

MODERNISATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DANS LE G7

Rapport de la présidence canadienne du G7 (2018)



MODERNISATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DANS LE G7

Rapport de la présidence canadienne du G7 (2018)



AUTEURS

Ce rapport résulte de la contribution des pays membres du G7. Bien que plusieurs personnes aient participé à l'élaboration de ce rapport, les coordonnées d'une personne-ressource principale par pays sont indiquées dans la section Remerciements par souci de commodité.

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

Ressources naturelles Canada (RNCan) n'est pas responsable de l'exactitude et de l'intégralité des renseignements contenus dans le matériel reproduit. RNCan doit en tout temps être indemnisé et tenu exempt du paiement de toute réclamation qui découle de la négligence ou de tout un autre manquement dans l'utilisation des renseignements contenus dans cette publication ou dans ce produit.

TABLE DES MATIÈRES

Remerciements	1
Sommaire	2
Liste des études de cas	3
Liste de figures	4
Liste de tables	4
Introduction	5
1. Collaborations multilatérales en matière de réseaux électriques	6
Organisations multilatérales.....	6
Collaborations européennes.....	10
Collaborations nord-américaines	11
Exemples de collaborations bilatérales	12
2. État des réseaux électriques des pays membres du G7	14
Canada.....	15
France.....	38
Allemagne.....	48
Italie	67
Japon.....	79
Royaume-Uni	85
États-Unis	104
Union européenne.....	119
3. Défis et possibilités	134
Des technologies en pleine évolution.....	134
Comportements des clients.....	135
Données	136
Collaborations multilatérales.....	137
4. Remarques finales	139
Glossaire	140
Annexe 1 — Tableau récapitulatif des études de cas	143

REMERCIEMENTS

La présidence canadienne du G7 en 2018 souhaite remercier les pays membres du G7 pour leur contribution aux études de cas et aux stratégies en matière de modernisation des réseaux électriques ainsi que pour leurs observations, qui ont grandement amélioré le manuscrit. Ce rapport présente les résultats de la collaboration fructueuse entre les pays membres du G7, dont l'expertise dans le domaine des réseaux électriques et des réseaux intelligents s'est révélée indispensable.

Ressources naturelles Canada (RNCa) a établi la portée du projet, géré les études sur la modernisation des réseaux électriques soumises par les pays, conduit le processus d'examen technique et international et produit le rapport sommaire final.

En outre, la présidence canadienne tient à remercier tout particulièrement les contributeurs du présent rapport de s'être engagés à le terminer malgré les circonstances exceptionnelles entourant la pandémie de la COVID-19 de 2020.

Voici la liste des coordonnées des personnes-ressources principales des rapports de chaque pays. Les questions relatives aux sections communes peuvent être adressées à la personne-ressource du Canada.

Canada	Alexandre Prieur Alexandre.Prieur@canada.ca Ressources naturelles Canada
France	Julien Barreteau Julien.barreteau@developpement-durable.gouv.fr Ministère de la Transition écologique et solidaire
Allemagne	Josche Muth Josche.Muth-Hospitant@bmwi.bund.de Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie
Italie	Stefano Raimondi Stefano.Raimondi@mise.gov.it Ministère du Développement économique
Japon	Yoshiyuki Kimura kimura-yoshiyuki@meti.go.jp Ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie, Agence pour les ressources naturelles et l'énergie
Royaume-Uni	Iliana Cardenes Iliana.Cardenes@beis.gov.uk Ministère des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle
États-Unis	Kevin Lynn kevin.lynn@ee.doe.gov É.-U. Département de l'énergie
Union européenne	Michela Marasco Michela.MARASCO@ec.europa.eu Direction générale de l'énergie



SOMMAIRE

Sous la présidence canadienne du G7 en 2018, les pays membres du G7 ont convenu de mettre en œuvre des mesures concrètes pour faire progresser la modernisation des réseaux électriques qui assurent la croissance de l'économie, garantissent la sécurité énergétique et améliorent la protection de l'environnement. Un moyen essentiel d'y parvenir consiste à investir dans des sources et technologies énergétiques plus propres, fiables et abordables. La mise au point de réseaux électriques efficaces, sûrs, durables et résilients qui ouvrent des possibilités à une grande diversité de travailleurs et d'industries est essentielle pour permettre aux pays d'effectuer leurs transitions énergétiques. Pour moderniser les réseaux électriques de demain, il est essentiel de promouvoir l'innovation en matière de technologies de réseaux électriques intelligents.

Grâce à leurs divers engagements internationaux, les pays membres du G7 sont bien placés pour faire part de leurs observations sur les techniques et politiques relatives à la modernisation des réseaux électriques. Ils sont tous membres de forums multilatéraux comme l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la Commission électrotechnique internationale (CEI), le Réseau international d'action sur les réseaux électriques intelligents (ISGAN), l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), et Mission Innovation (MI) — Défi d'innovation n° 1 sur les réseaux électriques intelligents (MI-DI1). Ils collaborent également dans le cadre d'activités régionales comme l'étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables (NARIS) et l'Alliance européenne de recherche dans le domaine de l'énergie (EERA), ainsi que par le biais d'une multitude d'activités bilatérales. Les initiatives et organisations internationales ont renforcé l'innovation en matière de technologies énergétiques propres et réduit considérablement les émissions des réseaux électriques de tous les pays membres du G7.

Tous les pays membres du G7 transforment leurs réseaux électriques en fonction des tendances actuelles de réduction des émissions, de numérisation et de décentralisation, tout en répondant également aux besoins continus en matière de production d'électricité fiable, abordable et sécuritaire afin d'assurer la croissance et la prospérité de l'économie. Si les circonstances varient, les points communs de ces transformations regroupent un approvisionnement grandissant en énergies renouvelables, des réformes réglementaires, des recherches de financement, des pressions liées à la modernisation des infrastructures et l'électrification des secteurs comme les transports, les bâtiments et l'industrie. Les défis et possibilités communs relatifs à la modernisation des réseaux électriques dans le G7 sont liés à l'évolution des technologies, aux comportements des clients, aux données et aux collaborations multilatérales.

LISTE DES ÉTUDES DE CAS

Étude de cas n°1 — PowerShift Atlantique : démonstration du contrôle de la charge des clients des provinces maritimes pour l'intégration de l'énergie éolienne	22
Étude de cas n°2 — Le Projet d'infrastructure intelligente pour véhicules électriques de la Colombie-Britannique	27
Étude de cas n°3 — Favoriser l'autonomie du client des services publics numériques grâce à une plateforme de données ouvertes utilisant les données des compteurs intelligents	32
Étude de cas n°4 — Smart Grid Vendée.....	42
Étude de cas n°5 — Postes intelligents	45
Étude de cas n°6 — Lignes aériennes peu encombrantes « compactLine ».....	53
Étude de cas n°7 — Lignes à isolation gazeuse à courant continu (LIGCC)	58
Étude de cas n°8 — Vitrine de l'énergie intelligente : Agenda numérique pour la transition énergétique (SINTEG)	64
Étude de cas n°9 — Puglia Active Network (PAN ou réseau actif dans la région des Pouilles).....	73
Étude de cas n°10 — Ricerca di Sistema (RdS ou Fonds pour l'étude du système électrique)	76
Étude de cas n°11 — Projet de démonstration visant à développer les technologies des centrales électriques virtuelles et à concevoir des modèles opérationnels.....	82
Étude de cas n°12 — Piclo-Flex	92
Étude de cas n°13 — DESIRE (Domestic Energy Storage Integrating Renewable Energy) [Stockage de l'énergie résidentielle intégrant les énergies renouvelables]	95
Étude de cas n°14 — Programme des îles intelligentes [The Smart Islands Program], Îles Scilly	99
Étude de cas n°15 — CleanStart DERMS : Résilience et restauration du système de distribution grâce aux ressources énergétiques décentralisées.....	108
Étude de cas n°16 — Augmenter la résilience du système de distribution à l'aide de ressources énergétiques décentralisées et d'installations de microréseaux offertes par OpenFMB (<i>Increasing Distribution System Resiliency using Flexible DER and Microgrid Assets Enabled by OpenFMB</i>)	114
Étude de cas n°17 — Flexibilité opérationnelle généralisée (Generalized Operational FLEXibility; GOFLEX) pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de distribution	127
Étude de cas n°18 — FLEXITRANSTORE, une plateforme intégrée pour une flexibilité accrue des réseaux de transport intelligents grâce à des entités de stockage et une pénétration importante des sources d'énergie renouvelable	130

LISTE DE FIGURES

Figure 1 : Production d'électricité par source, 2017	15
Figure 2 : Consommation d'énergie primaire et secondaire, Canada, 2016	17
Figure 3 : L'architecture du système de haut niveau de PowerShift Atlantique	24
Figure 4 : La plateforme de London Hydro utilise la norme du Bouton vert	35
Figure 5 : Concept et conception d'une compactLine par rapport à une ligne aérienne conventionnelle	55
Figure 6 : Ligne pilote avec poteau de suspension.....	55
Figure 7 : Ligne pilote — utilisation du paysage par rapport à la conception conventionnelle	56
Figure 8 : Section transversale du tube de la ligne à isolation gazeuse à courant continu	59
Figure 9 : Installation d'essai pour la vérification à long terme de la ligne à isolation gazeuse à courant continu à Darmstadt (à gauche : alimentation en tension et en courant; à droite : dispositif d'essai électrique)	60
Figure 10 : Ligne pilote (phase de construction) pour les essais thermiques et mécaniques.....	61
Figure 11 : Ligne pilote (phase de construction) pour les essais électriques	62
Figure 12 : Évolution de la contribution de la production d'énergie renouvelable (TWh) (d'après les données de l'exploitant du système de transport d'électricité [ESTE] de l'Italie [Terna])	68
Figure 13 : Prévisions de la production britannique et importations nettes (TWh) par source de carburant (2017 à 2035)	91
Figure 14 : réservoirs d'eau chaude intelligents	97
Figure 15 : cadre Smart Energy Islands des îles Scilly	101
Figure 16 : Concept de restauration de la charge au moyen d'un démarrage à froid basé sur les ressources énergétiques décentralisées.....	111
Figure 17 : Analyse de la charge et des besoins en matière de capacité de production sur le site d'essai du projet.....	112
Figure 18 : Vision structurelle du déploiement de la structure de contrôle OpenFMB dans le système illustré à la	116
Figure 19 : Schéma unifilaire d'ordre réduit des circuits de Duke Energy.....	116
Figure 20 : diagramme d'un réseau FLEXITRANSTORE	132

LISTE DE TABLES

Tableau 1 : Production d'électricité éolienne dans les provinces maritimes en gigawattheures (GWh), 2008-2017 .	23
Tableau 2 : Détails relatifs au dispositif d'utilisation finale connecté	25
Tableau 3 : Les VE sur la route, selon les ventes annuelles en Colombie-Britannique de 2013 à 2018.....	30



INTRODUCTION

Le rapport du G7 sur la modernisation des réseaux électriques décrit les progrès réalisés par les pays membres du G7 dans la transformation de leurs réseaux électriques. Il aborde les collaborations entre les pays membres du G7 en matière de réseaux électriques à tous les niveaux (multilatéral, bilatéral et national) et fait état de l'avancée de la modernisation du réseau électrique de chacun des pays membres du G7 et de l'Union européenne, y compris les principaux moteurs de chacune de leurs transformations énergétiques et des études de cas qui les accompagnent. Dans un dernier temps, le rapport présente les défis et possibilités communs inhérents aux efforts de transformation des pays membres du G7, y compris l'évolution des technologies, les comportements des clients, la création de valeur ajoutée basée sur des données et les collaborations multilatérales susmentionnées. En examinant les leçons retenues ainsi que les défis et possibilités communs présentés dans le présent rapport, les pays membres du G7 s'efforceront de poursuivre leur collaboration et de faire part des pratiques exemplaires en vue de faire progresser la modernisation des réseaux électriques.

