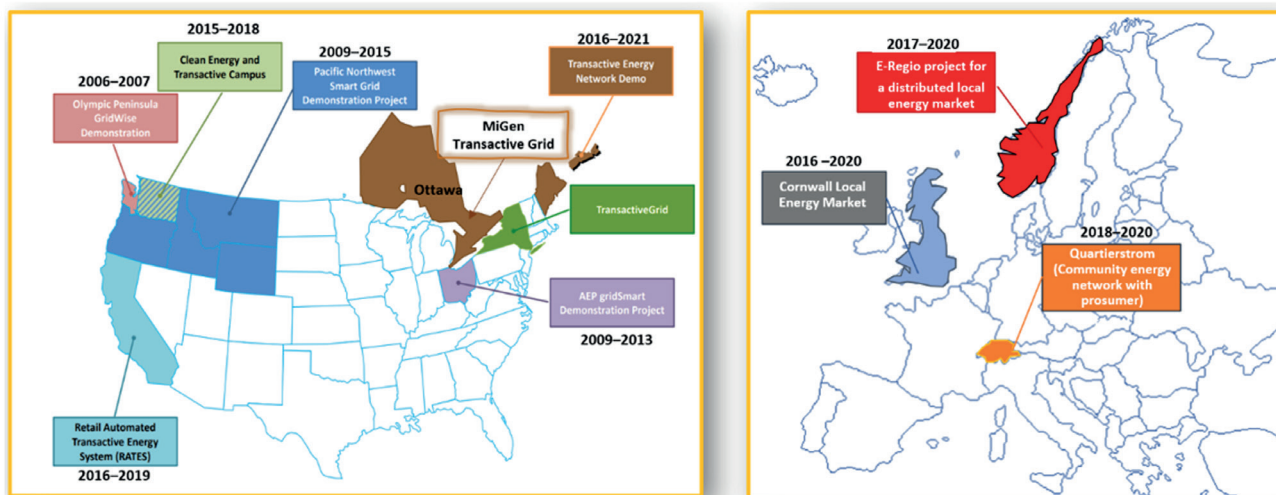


Figure 2. Projets pilotes réalisés depuis 2006 aux États-Unis, au Canada et en Europe

dans cet article, liste non exhaustive, projets aussi différents que les configurations de SET possibles, mais représentative de l'état de l'art, offre un aperçu des capacités de tels systèmes et permet de tirer les premières leçons sur les systèmes d'énergie transactionnelle.

### Les démonstrations de systèmes d'énergie transactionnelle

L'institution la plus active dans le domaine est sans conteste le Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) américain. Ce laboratoire national a conduit plusieurs projets, citons par ordre d'ancienneté l'Olympic Peninsula, le Pacific Northwest Smartgrid Demonstration (PNWSGD) et le Clean Energy and transactive campus. Le premier projet a servi de banc d'essai pendant un an du système d'énergie transactionnelle du PNNL. Ce système coordonnait un réseau de quatre grandes pompes à eau municipales, deux générateurs diesel et la demande résidentielle de 112 foyers. Plusieurs types de contrats étaient proposés, dont un de prix en temps réel avec une double enchère toutes les 5 minutes. Le projet PNWSGD était beaucoup plus ambitieux. Il a impliqué 60 000 clients, 80 000 données de compteurs intelligents et transformateurs, environ 16 To

de données collectées. Ce projet a pris en compte les secteurs résidentiels, commerciaux, institutionnels et, à petite échelle, industriels. IBM développait l'architecture du système transactionnel, QualityLogic testait l'interopérabilité, Alstom Grid modélisait les systèmes de transport et de production et Netezza gérait les données à grande échelle. Plusieurs institutions et fournisseurs d'électricité, dans cinq États américains, ont permis de développer et tester l'infrastructure de télécommunication et de contrôle. L'un des objectifs du projet était de faire progresser les normes d'interopérabilité et de cybersécurité, mais aussi de tester le SET avec une multitude d'agents aux intérêts divers. C'est à ce jour la démonstration la plus large d'un SET. PNNL a aussi été impliqué dans le projet AEP Gridsmart Demonstration Project, non pas dans le nord-est des États-Unis, mais en Ohio. Quatre distributeurs et environ 200 ménages étaient impliqués. Les ménages devaient indiquer la flexibilité de leurs paramètres de confort et leurs objectifs d'économie. Le contrôle des thermostats des résidences permettait alors d'ajuster en temps réel l'offre et la demande, et d'ajuster les prix. Des incitatifs pouvaient s'ajouter pour réduire la consommation. Le Clean Energy and transactive campus est un projet plus modeste qui connecte trois

## Les systèmes d'énergie transactionnelle

campus universitaires pour principalement tester la plateforme logiciel *open source* VOLT-TRON. Si PNNL coordonne le projet, chaque université poursuit ses propres recherches sur ce banc d'essai. PNNL est toujours actif, avec deux projets en cours, l'un de 7 M\$ en collaboration avec l'entreprise Avista pour tester la coordination d'écobâtiments, l'autre de simulation du réseau texan de l'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).

Le LO3 Energy's Brooklyn Microgrid project est un premier exemple d'initiative privée. Des prosummateurs new-yorkais d'énergie solaire se sont regroupés pour échanger leur électricité sur un marché local de l'énergie. La compagnie LO3 Energy fournit sa plateforme PANDO qui utilise la technologie de chaîne de blocs. Cet exemple concret d'initiative individuelle s'appuie sur une relation commerciale entre pairs, proche d'une forme d'innovation par l'utilisateur qui se différencie des projets précédents qui s'apparentent à des démonstrations de R&D classiques. En fournissant une plateforme aux prosummateurs qui souhaiteraient s'agréger localement, LO3 Energy espère voir ce type de microréseaux se développer, non plus à cause de l'action publique ou industrielle, mais grâce à une volonté citoyenne de consommation responsable et locale.

Quelques projets sont aussi menés au Canada. Opus one solutions, une compagnie torontoise, a reçu le soutien du gouvernement canadien pour développer sa plateforme logiciel GridOS® et la déployer en collaboration avec des distributeurs d'électricité ontariens et américains. Cette plateforme est aussi bien une solution pour l'intégration de RED que pour le développement de systèmes d'énergie transactionnelle. Parmi ces distributeurs, Hydro-Ottawa a expérimenté la plateforme Opus One pour le projet MiGen Transactive Energy (GREAT-DR) centré sur le client résidentiel. Hydro-Ottawa a équipé quelques clients avec des panneaux solaires, des pompes à chaleur, des compteurs bidirectionnels, des onduleurs et des batteries de stockage. Dans ce projet, une infrastructure de communication a été déployée pour assurer l'interopérabilité de la communication et

l'exécution des tâches transactionnelles entre un agent automatisé au niveau de la résidence et un autre agent au niveau du transformateur. Ici aussi, le client devait fixer les compromis qu'il était prêt à faire entre confort et économie, et pouvait être incité financièrement à modérer sa consommation.

En Europe, la multinationale anglaise de l'énergie Centrica a conduit une démonstration impliquant 200 clients résidentiels et d'affaires en Cornouailles. La compagnie a équipé ses clients en panneaux solaires pour créer une centrale électrique virtuelle, a installé des éoliennes et une batterie de 1,5 MW, créant un réseau complexe. Elle voulait tester l'intégration d'énergie renouvelable dans un marché local plus flexible. L'expérimentation cherchait aussi bien à réduire la demande, réduire la charge, tester la charge et la décharge des batteries, tester l'échange pair-à-pair et l'essai d'une tarification locale au moyen d'un marché virtuel de l'énergie en ligne. Le projet Quartierstrom «Power ID» de l'Office fédéral de l'énergie suisse avait pour but de : «créer le premier marché pair-à-pair (P2P) de Suisse basé sur la technologie de la chaîne de blocs qui gère l'échange et la rémunération de l'électricité entre les consommateurs, les prosummateurs et le fournisseur de réseau local en l'absence d'intermédiaires». Trente-sept participants résidentiels ont testé une interface utilisateur sur Internet sur laquelle ils exprimaient leurs préférences quant aux prix d'achat et de vente de l'électricité solaire. Les participants avaient aussi le choix d'automatiser leurs préférences ou de laisser le système établir les prix en fonction de l'offre et la demande. L'expérimentation d'une année a conduit à des échanges de 70 MWh d'électricité entre voisins, sur une production et une consommation respectivement de 250 et 470 MWh. Finalement, nous citerons un projet scandinave financé par le programme européen Horizon 2020, E-regio Project for a distributed local Energy Market, qui cherchait à valider les bénéfices environnementaux de tels systèmes, mais aussi leur capacité à franchir l'étape de démonstration pour arriver à celle de produit. Deux régions en Suède et

en Norvège devaient mettre en place des projets pilotes centrés autour des technologies de stockage.

Bien que cette revue de projets n'explore que des projets nord-américains et européens, il est important de préciser que l'Océanie et l'Asie ne sont pas absentes, que ce soit en ce qui concerne les recherches, les simulations ou les expérimentations dans le domaine.

Ce tour d'horizon semble toutefois suffisant pour confirmer :

- Que le qualificatif de SET s'applique à des réalités disparates, de l'échange d'énergie directe P2P entre quelques prosummateurs aux réseaux basés sur des agents automatisés et coordonnés, distribués à plusieurs niveaux du réseau. Ces projets priorisent aussi différents aspects : algorithmes, multiagents contrôlant localement l'intégration des énergies renouvelables, comportement des usagers, etc.