1. COLLABORATIONS MULTILATÉRALES EN MATIÈRE DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

ORGANISATIONS MULTILATÉRALES

Grâce à leurs divers engagements internationaux, les pays membres du G7 sont bien placés pour faire part de leurs observations sur les techniques et politiques relatives à la modernisation des réseaux électriques. Ils sont tous membres de forums multilatéraux comme l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la Commission électrotechnique internationale (CEI), le Réseau international d'action sur les réseaux électriques intelligents (ISGAN), l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), et Mission Innovation (MI) — Défi d'innovation n° 1 sur les réseaux électriques intelligents (MI-DI1).

Agence internationale de l'énergie

L'AIE a été créée en 1974 en vue d'aider à coordonner une réaction collective face aux perturbations majeures liées à l'approvisionnement en pétrole. Si la sécurité des ressources pétrolières demeure au cœur de son mandat, l'AIE a évolué et a considérablement étendu la portée de ses activités depuis sa fondation. Par le biais d'une approche généralisée en matière de combustibles et de technologies, l'AIE défend des politiques visant à améliorer la fiabilité, l'abordabilité et la durabilité de l'énergie. Elle traite d'un large éventail de questions énergétiques portant notamment sur les énergies renouvelables, l'offre et la demande liées au pétrole, au gaz et au charbon, l'efficacité énergétique, les technologies énergétiques propres, les systèmes et marché d'électricité, l'accès à l'énergie, la maîtrise de la demande en énergie et bien plus encore.

En 2015, l'AIE a étendu la portée de son engagement auprès des principaux pays émergents pour élargir son influence mondiale et renforcer sa coopération en matière de sécurité énergétique, de données et de statistiques, d'analyse des politiques énergétiques, d'efficacité énergétique et d'utilisation croissante des technologies énergétiques propres.

Pendant plus de dix ans, l'AIE s'est penchée sur des questions relatives aux réseaux intelligents et à l'intégration de systèmes, notamment par l'entremise du programme d'intégration d'énergies renouvelables variables dans les réseaux et, depuis 2016, d'une unité consacrée à l'intégration d'énergies renouvelables dans les réseaux. L'AIE a publié en 2011 une feuille de route technologique sur les réseaux intelligents ainsi qu'un guide pratique en 2015 sur l'utilisation des réseaux intelligents dans les réseaux de distribution (« How2Guide for Smart Grids in Distribution Networks »). En 2017, l'AIE a publié un rapport phare sur la numérisation et l'énergie (« Digitalisation and Energy »), qui comportait une analyse sur les principales méthodes de transformation des réseaux électriques par le biais de systèmes numériquement interconnectés.

L'AIE supervise un large réseau de programmes de collaboration technologique (PCT) menés par ses membres et axés pour la plupart sur les aspects des réseaux électriques (p. ex., le PCT de l'ISGAN sur les réseaux intelligents; le PCT sur les systèmes énergétiques centrés sur l'utilisateur et les questions liées à la demande; le PCT sur la supraconductivité à haute température; etc.). Les programmes de collaboration technologique rassemblent collectivement plus de 6 000 experts dans le monde entier, lesquels

représentent environ 300 organisations publiques et privées situées dans 55 pays, dont un grand nombre de pays membres de l'Association de l'AIE comme la Chine, l'Inde et le Brésil.

L'AIE est un contributeur important du G7, du G20, de la Conférence ministérielle sur l'énergie propre (CEM), mais également de nombreuses autres organisations internationales axées sur l'énergie et l'économie. Par exemple, l'AIE présente le récapitulatif des progrès réalisés en matière d'énergie propre lors de la CEM en s'appuyant sur son influente publication annuelle portant sur le suivi des progrès en matière d'énergie propre (« Tracking Clean Energy Progress »). En outre, elle collabore étroitement avec de nombreux groupes de travail de la CEM consacrés aux réseaux électriques comme l'ISGAN et le partenariat sur l'énergie du 21^e siècle (« 21st Century Power Partnership ») et coordonne d'autres projets comme l'initiative sur les véhicules électriques (« Electric Vehicles Initiative »).

Commission électrotechnique internationale

Fondée en 1906, la CIE est une organisation mondiale de premier ordre spécialisée dans la préparation et la publication de normes internationales pour toutes les technologies électriques, électroniques et connexes, dans lesquelles les technologies des réseaux électriques jouent un rôle important.

La CIE offre aux entreprises, aux industries et aux gouvernements une plateforme de rencontre, de discussion et d'élaboration en matière de normes internationales. Toutes les normes internationales de la CIE sont entièrement élaborées par consensus et reflètent les besoins des principaux intervenants issus de tous les pays contribuant à l'œuvre de la CIE. Les publications de la CIE servent de base à la normalisation nationale, mais également de référence lors de la rédaction de contrats et d'appels d'offres internationaux.

Réseau international d'action sur les réseaux électriques intelligents

L'ISGAN est une initiative de collaboration internationale visant à accélérer la réalisation de progrès liés aux aspects clés des investissements, des technologies et des politiques en matière de réseau électrique intelligent. Rassemblant 25 pays membres ainsi que la Commission européenne, l'ISGAN fonctionne à la fois comme une initiative de la CEM et un programme de collaboration technologique de l'AIE. Il collabore étroitement avec les autres organisations et intervenants qui participent à la modernisation des réseaux électriques. Les membres rendent périodiquement compte à la CEM de leurs progrès et de leurs projets, en plus de satisfaire à toutes les exigences des programmes de collaboration technologique de l'AIE en matière de rapport.

L'ISGAN est un canal essentiel de développement et d'échange de connaissances et d'expertise ayant pour objectif de stimuler les efforts gouvernementaux de haut niveau qui visent à accélérer le développement et le déploiement de réseaux électriques plus intelligents, plus propres, plus flexibles et plus résilients partout dans le monde. L'ISGAN est essentiellement organisée autour d'un ensemble évolutif de groupes de travail (ou « annexes ») dirigés par des experts nationaux provenant des pays membres participants.

- L'annexe 1 (terminée), qui a travaillé sur un inventaire mondial des réseaux électriques intelligents (« Global Smart Grid Inventory »), a collecté des renseignements sur les diverses priorités et activités des pays membres en matière de réseau électrique intelligent pour mieux délimiter les objectifs et le programme de l'ISGAN.
- L'annexe 2 élabore et rassemble des études de cas sur les déploiements de réseaux électriques intelligents et soutient l'échange de connaissances ciblées au moyen d'ateliers structurés organisés conjointement avec l'annexe 4.

- L'annexe 3, qui travaille sur les coûts-bénéfices, a mis au point des outils d'analyse visant à orienter les investissements et les décisions réglementaires liés aux technologies, pratiques et systèmes en matière de réseau électrique intelligent.
- L'annexe 4, spécialisée dans les connaissances de politiques, classe les leçons apprises, les pratiques exemplaires et les observations pratiques soumises par les autres annexes de l'ISGAN et compile les connaissances sous des formes utiles à des publics cibles précis.
- Également connue en tant que réseau d'installations de recherches international sur les réseaux électriques intelligents (« Smart Grid International Research Facility Network »), l'annexe 5, axée sur les laboratoires de test, regroupe des installations de recherches de renom spécialisées dans les essais en matière de réseau électrique intelligent pour évaluer les protocoles d'essai (autrement dit, « tester les tests ») et les nouvelles pratiques d'essai à la fine pointe de la technologie.
- L'annexe 6, qui œuvre dans le domaine des réseaux électriques, envisage à plus long terme la mise au point des futurs réseaux électriques durables en se concentrant sur les défis liés aux systèmes électriques en matière de technologies, de solutions du marché et de politiques.
- L'annexe 7, spécialisée dans les transitions vers les réseaux électriques intelligents, étudie les changements institutionnels associés au déploiement des réseaux électriques intelligents pour soutenir les décideurs politiques en se concentrant sur les aspects et les conditions non techniques comme l'orientation, l'efficacité et l'efficacité des transitions des systèmes énergétiques et sur les pratiques innovantes comme les tentatives réglementaires.
- Également connue sous le nom d'« Académie ISGAN » (« ISGAN Academy »), l'annexe 8 se consacre à la formation et offre à la communauté de l'ISGAN et aux autres intervenants des occasions de perfectionnement professionnel dans le domaine des réseaux électriques intelligents au moyen d'un ensemble de webinaires et de modules d'apprentissage en ligne portant sur divers sujets allant des aspects fondamentaux des systèmes électriques à des thèmes plus spécialisés en lien avec des solutions novatrices en matière de réseau électrique intelligent.

Agence internationale pour les énergies renouvelables

L'IRENA est une organisation intergouvernementale qui regroupe 160 États membres ainsi que l'Union européenne. Elle soutient les pays dans leur transition vers un avenir énergétique durable et fait office de principale plateforme de coopération internationale, de centre d'excellence et de référentiel de connaissances en matière de politiques, de technologies, de ressources et de finances dans le domaine des énergies renouvelables. L'IRENA encourage l'adoption généralisée et l'utilisation durable de toutes les formes d'énergies renouvelables, notamment la bioénergie, la géothermie et les énergies hydroélectrique, océanique, solaire et éolienne, afin d'atteindre des objectifs de développement durable, d'accès à l'énergie, de sécurité énergétique, de prospérité et de croissance économique à faibles émissions en carbone. Elle est progressivement devenue une organisation internationale présentant un programme de travail diversifié qui contribue considérablement aux programmes mondiaux axés sur les énergies propres et la lutte contre les changements climatiques.

L'IRENA a analysé le paysage de l'innovation en matière d'intégration des énergies renouvelables variables en cartographiant et en classant les solutions novatrices et les exemples concrets dans quatre catégories clés : les technologies habilitantes, les modèles d'affaires, la conception du marché et l'exploitation du système. Le rapport qui en a résulté, intitulé *Panorama des innovations pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables*, ainsi que les mémoires qui l'accompagnent, offrent un cadre structurel pour aborder l'innovation ainsi qu'un guide relatif aux innovations actuelles, notamment sur la modernisation des réseaux électriques.

L'IRENA est un contributeur clé du G7, du G20, de la CEM et d'autres organisations internationales axées sur l'économie et l'énergie. Par exemple, dans le cadre du G20, l'IRENA s'engage au sujet de la transition énergétique depuis 2015 et fournit des directives visant à augmenter la part d'énergies renouvelables au sein des réseaux électriques. L'IRENA a soumis un rapport dans le cadre du G20 de 2019 tenu au Japon sur les solutions novatrices visant à intégrer au réseau une part élevée d'énergies renouvelables variables. L'IRENA agit également en qualité d'agent opérationnel dans le cadre de nombreuses campagnes et initiatives de la CEM, notamment pour le groupe de travail multilatéral sur les énergies solaires et éoliennes (« Multilateral Solar and Wind Working Group »).