Projets	Coûts	Références principales
Olympic Peninsula Grid-wise Demonstration (OPGD)	Inclus dans PNWSGD	<a href="https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-17167.pdf">https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-17167.pdf</a>
Clean Energy and Trans-active Campus (CETC)	9 M\$	<a href="https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-26866.pdf">https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-26866.pdf</a>
Pacific northwest Smart grid Demonstration (PNWSGD)	178 M\$	<a href="https://www.smartgrid.gov/document/Pacific_Northwest_Smart_Grid_Technology_Performance.html">https://www.smartgrid.gov/document/Pacific_Northwest_Smart_Grid_Technology_Performance.html</a> <a href="https://www.esci-ksp.org/wp/wp-content/uploads/2016/11/OE0000190_Battelle_Final-Rep_2015_06.pdf">https://www.esci-ksp.org/wp/wp-content/uploads/2016/11/OE0000190_Battelle_Final-Rep_2015_06.pdf</a>
LO3 Energy's Brooklyn Microgrid project	11 M\$	<a href="https://lo3energy.com/pando/">https://lo3energy.com/pando/</a>
AEP Gridsmart Demonstration project	150 M\$	<a href="https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-23192.pdf">https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-23192.pdf</a>
Transactive Energy network demo	11 M\$	<a href="https://www.opusonesolutions.com/news/opus-one-lead-16-4m-transactive-energy-network-project-utility-consortium/">https://www.opusonesolutions.com/news/opus-one-lead-16-4m-transactive-energy-network-project-utility-consortium/</a>
MiGen réseau transactionnel	3,5 M\$	<a href="https://hydroottawa.com/fr/energiconomies/innovation/migen">https://hydroottawa.com/fr/energiconomies/innovation/migen</a>
Cornwall Local Energy market	24 M\$	<a href="https://www.centrica.com/innovation/cornwall-local-energy-market">https://www.centrica.com/innovation/cornwall-local-energy-market</a> <a href="https://www.centrica.com/media/4609/the-future-of-flexibility-centrica-cornwall-lem-report.pdf">https://www.centrica.com/media/4609/the-future-of-flexibility-centrica-cornwall-lem-report.pdf</a>
Quartierstrom (Community Energy Network With Prosumer)	8 M\$	<a href="https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=66040&amp;Load=true">https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=66040&amp;Load=true</a>
E-Regio Project for a distributed local Energy Market	4 M\$	<a href="https://www.eregioproject.com/">https://www.eregioproject.com/</a>

**Tableau 1. Synthèse des projets explorés**

- Que les SET n'ont pas encore réellement dépassé le stade de l'expérimentation, même si plusieurs de ces projets pilotes ont été réalisés sur de larges échelles, dans des conditions réelles, et même si toutes les technologies semblent disponibles et validées.
- Qu'un ensemble de leçons ont été tirées bien au-delà de la seule faisabilité technologique, leçons que nous abordons dans la suite de cet article.

### Leçons à retenir

Ces projets pilotes, bien que différents quant aux configurations testées et quant à leurs amplitudes, permettent de tirer de premières leçons en ce qui concerne l'implantation de systèmes d'énergie transactionnelle [5-7].

La première leçon est bien évidemment une leçon technologique. Les systèmes testés, avec des équipements et des logiciels innovants, fonctionnent. Non seulement la démonstration de faisabilité a été faite à petite, moyenne et grande échelles, mais les systèmes testés ont démontré une amélioration de l'efficacité et de la fiabilité des réseaux concernés, surtout américains, à travers le déploiement de nouvelles technologies qui encouragent la participation proactive des différents acteurs (consommateurs, prosommateurs, agrégateurs, opérateurs, détaillants, etc.) dans les marchés énergétiques. La flexibilité de cette consommation, avec une réduction de la consommation lors des pointes, est l'un des succès fréquemment rapportés. Le projet de PNWSGD évalue à 8 % la réduction potentielle de la charge de pointe régionale si 30 % du réseau concerné se convertissait au SET. Cette réduction n'est vraiment pas négligeable, surtout si elle évite de nouveaux investissements en infrastructures polluantes pour assurer la continuité de service durant ces pointes. Il est ainsi important de considérer les investissements évités, nouvelles centrales ou nouveaux barrages. Cependant, l'intégration des SET sera soumise aux mêmes contraintes techniques que celles des RED en général. L'ajout de sources d'énergie intermittentes pose le problème de

l'équilibrage du réseau lorsque l'offre d'énergie renouvelable diminue. Il faut alors disposer de suffisamment de réserves pour compenser la perte de la portion éolienne ou solaire de l'approvisionnement. À cette contrainte de charges s'en ajoutent diverses autres, comme le raccordement ou l'ilotage de ces SET sur le réseau principal, le contrôle de la dégradation de la fréquence, l'injection d'harmoniques. Les SET ne modifient pas fondamentalement les précautions à prendre pour agréger des RED aux réseaux actuels sans que ceux-ci soient déstabilisés. L'interopérabilité de réseaux locaux est cependant un des avantages soulignés par les promoteurs des projets américains. Remarquons simplement que les questions techniques spécifiques aux SET par rapport aux RED devraient se focaliser sur la définition de la plateforme transactionnelle (quel type de marché? quelles sécurités?) et sur le développement des algorithmes de contrôle distribués des agents gestionnaires (quels contrôles des clients et du distributeur?).

La seconde leçon est environnementale. Plusieurs projets ont atteint leurs cibles en termes de réduction de gaz à effet de serre. Le projet Cornwall de Centrica évalue par exemple à environ 10 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an les émanations évitées par le projet. Le remplacement d'une énergie carbonée par des énergies renouvelables, solaires ou éoliennes, explique évidemment ce succès. Mais c'est aussi par la capacité d'optimiser la production, l'échange et la consommation au moyen d'un marché local adapté que ces gains sont possibles. Le projet Quartierstrom par exemple indique que l'autosuffisance de la communauté énergétique a augmenté de 18 % (de 21 à 39 %), et l'autoconsommation de 28 % (de 34 % à 62 %). Les gains environnementaux ne sont par contre pas faciles à estimer. Les externalités de toutes ces technologies doivent être calculées sur l'ensemble du cycle de vie. Les modes de calcul ne sont malheureusement pas toujours détaillés dans les rapports. De plus, ces gains environnementaux doivent être réévalués en fonction des conditions locales, c'est-à-dire des ressources énergétiques que les SET remplaceraient ou compléteraient, des conditions

météorologiques spécifiques, des conditions de marché, etc.

Une troisième leçon concerne les avantages commerciaux des SET. Avec les avantages environnementaux, l'impact des SET sur la facture de l'utilisateur est un argument couramment avancé. Les expérimentations citées dans la première partie démontrent généralement des gains pour les usagers, grâce à des prix plus bas de transactions de l'énergie en raison de la transparence du marché décentralisé, de la flexibilité des technologies, du possible stockage, mais aussi d'un rééquilibrage du rapport de force des prosommateurs à travers l'indépendance vis-à-vis d'une autorité centrale (achat et vente directe d'énergie) [8]. L'OPGD rapportait initialement des gains d'environ 40 \$ par mois. Cependant, ces gains, qui s'évaluaient habituellement de quelques euros à plusieurs dizaines par mois pour les ménages, ne sont jamais uniformément répartis entre les usagers. Centrica fait état de 57 % de ces clients ayant vu leur facture baisser. Le rapport de l'AEP GRIDSMART indique aussi que la moitié des usagers n'ont pas vu leur facture baisser, alors que le PNWSGD rapporte des réductions de consommation minimales [cité par 6]. Lorsque des incitations font partie du marché, les usagers se plaignent souvent de leurs faiblesses. Des usagers ont plutôt expérimenté des augmentations de consommation ou une hausse de leurs factures. Ces gains ne sont donc pas uniformément répartis, un manque d'uniformité peut-être encore plus grand entre particuliers et entreprises ou acteurs institutionnels. Bien entendu, les gains dépendent de la référence retenue pour estimer les modifications de consommation ou les gains pécuniaires, ainsi que du type de marché testé. De plus, les gains ne sont pas toujours dus au système, mais parfois simplement à la prise de contrôle de sa consommation par l'utilisateur durant l'expérimentation. Il faut en fait appliquer des méthodes d'analyse contrefactuelles pour bien évaluer l'économie qui découle de l'implantation du SET et non pas de l'influence des conditions environnementales (météorologie par exemple) ou de la motivation des usagers. Les comparaisons rigoureuses effectuées lors

de l'AEP GRIDSMART au moyen de groupes témoins rapportent une réduction de la facture autour de 9 % (une vingtaine de dollars par mois en moyenne).