Mission Innovation (MI) — Défi d'innovation n° 1 sur les réseaux électriques intelligents

Lancé en 2015 en marge de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques à Paris (COP21), MI est un partenariat mondial de 24 pays et de la Commission européenne (agissant pour le compte de l'Union européenne) qui vise à doubler les investissements gouvernementaux en recherche, développement et démonstration d'énergie propre dans une période de cinq ans tout en encourageant la croissance des investissements du secteur privé dans les technologies d'énergie propre transformatives. Ces efforts permettront d'accélérer considérablement la disponibilité des technologies avancées qui définiront un ensemble d'offres énergétiques mondial fiable, propre et abordable.

Les pays membres de MI ont élaboré huit Défis d'innovation dont l'objectif est d'accélérer l'innovation dans des domaines prioritaires qui pourraient à leur tour accélérer la transition mondiale vers des économies à faibles émissions de carbone, MI-DI1 étant sur les réseaux électriques intelligents. Codirigés par l'Italie, l'Inde et la Chine, 21 pays membres participants font progresser la recherche, le développement et la démonstration sur des réseaux électriques alimentés par des réseaux électriques renouvelable fiables, abordables et décentralisés. Tous les pays membres du G7, à l'exception du Japon, participent au MI-DI1.

Dans le cadre de ce défi, les membres ont cerné quatre principaux sous-défis et sélectionné six sujets de recherche, de développement et de démonstration visant à développer une compréhension commune des lacunes et des possibilités liées aux réseaux électriques intelligents à l'échelle internationale. Les sous-défis portent sur l'innovation dans le réseau électrique régional, l'innovation dans le réseau de distribution, l'innovation dans le microréseau et l'innovation intersectorielle. Les tâches sont décrites ci-dessous.

- Tâche 1 : Améliorer l'intégration du stockage en tout temps (pendant les opérations pour les services de réseau, mais aussi pendant les études de planification comme degré de liberté supplémentaire) pour obtenir une flexibilité.

- Tâche 2 : Utiliser la gestion de la demande pour fournir des services au réseau avec des interactions bien définies entre les acteurs du marché et les exploitants du réseau (et échange de données entre les exploitants du réseau de transport d'électricité [ESTE] et les exploitants du réseau de distribution [ESD]).
- Tâche 3 : Développer des lignes électriques régionales comprenant des technologies de courant alternatif (CA) et de courant continu (CC) (p. ex., réseaux de transport sur de longues distances, courant continu à haute tension [CCHT]).
- Tâche 4 : Déterminer et appuyer des améliorations d'options de flexibilité possibles (production d'énergie renouvelable, production de puissance thermique flexible, charge, réseau, stockage, intégration à d'autres réseaux d'énergie) pour garantir l'adéquation et la sécurité.
- Tâche 5 : Étudier et démontrer de nouvelles architectures de réseau électrique à l'égard du transport et de la distribution pour obtenir de la flexibilité.
- Tâche 6 : Introduction de technologies d'électronique de puissance nouvelles et avancées pour améliorer l'efficacité et la contrôlabilité des réseaux électriques intelligents.

COLLABORATIONS EUROPÉENNES

Plan stratégique européen pour les technologies énergétiques

Depuis 2007, le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET) a été le fondement de la politique de l'Union européenne sur l'énergie et le climat sur le plan de la recherche et de l'innovation. Il vise à accélérer le développement et le déploiement de technologies à faible teneur en carbone. Il promeut la coopération entre les institutions de recherche et le secteur privé des pays de l'Union européenne (UE) ainsi que de l'Islande, de la Norvège, de la Suisse et de la Turquie (32 pays). Le plan SET se compose du comité de pilotage du plan SET, des plateformes européennes de technologie et d'innovation (ETIP), de l'Alliance européenne de recherche dans le domaine de l'énergie (EERA) et du système d'information du plan SET (SETIS).

Alliance européenne de recherche dans le domaine de l'énergie

Regroupant plus de 50 000 experts issus de près de 250 centres de recherche publics et d'universités de 30 pays, l'EERA représente la plus grande communauté de recherche d'Europe axée sur l'énergie. Par l'entremise de 17 programmes de recherches conjoints, l'EERA coordonne des recherches sur les énergies sobres en carbone ainsi que les priorités communes relatives au plan SET. Dans le cadre de sa mission, l'alliance collabore étroitement avec l'industrie et les décideurs politiques afin d'assurer le transfert efficace des technologies vers l'industrie et le marché. L'Italie coordonne le programme de recherche conjoint sur les réseaux électriques intelligents (Joint Research Programme on Smart Grids), qui regroupe 40 organismes de recherche représentant 17 pays européens, dont la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni.

Plateforme européenne de technologie et d'innovation — Réseaux intelligents pour la transition énergétique

Une révision du plan SET en 2015 a abouti à une nouvelle feuille de route intégrée et à une fusion des initiatives européennes industrielles et des plateformes technologiques européennes en vue de créer neuf plateformes européennes de technologie et d'innovation (ETIP). Les ETIP ont été créées par la

Commission européenne dans le cadre de la nouvelle feuille de route intégrée du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques. Elles représentent la branche industrielle du plan SET et réunissent une multitude d'experts et d'intervenants du secteur de l'énergie. Leur rôle consiste à orienter la recherche et le développement pour soutenir la transition énergétique de l'Europe, du point de vue du secteur privé.

L'ETIP sur les réseaux intelligents pour la transition énergétique axe sa mission et ses conseils politiques sur la recherche et l'innovation dans les domaines des réseaux électriques intelligents et des systèmes énergétiques, en mettant l'accent sur la mise au point de « systèmes de systèmes » entièrement intégrés. En juin 2018, l'ETIP sur les réseaux intelligents pour la transition énergétique a publié sa « Vision 2050 – Intégrer les réseaux électriques intelligents pour la transition énergétique : servir la société et protéger l'environnement » (Vision 2050—Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment) qui vise à ouvrir la voie à des systèmes énergétiques intégrés paneuropéens sobres en carbone d'ici 2050. En janvier a été publiée la feuille de route en matière de recherche et d'innovation de la plateforme européenne de technologie et d'innovation sur les réseaux intelligents pour la transition énergétique. Elle présente les futurs besoins en matière de recherche et d'innovation dans le but d'atteindre les objectifs fixés par Vision 2050 concernant un système énergétique intégré fondé sur l'électricité.

COLLABORATIONS NORD-AMÉRICAINES

Étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables

L'étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables (NARIS) menée par le Laboratoire national des énergies renouvelables du département de l'Énergie des États-Unis (DOE) analysera les voies de modernisation du réseau électrique nord-américain grâce à la planification efficace du transport, de la production et de la demande. Au fil de la croissance du gaz naturel, de l'hydroélectricité et des énergies solaires et éoliennes, la NARIS mettra en lumière les possibilités liées au réseau électrique de l'avenir et examinera les façons dont les États-Unis, le Canada et le Mexique peuvent collaborer pour en assurer la fiabilité et la compétitivité économique. Cette étude est le fruit d'un effort collaboratif entre RNCAN, SENER et l'initiative de modernisation du réseau (Grid Modernization Initiative) du DOE. Les experts en matière de planification et d'exploitation des réseaux issus des trois pays contribuent à orienter et à réviser l'étude, notamment un comité d'intervenants canadiens composé de représentants d'associations industrielles, du milieu universitaire, de l'industrie et d'organismes non gouvernementaux. L'étude vise à examiner l'interconnexion entre les réseaux électriques américain, canadien et mexicain, de la planification à l'exploitation en passant par l'équilibrage à une résolution de 5 minutes. Sur le plan géographique, la NARIS est l'étude la plus vaste de sa catégorie. Elle explore également le potentiel d'amélioration relatif à l'utilisation des énergies propres dans tout le continent.

La NARIS comporte les objectifs suivants :

- Analyser les possibilités liées à l'énergie propre;
- Mettre au point des méthodes, des scénarios et des bases de données en vue de futures analyses;
- Évaluer la planification et l'exploitation coordonnées du réseau, le transport transfrontalier, la flexibilité du réseau et d'autres stratégies et technologies nécessaires à une plus grande pénétration des énergies renouvelables dans le marché.

Les résultats finaux sont prévus pour la fin de l'année 2020.

Conseil de l'Arctique

Dans le cadre de la présidence américaine du Conseil de l'Arctique, les États-Unis et le Canada ont codirigé le projet Arctic Remote Energy Networks Academy [académie des réseaux énergétiques éloignés de l'Arctique; ARENA] et l'Arctic Renewable Energy Atlas [atlas arctique des énergies renouvelables; AREA]. Le Conseil de l'Arctique est un forum intergouvernemental qui promeut la coopération, la coordination et l'interaction entre les États de l'Arctique (le Canada, le Danemark, la Finlande, l'Islande, la Norvège, la Russie, la Suède et les États-Unis). Le projet ARENA a été conçu dans une optique de partage des connaissances. Il a pour objectif d'établir des réseaux professionnels à l'appui de la transition des communautés arctiques visant à inclure davantage d'énergies renouvelables. Le projet a fourni des connaissances fondamentales allant du stockage de l'énergie électrique à l'énergie solaire au moyen d'une série de webinaires et de séances sur place. Le projet AREA vise à offrir un meilleur accès à l'information aux communautés arctiques cherchant à moderniser leurs réseaux électriques en intégrant des évaluations de base sur le potentiel des énergies renouvelables, les normes et pratiques d'efficacité énergétique et les expériences de réussite de communautés. Les États membres ont créé un site Web en 2017 afin de partager des données collectées sur l'offre et la demande en énergies renouvelables. Ce site Web est alimenté continuellement et présente les expériences de réussite de communautés locales en matière d'énergie ainsi qu'un atlas en ligne, qui offre des cartes de ressources solaires, éoliennes, géothermiques, marines et hydrocinétiques dans un format aisément accessible. Le Conseil de l'Arctique a terminé la phase II du projet en mai 2019.

EXEMPLES DE COLLABORATIONS BILATÉRALES

Canada–Royaume-Uni

Le Défi Branchés sur l'avenir est une initiative bilatérale d'une valeur de 20 M\$ CA/11,5 M£ menée par RNCAN et le ministère des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle du Royaume-Uni (BEIS) cherchant à améliorer la collaboration entre les innovateurs du Canada et du Royaume-Uni. Dans le cadre du défi, lancé en octobre 2018, on a demandé aux innovateurs d'élaborer des solutions qui intègrent des ressources énergétiques décentralisées comme les énergies renouvelables, le stockage de l'énergie et les véhicules électriques (VE) pour mettre au point des réseaux électriques plus propres et plus résilients. Entre le mois d'octobre 2018 et le mois de mars 2019, une série de missions commerciales et d'événements virtuels ont mené à plus de 300 engagements commerciaux interentreprises entre les innovateurs britanniques et canadiens. En mars 2019, 44 équipes ont soumis des propositions de projet qui ont été évaluées par des experts du Canada et du Royaume-Uni en vue de sélectionner un groupe de 7 « équipes finalistes ». RNCAN et le BEIS travaillent actuellement à l'élaboration d'une série de projets de démonstration (trois au Canada et quatre au Royaume-Uni) mis au point par ces équipes finalistes. En janvier 2021, les projets des finalistes seront mis en compétition afin de remporter un grand prix de 1 M\$ CA.