Une quatrième leçon concerne les comportements des usagers. La plupart des projets s'intéressent à l'appropriation par les clients de ces nouvelles technologies, mais aussi à leur motivation et à leur satisfaction. Le projet Cornwall de Centrica et celui de l'OPGD détaillent les réponses à des sondages effectués auprès des participants aux expérimentations (les autres projets abordent le sujet de manière plus diffuse). Globalement, les niveaux de satisfaction sont supérieurs à la moyenne et les insatisfactions concernent plutôt les faibles gains monétaires et les pannes et la gestion des pannes du matériel installé chez les particuliers (64 % des usagers ont subi des pannes durant l'OPGD). Les chercheurs se sont aussi intéressés très finement aux comportements de consommation des usagers, en particulier au confort qu'ils sont prêts à sacrifier pour sauver de l'argent en participant à ces expérimentations ou aux difficultés rencontrées par les usagers pour utiliser les plateformes transactionnelles lorsque celles-ci n'étaient pas pleinement automatisées. Les motivations ont été explorées. La motivation économique reste dominante, les questions environnementales étant plutôt secondaires. Les difficultés de recrutement ont aussi été soulignées, ce qui a amené les chercheurs mandatés par Centrica ou ceux du PNNL à s'interroger sur le profil des usagers impliqués dans les tests, en particulier la surreprésentation de technophiles «adoptants précoces» (*early adopters*). Ces études démontrent globalement que pour l'utilisateur le déploiement de mécanismes de gestion distribuée tels que les systèmes multiagents permet de gérer les complexités issues de l'intégration des RED dans le réseau de distribution. Les SET aboutissent à des modèles qui offrent aux particuliers de commercialiser et d'échanger efficacement l'énergie à travers des contrats réalisés en temps réel par des agents automatisés. Avec cette approche, les participants déterminent librement, par le biais de discussions, négociations, échanges d'information, les conditions



des transactions énergétiques à plusieurs horizons de gestion (temps réel, minutes, heures, journées). Les conséquences de cet *empowerment* de l'utilisateur demeurent un sujet d'étude.

Finalement, l'une des leçons de ces démonstrations concerne le cadre réglementaire. Plusieurs rapports soulignent les obstacles réglementaires auxquels font et feront face les SET. L'Université d'Exeter, partenaire du projet Cornwall, a même rédigé pour Centrica un rapport spécifique sur ces obstacles au Royaume-Uni [11]. Nous classerons les différentes remarques sur les obstacles réglementaires dans trois catégories : l'inadaptation des cadres réglementaires, les contraintes tarifaires et l'accès aux données. Dans la majorité des endroits où des projets d'énergie transactionnelle ont été déployés, les cadres réglementaires ne sont pas adaptés à l'échange commercial d'électricité entre clients. Il s'agit davantage d'un modèle de réseau classique, qualifié de descendant dans le projet suisse. Au terme des projets, certaines équipes se sont avancées à émettre des recommandations dans ce domaine. Pour l'équipe du Cornwall Local Energy Market, les marchés et l'exploitation du réseau ont toujours été conçus pour refléter la configuration centralisée «classique» du système, plutôt que de soutenir une participation locale plus active et à plus petite échelle. Les politiques et les réglementations en place actuellement constituent donc un obstacle au développement d'un modèle qui permet un échange d'électricité plus local et plus souple. Dans le même ordre d'idées, le rapport du projet Quartierstrom traite des lacunes du cadre réglementaire suisse. L'équipe avance que dans une logique de réseau «ascendant», tous les prosummateurs devraient être encouragés et autorisés à interagir sur le réseau public, à condition de respecter certaines normes de qualité et de partage des données. Cela améliorerait leur propre performance énergétique et contribuerait à la performance globale du réseau (sécurité d'approvisionnement, etc.). Il faut préciser finalement que généralement les projets pilotes cités bénéficiaient de conditions dérogatoires à la loi, ou que, comme dans le cas du Quartierstrom, les promoteurs du projet

se sont assurés de respecter la loi suisse en compensant certains frais, mais que le déploiement de RED ou de SET ne se fera pas dans de nombreux pays sans une révision des réglementations. Dans le cas des SET, ces révisions devront intégrer une flexibilité de tarifs établis plus ou moins automatiquement par un algorithme qui balance offre et demande. Comme l'algorithme et ses réglages peuvent changer en fonction du SET, il ne sera plus possible de disposer d'une grille de tarification unique. La réglementation, si réglementation il y a, pourrait se contenter de fixer des bornes pour limiter l'amplitude des variations possibles. Autre sujet sensible : l'accès aux données. Certains algorithmes ont besoin de se baser sur des historiques de consommation pour établir les paramètres optimaux de l'échange. Or, ces historiques sont confidentiels. Les fournisseurs d'électricité les génèrent et les gèrent actuellement, sous des contraintes légales restrictives. Dans le cas des SET et d'une responsabilité distribuée entre tous les prosummateurs du réseau, qui sera garant de la sécurité de cette information? Comment éviter qu'elle ne soit captée pour des usages illicites? La sécurité de cette information et la sûreté de son échange ne sont pas anodines. La solution proposée est la technologie de chaînes de blocs qui crypterait l'ensemble de l'information, la rendrait infalsifiable tout en la rendant disponible à l'ensemble du réseau. Reste à savoir qui en serait responsable. La directive 2019/944 modernise actuellement la réglementation du marché de l'électricité européen [12]. Cette directive reconnaît les limitations réglementaires discutées et essaye de les surmonter. Avec la promotion dans cette directive des «communautés énergétiques citoyennes», elle ouvre la porte à de nouveaux modèles d'énergies décentralisées. Reste à savoir comment les États vont l'interpréter et l'appliquer. Finalement, nous pourrions ajouter que la difficulté avec l'ajustement réglementaire requis est que l'on parle dans le cadre des SET de la convergence d'un ensemble d'innovations récentes, disruptives pour certaines, dont les implications ne sont pas toutes encore mesurées. Les régulateurs devront s'assurer de la fiabilité de ces systèmes, et de la viabilité de l'intégration de ces