Royaume-Uni–Corée du Sud

Les gouvernements du Royaume-Uni et de la Corée du Sud se sont engagés à verser jusqu'à 6 M£ pour organiser une compétition bilatérale sur l'innovation en matière d'énergie intelligente en offrant des subventions aux entreprises et à d'autres organismes axés sur le développement et la démonstration de services et technologies d'énergies intelligentes. Les projets soutenus par cette compétition comprennent notamment un projet pilote de plateforme d'échange de flexibilité énergétique, de ludification de la recharge des véhicules électriques/de la recharge et de la décharge « véhicule au réseau » (VaR) et d'un système de stockage et de production d'air liquide.

Italie-Autriche

L'Italie et l'Autriche coordonnent le groupe de travail 4 de mise en œuvre de l'ETIP sur les réseaux intelligents pour la transition énergétique, qui est lié à la mesure 4 du plan SET portant sur l'amélioration de la résilience et de la sécurité du système énergétique (« Increase the resilience and security of the energy system »). Ce groupe de travail établit les feuilles de route en matière de recherche et d'innovation de ses pays membres à l'échelle nationale, avec la participation des exploitants nationaux, dans le but d'atteindre les objectifs d'innovation fixés par la mesure 4 du plan SET.

2. ÉTAT DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DES PAYS MEMBRES DU G7

Tous les pays membres du G7 subissent des transformations au niveau de leurs réseaux électriques en raison des tendances actuelles de réduction des émissions, de numérisation et de décentralisation, tout en répondant à des besoins continus en matière de production d'électricité fiable, abordable et sécuritaire dans le but d'assurer la croissance et la prospérité de l'économie. Bien que les circonstances varient, les points communs de ces transformations comprennent notamment un approvisionnement accru en énergies renouvelables, l'électrification des secteurs comme les transports, les bâtiments et l'industrie, et une pression relative à la modernisation des infrastructures. Les initiatives et organisations internationales ont également renforcé l'innovation en matière de technologies énergétiques propres, ainsi que les efforts déployés par les pays membres du G7 pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de leurs secteurs énergétiques.

Dans la section suivante, les pays membres du G7 décrivent l'état de leurs réseaux d'électricité sur leur territoire, notamment l'avancée de la modernisation du réseau, les initiatives actuelles, les orientations futures et les études de cas.

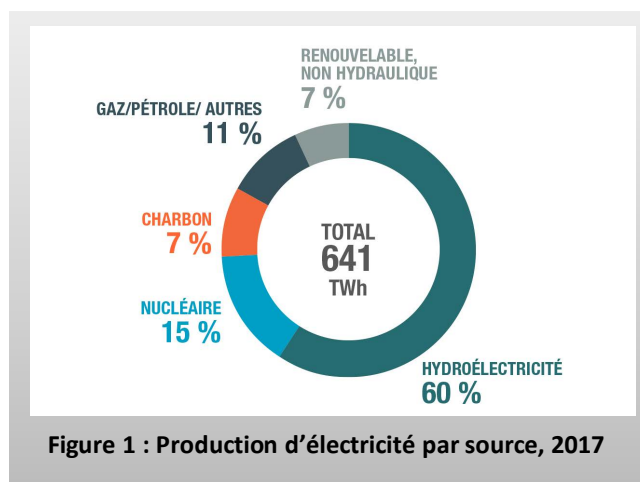
Veuillez prendre note que les rapports sur l'état des réseaux électriques de chaque pays ont été compilés sur la période s'étalant de la fin de l'année 2018 au début de l'année 2020 et sont donc susceptibles de comporter des renseignements et des analyses qui ont continué à évoluer depuis leur soumission. Pour connaître les mises à jour actuelles concernant l'un des rapports nationaux listés ci-dessous, veuillez communiquer avec la personne-ressource principale du pays concerné (coordonnées disponibles dans la section remerciements du présent rapport).

CANADA

Modernisation du réseau — cadre et aperçu

Dans le cadre de ses obligations en vertu de l'Accord de Paris, le Canada s'est engagé à réduire d'ici 2030 ses émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 732 mégatonnes éq. CO₂ de 2005¹. Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement du Canada, en partenariat avec les provinces et territoires, a élaboré le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (Cadre pancanadien). Ce cadre explique que les réseaux électriques propres et non émetteurs constituent la pierre angulaire d'une économie moderne axée sur la croissance propre et indique que l'approche canadienne en matière d'électricité reposera notamment sur la modernisation des réseaux électriques.

Ayant produit environ 382 térawattheures (TWh) en 2018, le Canada se classe au troisième rang mondial en matière de production d'hydroélectricité. Dans l'ensemble, 67 % de la production totale d'électricité au Canada est issue de sources renouvelables et se compose à 60 % d'hydroélectricité. En prenant en compte l'énergie nucléaire, près de 82 % de la production d'électricité au Canada est issue de sources non émettrices de GES. De plus, de 2005 à 2018, les sources de production d'électricité associées à la plus forte croissance se composaient des énergies éolienne et solaire photovoltaïque qui atteignent ensemble environ 6 % de la production totale d'électricité.



Le bouquet énergétique varie considérablement d'une région à l'autre. Par exemple, parmi les dix provinces et les trois territoires du Canada, les provinces de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec, de Terre-Neuve-et-Labrador et le territoire du Yukon produisent plus de 90 % de leur électricité à partir de ressources hydroélectriques. Les provinces et territoires restants s'appuient sur diverses combinaisons de combustibles fossiles, de ressources hydroélectriques et nucléaires et d'autres sources renouvelables comme le vent, l'énergie solaire photovoltaïque et la biomasse.

En vertu du Cadre pancanadien, tous les territoires et provinces ont consenti à prendre des mesures pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, à décarboniser leur approvisionnement en électricité et à électrifier les utilisations finales. Afin d'atteindre leurs objectifs, ils devront intégrer davantage d'énergies renouvelables à leur approvisionnement en électricité, démarche qui entraînera à son tour la nécessité de mettre en place des réseaux modernisés plus souples et mieux connectés. Afin d'accélérer cette transition, le gouvernement du Canada prévoit de retirer graduellement la production d'électricité traditionnelle au moyen du charbon d'ici 2030, laquelle représentait 9 % de la production totale d'électricité et 77 % des émissions du secteur de l'électricité en 2017, mais aussi de mettre en œuvre des règlements établissant des normes de rendement accrues concernant la production d'électricité au

¹ <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/progres-cible-reduction-emissions-gaz-effet-serre-Canada.html>

moyen du gaz. Les provinces participant au retrait graduel du charbon sont l'Alberta, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick.

Par le passé, la capacité des infrastructures du Canada en matière d'interconnexions électriques s'est développée davantage le long d'un axe nord-sud avec les États-Unis plutôt que d'un axe est-ouest entre les provinces. En vertu du Cadre pancanadien, le gouvernement du Canada a mené l'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) afin de cerner les projets d'infrastructure électrique les plus prometteurs entre les provinces et territoires². En étudiant les régions de l'ouest et de l'Atlantique, l'Initiative RECSI a relevé des options prometteuses en matière de transport entre les provinces et représente un élément de base du dialogue régional visant à élaborer une feuille de route de l'énergie propre pour le Canada atlantique³.

En vertu des dispositions de la Constitution du Canada, les provinces et territoires ont compétence sur le rythme et l'ampleur de l'exploitation des ressources, notamment sur la production, le transport et la distribution de l'électricité. Le gouvernement fédéral, cependant, a compétence sur les connexions interprovinciales, ce qui rend la collaboration fondamentale. Dans la majorité des provinces, l'électricité est fournie par des fournisseurs d'électricité à intégration verticale par l'entremise de marchés réglementés, mais l'Alberta et l'Ontario disposent respectivement d'un marché de gros de l'électricité dérèglementé et d'un marché hybride. En fonction du marché, les fournisseurs d'électricité peuvent être publics ou privés.

Le vieillissement des infrastructures d'électricité du Canada est un moteur essentiel de la modernisation du réseau. La majeure partie du réseau électrique a été conçue il y a plus de 50 ans, et certains éléments approchent la fin de leur durée de vie. En outre, en raison de la demande grandissante en électricité issue de l'électrification d'autres secteurs (comme les transports), le réseau électrique doit être amélioré pour assurer sa fiabilité et s'adapter aux besoins des clients.

Pour les communautés éloignées et nordiques du Canada⁴, la réduction de la dépendance à la production d'énergie à partir de diesel est un moteur clé de la modernisation du réseau et représente un des engagements pris par le gouvernement du Canada en vertu du Cadre pancanadien. En raison de leur isolement géographique et de leurs faibles populations, nombre de ces communautés ne peuvent être raccordées au réseau continental de façon viable sur le plan économique. Dans ces situations, il pourrait être plus rentable d'élaborer des solutions énergétiques propres, locales et autosuffisantes et de les raccorder à des réseaux plus intelligents et autonomes.

Les dynamiques émergentes entre la décarbonisation, la numérisation et la décentralisation sont également essentielles à la modernisation des réseaux électriques du Canada. En plus du besoin de décarboniser le réseau, la numérisation, par l'entremise du déploiement de technologies de réseau intelligent, contribue à améliorer l'efficacité, la fiabilité, le contrôle et la flexibilité du réseau, tout en réduisant les coûts du système. Cependant, une telle démarche nécessitera des investissements importants et soutenus au cours des années à venir. La numérisation permet également la

² Ressources naturelles Canada — Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité <https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-du-canada/energie-propre-et-infrastructure-electrique/21295>

³ Agence de promotion économique du Canada atlantique — La Stratégie de croissance pour l'Atlantique prépare un avenir énergétique propre pour le Canada atlantique <https://www.canada.ca/fr/promotion-economique-canada-atlantique/nouvelles/2019/03/la-strategie-de-croissance-pour-latlantique-prepare-un-avenir-energetique-propre-pour-le-canada-atlantique.html>

⁴ Ressources naturelles Canada, L'Atlas du Canada — Base de données sur l'énergie dans les collectivités éloignées <https://atlas.gc.ca/rced-bdece/fr/index.html>

décentralisation, par l'entremise de laquelle les sources de production décentralisées à petite échelle et les charges flexibles (ou ressources énergétiques décentralisées, RED) sont mieux gérées par le réseau. La décentralisation peut offrir davantage d'options aux clients et aux communautés éloignées et permet de renforcer la résilience, la stabilité et la flexibilité du réseau. Ces trois dynamiques émergentes offrent également l'occasion aux Canadiens de jouer un rôle actif dans les réseaux et marchés d'électricité en produisant de l'électricité, en la vendant sur le réseau et en participant aux mécanismes de gestion de la demande.

Initiatives de modernisation

Les compagnies et services d'électricité canadiens ont collaboré avec tous les ordres de gouvernement afin d'investir dans des solutions novatrices qui améliorent la fiabilité, la durabilité et l'abordabilité des réseaux électriques à l'échelle du pays. En 2018, les dépenses en capital liées à la production, le transport et la distribution d'énergie électrique au Canada étaient de 24,4 milliards de dollars, ce qui représente une augmentation de 66 % par rapport à 2008⁵. Ces dépenses devraient augmenter pour pouvoir entretenir les infrastructures vieillissantes et pour satisfaire une demande croissante. Lancé en 2016, le Plan Investir dans le Canada offre 180 milliards de dollars canadiens sur 12 ans afin de soutenir les projets d'infrastructure dans tout le pays, y compris les projets d'infrastructure verte comme les plans visant à moderniser les réseaux électriques⁶.

De nombreux éléments du secteur de l'électricité canadien sont en transition, y compris les sources de production, les interactions entre les clients et les services publics, ainsi que le cadre réglementaire. En 2016, par exemple, l'Ontario, par l'entremise de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), a lancé un ensemble d'initiatives **visant à restructurer les marchés de gros de l'électricité de l'Ontario**. Le programme de Renouveau du marché soutient l'apport de changements structurels à la conception du marché, le renforcement de la concurrence sur le marché et la mise en place d'un processus d'approvisionnement plus souple qui correspond davantage aux besoins du réseau⁷. Les besoins du réseau comprennent l'intégration des énergies renouvelables, l'augmentation de l'approvisionnement à petite échelle, la décentralisation et la numérisation. De nombreuses initiatives de modernisation de réseau comme celle-ci sont lancées parallèlement à l'électrification, la décentralisation et la numérisation croissantes du Canada.

Par l'entremise de mesures comportant notamment l'électrification, **le Cadre pancanadien soutient la décarbonisation de divers secteurs de l'économie canadienne**, notamment ceux de l'industrie, de la production d'électricité, des bâtiments et des transports. Par exemple, en 2016, le secteur des transports représentait 21 % de la consommation énergétique

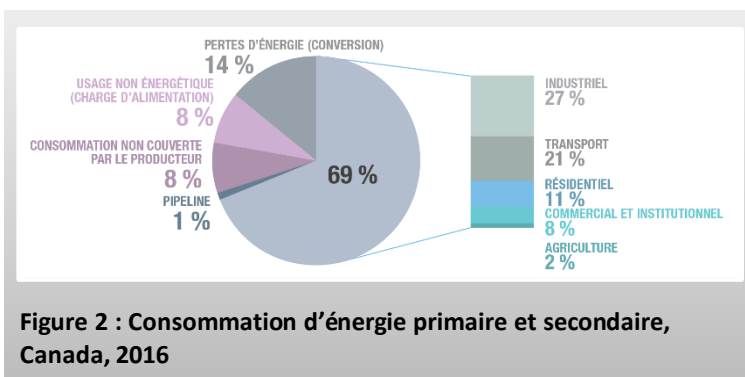


Figure 2 : Consommation d'énergie primaire et secondaire, Canada, 2016

⁵ Statistique Canada. Tableau 34-10-0036-01, Dépenses en immobilisation et réparations, actifs corporels non résidentiels par industrie (x 1 000 000) https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3410003601&request_locale=fr

⁶ <https://www.infrastructure.gc.ca/plan/about-invest-apropos-fra.html>

⁷ <http://www.ieso.ca/en/Learn/Ontario-Power-System/Electricity-Market-of-Tomorrow> [en anglais seulement]

et 25 % des émissions de GES⁸. En 2018, les ventes de véhicules électriques s'élevaient à 2,2 % des ventes totales de véhicules. En effet, plus de 44 000 VE ont été vendus en 2018, ce qui représente une augmentation de 137 % dans les ventes de VE par rapport à 2017⁹. Dans le cadre de l'initiative Transports 2030, des programmes d'infrastructure verte et d'autres initiatives, le gouvernement du Canada investit dans les projets de démonstration de bornes de recharge rapide pour VE et les projets de déploiement partout au Canada visant à soutenir l'adoption généralisée des VE. Par exemple, le gouvernement du Canada a également fourni un soutien financier, en partenariat avec un consortium de dix services d'électricité, afin de répondre aux préoccupations soulevées quant à une potentielle surcharge du réseau causée par la recharge des VE¹⁰. De plus, le gouvernement du Canada investit jusqu'à 312,5 millions de dollars canadiens afin de soutenir le déploiement de bornes de recharge pour VE, les démonstrations liées à la prochaine génération de technologies de recharge ainsi que l'établissement de codes et de normes liés aux VE et aux véhicules à carburant de remplacement partout au Canada. Les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Québec offrent des incitatifs financiers liés aux VE, et le gouvernement du Canada a commencé à en proposer en mai 2019. Les services d'électricité accélèrent également l'adoption des VE en facilitant l'accès à leurs infrastructures et en modernisant ces dernières.

La production d'énergies renouvelables a augmenté de 18 % entre 2010 et 2017 au Canada, et cette proportion continuera d'augmenter parallèlement aux mesures ambitieuses prises par plusieurs territoires et provinces en vue d'augmenter la production d'énergie renouvelable. Par exemple, la province de l'Alberta s'est fixé comme objectif de répondre à 30 % de ses besoins en électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030 et a conclu des contrats pour près de 1,5 gigawatts (GW) d'énergies renouvelables en 2018 et 2019¹¹. Le processus d'appel d'offres établi a permis à l'Alberta d'obtenir le prix de soumission le plus bas pour l'énergie éolienne au Canada, soit 0,037 \$ par kWh¹². La Saskatchewan s'est engagée à doubler le pourcentage de sa capacité en sources d'énergies renouvelables pour atteindre les 50 % d'ici 2030, soit le double du niveau de 25 % atteint en 2015¹³. Les provinces du Nouveau-Brunswick¹⁴ et de la Nouvelle-Écosse¹⁵ prévoient toutes deux de répondre à 40 % de la demande à l'aide d'énergies renouvelables en 2020, soit une hausse par rapport à leurs niveaux respectifs de 30 % et 22 % de 2015¹⁶. En outre, par l'entremise du Programme des énergies renouvelables émergentes d'une valeur de 200 millions de dollars, le **gouvernement du Canada soutient le déploiement des technologies d'énergie renouvelable émergentes qui ont fait l'objet d'une démonstration et qui réduisent les émissions de GES** produites par les secteurs de l'électricité.

⁸ <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/emissions-gaz-effet-serre.html>

⁹ <https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-lenergie/20072>

¹⁰ <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/investissements-actuels/infrastructure-de-recharge-amelioree-au-moyen-de-donnees-de-vehicules/19497>

¹¹ <https://www.alberta.ca/renewable-electricity-program.aspx> [en anglais seulement]

¹² <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/renewable-energy-program-electricity-alberta-bidders-contracts-1.4446746> [en anglais seulement]

¹³ <https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/2018/03/the-path-to-2030-saskpower-updates-progress-on-renewable-electricity> [en anglais seulement]

¹⁴ <https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/der/energie/content/renewable.html>

¹⁵ https://www.novascotia.ca/just/regulations/regs/elec renew.htm#TOC2_7 [en anglais seulement]

¹⁶ Statistique Canada. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002001&request_locale=fr

Afin de gérer l'intégration d'énergies renouvelables variables, les services d'électricité et les gouvernements de tout le Canada **investissent dans la flexibilité et l'adaptabilité du réseau par l'entremise de projets de numérisation**. En Alberta, par exemple, ENMAX, un service public municipal, réalise des projets de démonstration de technologies permettant des transits de puissance bidirectionnels dans des réseaux secondaires au sein des réseaux électriques urbains¹⁷. Cette démarche permettra un déploiement plus important de l'énergie solaire photovoltaïque dans les villes.

La numérisation du réseau offre également de nouvelles possibilités pour les projets de gestion de la demande d'électricité. L'ensemble des provinces et territoires dotés d'un plan d'action sur le climat **investissent dans les technologies de réseau intelligent**. Plus de 80 % des compteurs d'électricité au Canada sont des compteurs intelligents, et toutes les provinces disposent d'un plan de facturation nette. L'Ontario, qui a pleinement déployé les compteurs intelligents, a adopté des tarifs selon l'heure de consommation¹⁸. Des solutions de gestion intelligente automatisée sont également déployées de manière croissante dans les réseaux électriques de tout le Canada afin de faciliter l'intégration continue des énergies renouvelables variables, du stockage de l'énergie, des véhicules électriques et d'autres actifs énergétiques décentralisés. Par exemple, Énergie NB et NS Power, des services publics provinciaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, ont collaboré avec Siemens dans le cadre d'un projet de réseau intelligent de 93 millions de dollars qui s'appuiera sur l'analyse de données pour mieux gérer le réseau¹⁹. Ce projet fait partie des 100 millions de dollars investis dans le cadre du programme des Réseaux intelligents de RNCAN pour soutenir les projets de réseau intelligent qui augmentent la pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques et améliorent la fiabilité, la résilience et la flexibilité du réseau.

Le Canada compte près de 300 communautés nordiques et éloignées qui ne sont pas connectées au réseau continental et dépendent du diesel comme principale source de production. Afin d'améliorer l'abordabilité, la fiabilité et la durabilité de l'approvisionnement en électricité dans ces communautés, le gouvernement du Canada, en collaboration avec les gouvernements provinciaux et territoriaux, **soutient le déploiement de solutions de microréseaux en tirant parti des technologies de réseaux intelligent et des énergies renouvelables**. Par exemple, à Colville Lake, une collectivité située près du cercle polaire arctique dans les Territoires du Nord-Ouest, le service d'électricité régional, en partenariat avec le gouvernement territorial, a conçu un système hybride énergie solaire-batterie-diesel qui a amélioré la fiabilité du service et réduit les frais d'exploitation et d'entretien. La contribution énergétique annuelle du système solaire photovoltaïque a atteint un total de 17,6 %. Dans le Nunavik (au nord du Québec), le gouvernement fédéral a soutenu la conception du tout premier microréseau combinant une éolienne de 3 mégawatts (MW), un volant d'inertie, des batteries au lithium-ion et une pile à hydrogène pour approvisionner les activités minières locales²⁰. Le gouvernement du Canada investit également jusqu'à 220 millions de dollars dans le cadre du programme Énergie propre pour les communautés rurales et éloignées afin de financer des projets qui réduisent la dépendance au carburant diesel, soutiennent l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, augmentent l'efficacité énergétique et renforcent les

¹⁷ <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/investissements-actuels/integration-de-la-production-decentralisee-dans-les-reseaux-secondaires-dans-les-grands-centres/21323>

¹⁸ Le gouvernement de l'Ontario a temporairement suspendu les tarifs selon l'heure de consommation au cours de la pandémie de COVID-19.