systèmes au réseau. Cela pourrait nous éviter de devoir faire un compromis pour des raisons économiques entre la lutte contre les changements climatiques et la résilience du système énergétique. La pandémie avec ses impacts sur les chaînes d'approvisionnement, ses menaces sur la sécurité alimentaire ou la pression sur les systèmes de santé a rappelé l'importance de la résilience des systèmes. Les facteurs de sécurité des systèmes d'approvisionnement électrique sont d'une même importance.

### Les angles morts sociétaux de ces projets

Au-delà des considérations technologiques, des performances ou de la désirabilité de tels systèmes, les études rapportées laissent en suspens la question fondamentale de leurs impacts sociétaux. Si les projets cités se sont heurtés à des contraintes légales et réglementaires, elles ont aussi permis de rappeler que des contraintes sociales affecteraient l'adoption des SET. L'actualité récente nous permet d'introduire de manière très concrète le sujet. Des conditions climatiques exceptionnelles au Texas au mois de février, pas totalement imprévisibles, car ce froid polaire a affecté cette région plusieurs fois dans la seconde moitié du xx<sup>e</sup> siècle, viennent de provoquer une crise énergétique majeure. Le système d'approvisionnement texan serait passé à moins de cinq minutes d'un effondrement total, effondrement que seuls des délestages massifs ont évité. Comme pour beaucoup d'accidents industriels, la sous-estimation des risques est évoquée comme principale cause de cette crise. Or, le PNNL, promoteur des SET, considérait le système texan comme «l'infrastructure idéale» pour simuler et modéliser les SET. Nous avons ici l'exemple d'un territoire richement pourvu en ressources énergétiques locales, avec un mix énergétique intégrant déjà un quart d'énergie renouvelable, principalement de l'énergie éolienne, dans un marché dérégulé. Pour justifier le système texan, son efficacité et l'intérêt des consommateurs étaient promus par le gestionnaire du réseau, le Conseil de fiabilité de l'électricité du Texas (l'ERCOT). Après la crise,

les Texans ne parlent plus d'efficacité, mais de résilience, et les journaux de consommateurs victimes d'un marché basé sur l'offre et la demande incapables de payer des factures d'électricité de plusieurs milliers de dollars. Si cet épisode climato-énergétique vient nourrir le discours des Cassandre de la dérégulation, il nous rappelle surtout que l'énergie n'est pas un bien de consommation comme les autres, mais une ressource essentielle. Une certaine prudence est donc de mise, en particulier concernant les enjeux sociétaux des RED et des SET. En plus de la résilience, trois aspects doivent être, entre autres, considérés : la résistance à de tels systèmes, les impacts de la territorialisation des réseaux et l'égalité entre consommateurs.

Plusieurs des études citées rapportent des difficultés initiales pour le recrutement des foyers. Alors que les équipes de recherche pensaient recruter facilement des candidats dès le début du projet, considérant que l'expérimentation fournissait souvent des équipements gratuits et des avantages aux clients, ce recrutement s'est plutôt fait finalement par effet boule de neige entre voisins. Les résistances aux changements ou le manque de connaissance devant cette nouveauté n'expliquent pas tout. L'utilisation des données récoltées et celle de capteurs intrusifs sont souvent évoquées comme inquiétudes des clients. Dans le cas spécifique des SET, il est indéniable que les systèmes d'énergie transactionnelle et leurs algorithmes complexes peuvent aussi apparaître comme des boîtes noires numériques, impossibles à comprendre. À ce titre, l'expérience suisse est intéressante. Les participants pouvaient soit choisir de contrôler les paramètres de transactions eux-mêmes, soit laisser le logiciel le faire. Si initialement la plupart des participants optaient pour la première solution, dans le bilan final plus de participants indiquaient privilégier la seconde. Outre que l'automatisation peut faciliter la vie des participants, on peut voir ici les effets d'une courbe d'apprentissage rapide de la part des usagers d'un système considéré comme complexe, mais aussi la confiance augmentée par la pratique. La routinisation de l'utilisation du SET finit par

faire oublier sa complexité, l'utilisateur s'accoutume à ce nouveau paradigme. Il n'empêche que disséminer de tels systèmes posera la question du consentement éclairé des participants, de leur capacité même à les comprendre ou à les opérer. Rappelons que selon l'INSEE, en 2019, une personne sur six n'utilise pas Internet en France, et une personne sur trois a du mal à utiliser un logiciel.