¹⁹ [Siemens - Siemens collabore avec les services publics canadiens afin d'élaborer le réseau électrique du futur et d'effectuer des recherches en la matière](#) [en anglais seulement]

²⁰ <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/investissements-actuels/projet-pilote-de-demonstration-de-reseau-intelligent-delectricite-renouvelable-la-mine-raglan/16663>

capacités des communautés rurales et éloignées, y compris des communautés autochtones. En plus d'assurer la fiabilité du service, un tel stockage de l'énergie permet d'améliorer la flexibilité du réseau, notamment en gérant les fluctuations de la demande et en régulant la tension et la fréquence. En reconnaissance de l'importance du rôle du stockage de l'énergie vis-à-vis de la modernisation du réseau, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario a mis sur pied un programme de stockage de l'énergie qui a permis l'acquisition de 50 MW de stockage à des fins d'essai sur 20 emplacements différents en deux phases (2014, 2019) et qui est maintenant opérationnel²¹.

Orientations futures

Un processus essentiel qui continue de guider la modernisation du réseau électrique du Canada a été amorcé avec « Génération Énergie », un dialogue national mené en 2017 sur le futur énergétique du Canada qui a rassemblé plus de 380 000 Canadiens et experts internationaux. À la suite de cette conversation a été créé un conseil d'experts en énergie chargé de conseiller le gouvernement fédéral sur les mesures que pourrait prendre le Canada pour s'orienter vers un avenir sobre en carbone. L'une des quatre voies d'utilisation définies par le conseil afin de permettre au Canada de s'orienter vers un futur basé sur une énergie abordable et durable consiste à fonder l'économie canadienne sur l'énergie propre, conformément au Cadre pancanadien. À cet égard, le rapport a indiqué que l'approvisionnement en énergie propre devrait croître parallèlement à l'amélioration des infrastructures et de la gestion de la demande en électricité. Pour améliorer les infrastructures, il est nécessaire de déployer davantage de ressources énergétiques décentralisées ainsi que les microréseaux et technologies de réseau intelligent visant à les soutenir, mais également de gérer la demande en prenant des mesures tant sur l'efficacité énergétique que sur l'électrification des secteurs comme les transports, les bâtiments et l'industrie.

En reconnaissance de l'importance d'une transition vers les énergies propres, les premiers ministres du Canada ont convenu en décembre 2018 de discuter de l'élaboration d'un cadre pour un avenir propre en matière d'électricité, notamment d'hydroélectricité, lequel visera à encourager l'utilisation d'une énergie propre, fiable et abordable, et à promouvoir l'accès aux marchés national et international. Afin d'orienter les investissements dans la modernisation du réseau et une transition énergétique plus large, le gouvernement du Canada a établi l'Initiative de modélisation énergétique²², un forum national visant à rassembler la communauté de modélisation. L'Initiative a produit un inventaire d'outils et formulé des recommandations pour un plan à long terme visant à établir une capacité durable pour la modélisation de l'énergie au Canada.

Ces divers engagements, notamment la cible de zéro émission nette à atteindre d'ici 2050 fixée par le gouvernement fédéral, répondent aux attentes des Canadiens concernant le futur énergétique du pays et soutiennent la modernisation du réseau grâce à des investissements dans les projets de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement. Alors que les services publics du Canada exploitent de nouveaux réseaux électriques plus décentralisés dotés de flux énergétiques bidirectionnels et d'une flexibilité accrue, ils devront également s'adapter en élaborant de nouveaux modèles opérationnels, en trouvant de nouvelles façons de gérer leurs réseaux, en utilisant des infrastructures existantes plus efficacement et en offrant davantage d'options aux clients.

²¹ [Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario - Approvisionnement en stockage de l'énergie à la SIERE](#) [en anglais seulement]

²² <https://emi-ime.ca/fr/forum-national/>

Une gestion avancée de la distribution ainsi qu'une exploitation des données visant à créer de la valeur sont des moteurs essentiels pour assurer la fiabilité et l'efficacité du réseau, et l'innovation en matière d'intelligence artificielle (IA) catalyse la transition. Les gouvernements et services publics fédéraux et provinciaux investissent également dans la résilience afin d'atténuer les menaces liées à la cybersécurité et de répondre à l'adaptation aux changements climatiques. Il est nécessaire d'investir pour veiller à ce que les réseaux électriques puissent résister à des phénomènes météorologiques extrêmes plus fréquents et à des facteurs de stress découlant des changements climatiques. En outre, des vulnérabilités accrues en matière de cybersécurité, engendrées par l'orientation vers la numérisation, renforcent le besoin de veiller à ce que la sécurité des réseaux électriques du Canada suive le rythme de leur modernisation.

Enfin, il est peu probable que l'architecture traditionnelle des réseaux électriques, avec leurs grandes centrales électriques centralisées, disparaisse dans un avenir proche. Cependant, la modernisation tirera parti des possibilités que la numérisation et la décentralisation offrent afin d'améliorer sa flexibilité et de s'adapter aux nouvelles attentes des clients.

Une telle avancée représente un défi puisque de hauts niveaux de ressources énergétiques décentralisées (RED) nécessitent une décentralisation ainsi qu'une capacité de transport bidirectionnel considérable. Afin de s'adapter à ce nouveau paradigme dans la conception des réseaux électriques, les services publics devront utiliser un large éventail d'outils et d'approches, notamment :

- **L'intelligence artificielle** — algorithmes visant à améliorer la prévision des charges et à optimiser le contrôle des ressources énergétiques décentralisées.
- **La numérisation** — utilisation de renseignements et de technologies de communication pour gérer, surveiller et contrôler les éléments relatifs aux ressources énergétiques décentralisées de manière coordonnée avec ou sans approvisionnement direct provenant des services publics.
- **De nouveaux modèles opérationnels** — nouvelles méthodes employées par les services publics, les fabricants, les installateurs et les gestionnaires d'établissements afin de faciliter la participation des consommateurs et d'améliorer le rapport coûts-avantages.
- **Les bacs à sable réglementaires** — la capacité des services publics et d'autres entités connexes à mener des projets pilotes en dehors du cadre des exigences réglementaires normales, notamment concernant l'achat et la vente d'énergie.
- **Les communautés intelligentes** — futur point d'intégration des systèmes d'énergie et de données en matière de chauffage, de transport, d'électricité et d'autres services faisant l'objet d'une numérisation accrue.
- **Facturation nette virtuelle** — capacité à appliquer une facturation nette aux installations d'une entité comprenant divers compteurs physiques.

En plus des différences typiques sur le plan des ressources ou des charges d'un service public à un autre, le Canada a pour défi d'exploiter des réseaux électriques dans des environnements dérèglementés et intégrés de façon verticale; ainsi, un vaste éventail de solutions et d'options varié est actuellement examiné.

Études de cas

Étude de cas n° 1 — PowerShift Atlantique : démonstration du contrôle de la charge des clients des provinces maritimes pour l'intégration de l'énergie éolienne

Segment du réseau d'électricité
Production d'énergie éolienne et réseau de distribution
État actuel
Achevé
Durée du projet
2010–2015
Responsable du projet
La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) est une société d'État à intégration verticale détenue exclusivement par le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Énergie NB est responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité.
Partenaires du projet
<i>Services publics : Maritime Electric Company Limited, Saint John Energy et Nova Scotia Power Incorporated ont recruté des clients participants dans leur zone desservie et géré des fournisseurs/installateurs tiers de technologies de contrôle de l'utilisation finale.</i> <i>L'Université du Nouveau-Brunswick a élaboré des méthodologies en matière de prévision des vents et de la production d'énergie éolienne ainsi que d'estimation de l'incertitude des prévisions.</i>
Coût du projet (dollars canadiens)
Coût du projet : 33,4 millions de dollars Rapport public-privé des montants investis : 15,6 millions de dollars (secteur public) et 17,8 millions de dollars (secteur privé) Le gouvernement du Canada, par l'entremise de Ressources naturelles Canada (Fonds pour l'énergie propre) : 15,6 millions de dollars
Emplacement du projet
Le projet a déployé des technologies dans les provinces maritimes du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard.
Site Web du projet
http://www.powershiftatlantic.com/

Contexte

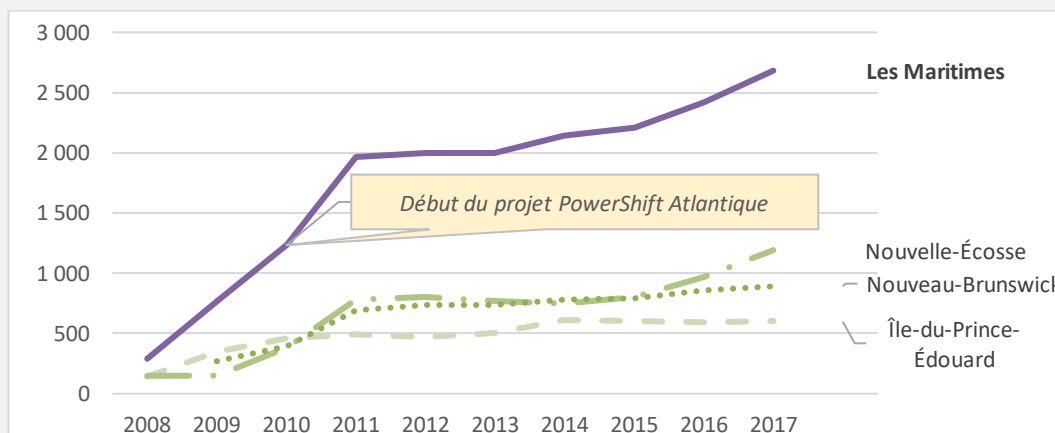
La quantité d'électricité produite à partir de l'énergie éolienne a été multipliée par six entre 2008 et 2011 dans les Maritimes grâce à divers programmes visant à augmenter la capacité de production d'énergie éolienne et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et à la production d'énergie nucléaire. La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont tous deux pour objectif de produire 40 % de leur

consommation énergétique à partir d'énergies renouvelables d'ici 2040. En 2017, l'énergie éolienne représentait 11 % de la production d'électricité régionale par rapport aux 54 % et 20 % respectifs des combustibles fossiles et de l'énergie nucléaire.

L'augmentation de la production d'énergie éolienne variable a posé aux gestionnaires de systèmes de réseau des Maritimes le défi fondamental d'équilibrer l'offre et la demande dans l'éventualité de changements soudains dans la production. En cas d'approvisionnement insuffisant, le réseau a été équilibré en puisant dans l'énergie de réserve issue des générateurs à démarrage rapide, démarche ayant souvent entraîné une hausse des coûts et des émissions.

En 2010, un consortium de services publics, d'exploitants de réseaux, d'entreprises, d'associations et d'universités des Maritimes, avec le soutien financier des gouvernements fédéral et provinciaux, a lancé le projet PowerShift Atlantique afin de s'attaquer à cet obstacle en recourant à des technologies novatrices de réseau intelligent.

Tableau 1 : Production d'électricité éolienne dans les provinces maritimes en gigawattheures (GWh), 2008-2017



Source : Statistique Canada, Tableau 25-10-0020-01

Objectifs

Le projet visait à aborder l'équilibrage du réseau en mettant à l'essai l'une des premières centrales électriques virtuelles (CEV) du monde entièrement intégrée au réseau. Cette nouvelle solution de transfert de la charge en temps réel faisait usage du regroupement des clients et des prévisions des vents pour gérer la consommation de plus de 1 700 dispositifs commerciaux et résidentiels en ajustant leur demande en électricité en fonction de l'approvisionnement en énergie éolienne.

Ce projet de démonstration avait trois objectifs : 1) évaluer le rendement de cette solution axée sur la demande pour l'équilibrage du réseau dans un contexte de production accrue d'énergie éolienne; 2) examiner le rôle des clients et leur acceptation des dispositifs contrôlés à distance, et; 3) évaluer les coûts, les avantages et la faisabilité technique de la mise en place d'un réseau plus vaste.

Cette solution de maîtrise de la demande d'énergie pourrait réduire le besoin de recourir aux réserves d'énergie produites à partir de gaz naturel.

Description du projet

PowerShift Atlantique était un projet axé sur le client qui agrégeait et contrôlait à distance des dispositifs d'utilisation finale résidentiels et commerciaux dans trois provinces en créant des centrales électriques virtuelles qui pouvaient être mobilisées pour modifier la demande, à l'image de génératrices dont l'énergie peut être répartie, ce qui consistait plutôt à augmenter ou à diminuer la demande et non à modifier l'approvisionnement. En procédant ainsi, les services publics pouvaient *déplacer* la demande d'électricité en fonction de l'énergie éolienne variable disponible sur le réseau. Un système de gestion intelligente de la charge (système GIC) automatisait le contrôle des deux centrales électriques virtuelles.

La participation au projet s'est effectuée sur une base volontaire et sans incitatifs. Les services publics ont recruté des clients au moyen de diverses méthodes comme des salons de l'habitation, des courriels ciblés et des campagnes d'appels téléphoniques. Ils leur ont expliqué que le projet soutiendrait le déploiement efficace d'une plus grande production d'énergie éolienne régionale.

Trois entreprises d'agrégation tierces ont appliqué leurs technologies offertes au grand public en vue d'agréger, de surveiller et de contrôler les dispositifs d'utilisation finale des participants, et de créer ainsi deux centrales électriques virtuelles (une pour Énergie NB, une pour Nova Scotia Power). Les agrégateurs étaient en communication régulière avec un système GIC offrant une capacité de contrôle des charges prévisionnelles et suivant les instructions de répartition.

Les promoteurs du projet ont conçu un logiciel GIC pour automatiser le contrôle des centrales électriques virtuelles pour : 1) compenser ou réduire l'incidence de la variabilité du réseau d'énergie éolienne par l'entremise d'un lissage continu; 2) fournir l'équivalent d'un service de réserve connexe bidirectionnel de 10 minutes à l'exploitant du réseau (c.-à-d. utilisé comme répartition de production en temps réel).

Le logiciel de gestion intelligente de la charge a reçu des données sur le réseau en temps réel, des prévisions de production d'énergie éolienne à court terme et des renseignements sur la capacité de déplacement des charges disponibles provenant toutes les heures des agrégateurs. Au besoin, il envoyait des instructions de répartition aux centrales électriques virtuelles (c.-à-d. les agrégateurs) pour déplacer la demande. Le logiciel GIC effectuait ce processus d'analyse, de décision et de répartition toutes les 15 minutes.

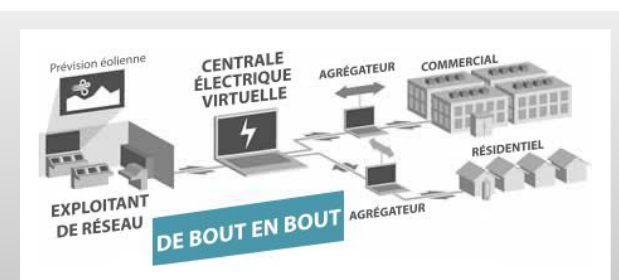


Figure 3 : L'architecture du système de haut niveau de PowerShift Atlantique

Résultats du projet

Les services publics ont recruté 1 357 clients résidentiels et 69 clients commerciaux et connecté 17,3 MW de dispositifs d'utilisation finale. La surveillance automatisée et le déplacement de la demande des centrales électriques virtuelles ont commencé en octobre 2013 et ont duré 12 mois. Le logiciel GIC et les centrales électriques virtuelles ont démontré avec succès un déplacement de la charge continu en temps presque réel en allégeant la charge en période de pointe et en restaurant la charge en période de creux. En outre, pendant deux semaines, le système a été testé uniquement pour son potentiel de répartition de la production en temps réel.

Tableau 2 : Détails relatifs au dispositif d'utilisation finale connecté

Dispositif d'utilisation finale	Nombre de dispositifs	MW connectés
Chauffe-eau électriques résidentiels	1 102	3,7
Radiateurs électriques portatifs	504	2,0
Générateurs d'air chaud résidentiels	15	0,4
Chauffages commerciaux à accumulation	86	4,6
Produits de CVC commerciaux, réfrigération, stations de pompage de l'eau	26	6,6
Total	1 733	17,3

Au cours de l'année du projet, le logiciel GIC a *demandé* des allègements de la demande de l'ordre de 1 888 MWh et des restaurations totalisant 2 369 MWh. Les agrégateurs ont répondu avec des allègements *réels* de 2 334 MWh et des restaurations *réelles* de 1 880 MWh.

Les services publics ont fréquemment interrogé les clients participants. Environ 80 % des répondants résidentiels ont été satisfaits de leur expérience, et 2 % en ont été insatisfaits. Il est important de souligner que la plupart n'ont remarqué aucun changement au niveau du service ou de leur confort au cours du projet et n'ont pas eu à changer leurs habitudes. Les sondages communiqués aux clients commerciaux ont présenté un taux de réponse inférieur et ont reçu un taux d'insatisfaction légèrement supérieur. Néanmoins, dans l'ensemble, les répondants ont été satisfaits de leur expérience.

Leçons retenues

Quatre leçons en matière de technologie ont été relevées dans cette étude de cas : 1) les interfaces ouvertes non exclusives entre la gestion intelligente de la charge (GIC) et les agrégateurs peuvent jouer en faveur de la recherche et du développement ainsi que de la participation des fournisseurs; 2) la communication des dispositifs utilisant une connexion Internet présente des défis en raison des spécificités des architectures en réseau et de l'instabilité des connexions; 3) des mises à jour des logiciels à distance des dispositifs sont nécessaires et l'équipement doit permettre la reprise de l'approvisionnement de service normal aux points de consigne appropriés suivant une interruption de la communication; 4) étant donné que chaque dispositif présente différents profils de charge et risques potentiels, il est préférable de cibler des dispositifs précis peu complexes et à fort potentiel de réglage de la charge (p. ex., les chauffe-eau résidentiels dotés de commandes intelligentes).

Le projet a permis de tirer trois leçons sur les clients : 1) étant donné que l'on a sous-estimé le temps et les efforts nécessaires pour recruter, informer et fidéliser les clients et leur répondre, il convient d'accorder suffisamment de ressources et de temps à cette étape; 2) les clients commerciaux représentaient les deux tiers des charges connectées, mais seulement 5 % des participants; par conséquent, les services publics devraient insister sur le faible risque pour les opérations commerciales normales en vue de recruter des clients commerciaux; 3) communiquer dès que possible avec les décideurs et mettre en place des mesures financières incitatives favoriserait probablement la participation.

Le projet a mis en lumière deux leçons à l'échelle du système : 1) les prévisions des agrégateurs en matière de contrôle de la charge électrique disponible étaient souvent prudentes parce que la priorité était accordée au confort et à la satisfaction du client; 2) le contrôle de la charge disponible était sensiblement plus élevé en hiver, ce qui correspond à une disponibilité et une variabilité accrues de l'énergie éolienne.

Dans l'ensemble, PowerShift Atlantique a démontré la faisabilité technique de l'utilisation des centrales électriques virtuelles pour le lissage des charges et comme solution de rechange aux centrales électriques alimentées au gaz naturel pour la répartition de la production en temps réel. À l'époque, cependant, les services publics ne voyaient pas ce projet comme une entreprise viable en raison d'une technologie pas encore assez avancée et des coûts élevés. Néanmoins, PowerShift Atlantique a mis l'accent sur les services publics des Maritimes et a contribué à orienter leurs transformations à venir.

Prochaines étapes

En janvier 2019, Siemens a annoncé la création d'un projet pilote de réseau intelligent de 93 millions de dollars en partenariat avec Énergie NB et Nova Scotia Power. Le projet du réseau intelligent de l'Atlantique permettra l'élaboration d'une plateforme de système énergétique afin de rendre possible l'intégration continue de production d'énergie renouvelable variable et plus d'applications et de services de réseau axés sur les clients²³. Ce projet présente plusieurs similitudes avec le projet PowerShift Atlantique (p. ex., l'agrégation, le contrôle et la gestion complète de la clientèle). L'expérience pertinente acquise pendant le projet PowerShift Atlantique a joué un rôle déterminant dans la décision de Siemens concernant l'emplacement du projet. Le gouvernement du Canada, par l'intermédiaire du Fonds stratégique pour l'innovation, a contribué à hauteur de 36 millions de dollars à cette initiative²⁴ et un montant supplémentaire de 10,2 millions de dollars a été versé à un projet connexe par le Programme des réseaux intelligents de Ressources naturelles Canada²⁵.

²³ Siemens - [Siemens Canada, Énergie NB et Nova Scotia Power annoncent un projet de 92,7 millions de dollars visant à développer le réseau électrique du futur](#) [en anglais seulement]

²⁴ [Fonds stratégique pour l'innovation – gouvernement du Canada](#)

²⁵ [Programme des réseaux intelligents – gouvernement du Canada](#)

Étude de cas n° 2 — Le Projet d'infrastructure intelligente pour véhicules électriques de la Colombie-Britannique

Segment du réseau d'électricité
Réseau de distribution
État actuel
Achevé
Durée du projet
2012–2016
Responsable du projet
BC Hydro est une société d'État provinciale de la Colombie-Britannique (C.-B.) qui alimente en électricité 95 % de la population de la province, ce qui représente 4 millions de clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel.
Partenaires du projet
Gouvernement du Canada : soutien financier Gouvernement de la C.-B. : soutien financier Greenlots, AddÉnergie, SMPC et CrossChasm : soutien en nature Les fournisseurs et les prestataires de service pour le marché des véhicules électriques
Coût du projet (dollars canadiens)
Coût du projet : 8,39 millions de dollars Rapport public-privé des montants investis : 6,8 millions de dollars (secteur public) et 1,59 million de dollars (secteur privé) Le gouvernement du Canada par l'intermédiaire de l'Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation : 4,1 millions de dollars ²⁶ Le gouvernement de la Colombie-Britannique, par l'intermédiaire du programme Clean Energy Vehicle for BC [Programme de véhicules fonctionnant à l'énergie propre pour la C.-B.] : 2,7 millions de dollars ²⁷
Emplacement du projet
Vancouver (Colombie-Britannique)
Site Web du projet
https://www.bchydro.com/powersmart/electric-vehicles/bc-hydro-electric-vehicles.html [en anglais seulement]

Contexte

En 2012, le secteur des transports était responsable de 38 % des émissions d'équivalent CO₂ en Colombie-Britannique. Avec 92 % d'électricité produite à partir de sources renouvelables et propres, principalement

²⁶ <https://www.rncan.gc.ca/plans-rapports-rendement/rmr/2015-2016/19037>

²⁷ <https://www.cevforbc.ca/> [en anglais seulement]

l'hydroélectricité, l'électrification des transports a été un élément clé dans la transition de la province vers une économie à faibles émissions de carbone. L'électrification permettra de réduire les émissions de GES, d'améliorer la qualité de l'air, de soutenir l'innovation technologique et de créer de nouvelles occasions d'affaires.