Ces systèmes sont promus comme fer de lance de la transition énergétique pour leur capacité à intégrer des ressources renouvelables, pour leur efficacité, mais aussi comme moyen de développement local (Centrica utilise le concept de marché énergétique local). Les territoires voient d'un bon œil la décentralisation des systèmes énergétiques. Il ne faut pourtant pas oublier que la transition énergétique est un cycle économique de destruction créatrice. Son impact sur l'emploi peut être à somme nulle si le phénomène est plutôt le transfert d'emploi vers les régions, voire s'effectuer au détriment de l'emploi si la phase de destruction détruit plus d'emplois que la phase de création n'en crée. Il faut aussi rappeler que dans certains territoires isolés, l'approvisionnement en énergie carbonée est une composante importante de l'économie locale, et qu'il n'est jamais facile de réorienter la main-d'œuvre. Dans le cas des SET, il faudra aussi évaluer l'impact de l'automatisation du contrôle, voire de la prise de contrôle par les prosummateurs. Tout phénomène d'automatisation n'est pas destructeur d'emploi, mais la question se pose toujours. Une autre question sera l'égalité entre les territoires, voire entre les zones urbaines et rurales. Envisager un SET entre résidents d'un même quartier, d'une même ville, ou entre des résidences éloignées n'implique pas la même infrastructure et les mêmes coûts. Lorsque le Québec a nationalisé son hydroélectricité, un des arguments de cette politique était la grande disparité des tarifs d'électricité au travers de la province. Si les RED ne provoquent pas obligatoirement le retour à cette disparité, cette propriété semble a priori inhérente au paradigme des SET, promu comme le moyen de réduire localement le coût de l'électricité.

La question du raccordement local d'énergies renouvelables intermittentes se pose alors que le Québec avec son hydroélectricité et la France avec son parc nucléaire disposent de deux sources d'électricité abondantes, continues et faibles émettrices de GES. La transition énergétique est dans les deux cas moins un impératif écologique qu'ailleurs. La raison économique n'est pas non plus aussi sensible considérant les tarifs actuellement garantis. L'ajout de SET sur de tels réseaux centralisés n'est évidemment pas la même problématique que le remplacement d'une énergie carbonée et dispendieuse sur des réseaux déjà marqués par la présence de nombreux acteurs, comme c'est le cas en Allemagne ou aux États-Unis. Il faudra en tenir compte, alors que la question de la proportion d'énergie renouvelable intermittente raccordable aux réseaux actuels, et leur empreinte écologique, n'est pas complètement résolue, considérant les spécificités inhérentes aux mixes énergétiques présents, la géographie ou le climat (pour la France, le lecteur peut par exemple consulter [9, 10]).

Cette inégalité entre les territoires pose finalement la question de l'égalité entre consommateurs. Selon un sondage IFOP [13], deux tiers des Français restent attachés au principe de péréquation qui guide la politique tarifaire du gouvernement français. Avec l'introduction des RED, et encore plus dans le cas des SET, le sujet se complexifie. Un scénario se dessine cependant. Sauf implication des pouvoirs publics, les adoptants précoces résidentiels des SET devraient logiquement être des foyers disposant du capital monétaire et informationnel suffisant pour s'équiper et vivant dans des quartiers où le voisinage disposera de ce même capital. Il faut noter que les équipes de recherche et les distributeurs impliqués dans les projets cités étaient conscients de cette tendance, car les projets cherchaient à la contrer en s'adressant souvent à des communautés, si ce n'est désavantagées, du moins pas nécessairement parmi les plus avantagées. Il faut aussi noter que la directive européenne 2019/944 se veut habitante pour les consommateurs et les prosummateurs, mais aussi inclusive. Cependant, bien qu'elle n'ignore pas la précarité énergétique,

elle l'aborde plutôt succinctement. Si les SET devaient faire la preuve de leur efficacité, le danger est que le réseau de distribution classique devienne pour les zones favorisées inutiles, que celles-ci désertent le réseau sauf en cas d'urgence, et donc qu'elles réclament une réduction des coûts d'accès à celui-ci, ce qui fut le cas à l'issue du projet Quartierstrom. Nous aurions alors à étudier un phénomène que nous pourrions qualifier de «passager clandestin», phénomène économique bien connu dont les impacts réels sont toujours difficiles à anticiper. Les distributeurs, pour leur part, se questionnent encore sur un modèle d'affaires qui reste à bâtir et sur ce potentiel effet de spirale de la mort, soit la désaffection envers les réseaux électriques classiques et leurs distributeurs, que de telles innovations pourraient enclencher.

Passagers clandestins, spirale de la mort ou destruction créatrice bénéfique, le scénario qui se dessine n'est pas encore clair. L'électricité est une ressource essentielle, à la fois un bien et un service. Le prix payé intègre le coût des infrastructures, la production et le transport, la fourniture, mais aussi la qualité et la continuité du service, ou du moins le fait que la fréquence des pannes et leur durée soient minimisées (le sondage français IFOP déjà cité indique d'ailleurs que la priorité des Français demeure la continuité du service, avant le coût ou la fourniture d'énergie renouvelable). Ceci implique que les réseaux soient stables, fiables et résilients. Dans le cas des SET, cette responsabilité serait a priori garantie par la réassurance de sa connexion au réseau d'un distributeur. Mais en s'automatisant ces réseaux s'autonomiseraient, réduiraient leur participation au réseau global, ce qui pourrait renchérir le coût de l'électricité pour la collectivité, collectivité qui serait alors incitée, ou véritablement contrainte, d'adopter elle aussi le modèle décentralisé. Comme le pourcentage de ressources renouvelables intermittentes que l'on peut ajouter sur les réseaux centralisés est limité, la fenêtre d'opportunité pourrait se refermer pour les retardataires, ceux qui n'avaient pas initialement les moyens d'adopter l'innovation. Une fracture

énergétique pourrait alors suivre la ligne de faille de la fracture sociale, voire l'élargir.

## Conclusion

À propos des innovations, Norbert Alter parle de «la nécessité de croire». «Ce sont les croyances concernant l'efficacité ou l'efficacité de dispositifs économiques et gestionnaires qui amènent à investir dans des perspectives d'innovation, et non le calcul rationnel» [14]. Les démonstrations expérimentales des systèmes d'énergie transactionnelle permettent cependant de s'éloigner des croyances pour se rapprocher de la rationalité. Elles permettent aussi lorsque ces expérimentations mobilisent des usagers et des communautés d'anticiper leur acceptabilité sociale et les résistances qu'elles pourraient rencontrer. Alors que toutes les technologies semblent aujourd'hui disponibles pour la dissémination des SET, les questions qui se posent deviennent moins technologiques qu'économiques, politiques, réglementaires et sociales. Sur ces terrains, la compréhension et la critique des avantages et des inconvénients de tels systèmes sont dès à présent amorcées, surtout que la question est maintenant moins de savoir si l'intégration des ressources énergétiques décentralisées va advenir, mais à quel rythme, avec quelle ampleur et sous quelle forme.

## RÉFÉRENCES

1. Winsel, M. and M. Kattirtzi, "Transitions, disruptions and revolutions: Expert views on prospects for a smart and local energy revolution in the UK". *Energy Policy*, 2020. 147: p. 111815.
2. Bauby, P., «La "transition énergétique" et les dix ruptures», *La Revue de l'Énergie*, n° 637, mars-avril 2018.
3. Chen, S. and C.-C. Liu, "From demand response to transactive energy: state of the art". *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2017. 5(1): p. 10-19.
4. The GridWise Architecture Council, *GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0*. 2015.
5. Abrishambaf, O., et al., "Towards transactive energy systems: An analysis on current trends". *Energy Strategy Reviews*, 2019. 26: p. 100418.

6. Lee, D., D.J. Hess, and H. Neema, "The challenges of implementing transactive energy: A comparative analysis of experimental projects". *The Electricity Journal*, 2020. 33(10): p. 106865.
7. Liu, Z., et al. *Transactive Energy A Review of State of The Art and Implementation*, in *12<sup>th</sup> IEEE Power and Energy Society PowerTech Conference*. 2017.
8. Radloff, G., "Issues to Consider When Designing Rules for Transactive Energy Markets and New Distributed Energy Resources (DERs) Policy", in *White papers Midwest Energy Policy Analysis*.
9. Grand, D., et al., «La transition énergétique sous contrainte de gestion de l'intermittence des énergies renouvelables», *La Revue de l'Énergie*, n° 636, janvier-février 2018.
10. Vidil, R., et coll., «Le mirage de mix électriques à très forte proportion d'énergies intermittentes. Le point de vue argumenté d'ingénieurs, de physiciens et d'économistes», *La Revue de l'Énergie*, n° 634, novembre-décembre 2016.
11. Bray, R., B. Woodman, and P. Connor, *Policy and regulatory Barriers to local Energy Markets in Great Britain*, 2018, University of Exeter.
12. Union européenne, *Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du conseil, du 5 juin 2019, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE*. 2019.
13. IFOP, *Les Français et l'électricité*. 2017.
14. Alter, N., *L'innovation ordinaire*. Quadrige. 2000, Paris: PUF.