Le Projet d'infrastructure intelligente pour véhicules électriques de la Colombie-Britannique a tiré parti d'un vaste programme provincial de véhicules fonctionnant à l'énergie propre (VEP) qui a permis d'offrir des mesures incitatives encourageant l'adoption des VEP et d'accroître l'accès aux infrastructures de recharge dans toute la province. Le volet concernant les infrastructures de ce programme provincial a été établi en vue du déploiement de 1 000 bornes de recharge de VE, dont 30 bornes de recharge rapide à courant continu. Ce projet a été conçu en vue de l'installation d'au moins 300 bornes de recharge publiques, y compris des bornes de recharge rapide à courant continu afin d'atteindre les objectifs du programme d'infrastructure pour les VEP.

Objectifs

Le projet visait à s'attaquer aux obstacles techniques ou non techniques s'opposant à l'adoption des véhicules électriques (VE). Pour ce faire, il a accru l'accès aux infrastructures de recharge — atténuant ainsi l'inquiétude par rapport à l'autonomie des véhicules (en lien avec la capacité de la batterie) —, et a démocratisé l'utilisation des VE. Sur le plan technique, en tant qu'adepte précoce de la technologie, BC Hydro s'attendait à harmoniser un réseau d'infrastructures de recharge des VE, un réseau de communication et un cadre pour la collecte de données et la gestion de l'énergie. Dans une perspective à plus long terme, le projet visait à évaluer les effets que peut avoir une demande grandissante en électricité sur le réseau et à catalyser des solutions de réseau intelligent. Par le déploiement, le projet visait aussi à éclairer les modèles opérationnels de l'infrastructure et les pratiques exemplaires, y compris les normes et les politiques, afin de faciliter les futurs déploiements à l'échelle provinciale et nationale.

Description du projet

Le projet a permis l'installation dans toute la province de 456 bornes de recharge de niveau 2 et de 30 bornes de recharge rapide à courant continu accessibles au public. Concernant les bornes de recharge rapide à courant continu uniquement, une distance de 75 km a été fixée comme maximum entre les bornes installées le long d'une boucle dans le sud de la province. Une exception repérée dans la Utilities Commission Act de la Colombie-Britannique (C.-B.) a permis au projet de travailler en partenariat avec les administrations régionales et locales et de faire fonctionner les chargeurs rapides à l'extérieur des limites réglementaires d'un service public et de recevoir une rémunération pour l'approvisionnement en électricité. Ce projet a donc permis d'établir le premier réseau de recharge de VE payée au kilowattheure au Canada.

Au cours du projet, BC Hydro a mis à l'essai une série de démonstrations de recharge intelligente, axées sur le contrôle interentreprises (*Business-to-Business* – B2B) et le contrôle direct par le service public de la recharge de VE. La totalité des démonstrations a permis la validation de la gestion des systèmes de réponse à la demande. Dans le contexte interentreprises, les fournisseurs de VE ont agi à titre d'agrégateurs de gestion de la demande et ont répondu à la demande des services publics par la réduction de l'appel de charge des bornes de recharge dans leurs réseaux. Utilisant un contrôleur de passerelle local, une démonstration a validé la gestion et le contrôle de la recharge intelligente de cinq bornes de recharge en fonction de la demande historique ou en temps réel du bâtiment. Dans le contrôle direct, les services publics entretiennent des relations avec les clients et utilisent leur réseau de comptage numérique pour contrôler directement la charge de VE. Peu de sites de démonstration ont mis à l'essai les communications directes avec le service public pour permettre l'utilisation de la recharge intelligente au moyen de

l'infrastructure de mesurage avancé (IMA). Ces démonstrations du contrôle direct par le service public étaient plus attirantes pour le contrôle de la charge des VE, mais ont exigé plus d'effort d'intégration. Toutes les démonstrations visaient à préparer BC Hydro et l'industrie des services publics à une éventuelle adoption à grande échelle des VE.

À titre d'élément livrable du projet, un réseau de données harmonisées (p. ex., evCloud) a effectué la collecte de données sur la recharge de VE pour tous les déploiements du projet. Le réseau evCloud a regroupé de précieuses données réelles provenant de sources diverses afin de permettre aux universitaires et aux gouvernements de mieux comprendre les répercussions des infrastructures publiques sur l'adoption des VE. Grâce à ce projet et à evCloud, BC Hydro a pu explorer de plus grandes possibilités d'intégrer davantage les VE dans le réseau intelligent.

Résultats du projet

Le projet a permis de déployer plus de 300 bornes de recharge de niveau 2 ainsi que 30 bornes de recharge rapide à courant continu (RRCC) à l'échelle de la province afin de cerner les principaux obstacles s'opposant à l'accélération de l'adoption des VE. Il a tiré parti du programme de véhicules fonctionnant à l'énergie propre (VEP) et a accéléré la mise en place dans toute la province d'une infrastructure de recharge adéquate pour les propriétaires actuels et éventuels de VEP. La réussite du projet a permis à BC Hydro d'obtenir un financement auprès de partenaires pour le déploiement de 20 bornes de recharge rapide à courant continu supplémentaires dans le cadre de la phase II du programme de VEP. À la fin de 2018, par le biais du programme CleanBC, le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est fixé l'objectif ambitieux de permettre uniquement la vente de véhicules à émissions zéro d'ici 2040. La province s'est engagée à étendre le réseau des bornes de RRCC de son territoire pour ainsi constituer 151 postes, dont les 76 bornes déjà achevées ou qui étaient en cours de réalisation à la fin de l'année 2018.

À titre d'élément livrable du projet, un réseau de données harmonisées (evCloud) a été développé pour assurer la collecte de données sur la recharge de VE recueillies auprès de tous les fournisseurs de services de VE participants. Le site d'evCloud, toujours en activité et régulièrement mis à jour, consolide de précieuses données réelles et est accessible au public²⁸. Le grand public peut accéder à des données regroupées telles que le nombre total de tonnes d'émissions de GES que l'intégration des recharges de VE a permis d'éviter (p. ex., 7 050 000 kg de CO₂ évités depuis 2019). Les partenaires gouvernementaux et universitaires peuvent, quant à eux, consulter l'ensemble des données pour soutenir l'élaboration de politiques et de programmes ainsi que pour mieux comprendre les ressources qui joueront un rôle dans le réseau intelligent. L'Université Simon Fraser, l'Université de Victoria et l'Université de la Colombie-Britannique ont déjà fait usage de ces données, de même que divers paliers de gouvernement, notamment Metro Vancouver. Par exemple, le grand public peut constater qu'entre la fin de 2013 et le début du mois d'août 2019, plus de 831 000 recharges ont été effectuées, plus de 6,3 GWh ont été distribués et plus de 2,54 millions de litres de carburant ont été économisés directement grâce aux bornes de recharge de VE financées par le secteur public depuis 2013, dont la plupart ont été déployés dans le cadre de ce projet.

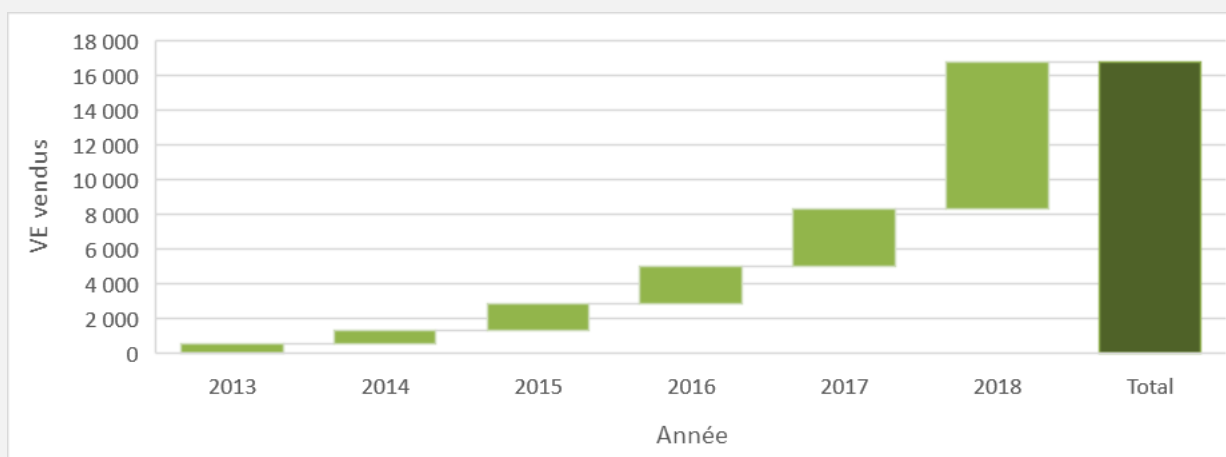
Depuis le développement du réseau de données et des communications, evCloud a prouvé sa valeur en répondant aux demandes constantes des gouvernements et du milieu universitaire pour accéder aux données. BC Hydro a eu recours à evCloud pour planifier les déploiements d'infrastructures de VE à venir et pour évaluer l'efficacité des déploiements existants comme ceux de la phase II du programme de VEP. Le réseau evCloud a également démontré son utilité grâce à sa capacité d'analyser et de rendre compte

²⁸ <https://www.fleetcarma.com/evCloud> [en anglais seulement]

des résultats bénéfiques du projet initial par le biais des émissions de GES évitées. Tout au long du projet, des affiches étaient apposées aux bornes de recharge pour attirer l'attention des piétons et les informer des avantages que présentent les VE.

Sur le plan environnemental, il est à noter que de 2013 à 2018, près de 17 000 VE ont été vendus dans la province. Sur l'ensemble du projet, les ventes de VE ont connu une croissance vertigineuse. En effet, celles-ci sont passées de 567 VE vendus en 2013 à 1 546 en 2015, puis à 8 449 en 2018. De plus, l'étude « Life Cycle Analysis of Electric Vehicles » présentée par l'Université de la Colombie-Britannique en 2018 démontre que les VE émettent moins de la moitié des émissions d'équivalent CO₂ produites par une voiture conventionnelle, compte tenu de l'ensemble des sources d'énergie propre en Colombie-Britannique²⁹. Les mesures d'adoption accélérée des VE, y compris la mise en place de ce projet, ont permis une réduction annuelle des émissions de GES de près de 35 000 tonnes en 2018.

Tableau 3 : Les VE sur la route, selon les ventes annuelles en Colombie-Britannique de 2013 à 2018³⁰



Leçons retenues

Lorsque le projet a débuté en 2012, la province de la Colombie-Britannique a été l'une des premières à adopter la technologie de VE. Depuis, la province a pris plusieurs mesures pour développer le marché des VE. Elle a commandé une étude portant sur les répercussions sur le réseau ainsi qu'une enquête sur les modèles opérationnels concernant les bornes de recharge de VE.

Pour ce qui concerne le déploiement des infrastructures, la leçon retenue était l'importance de travailler en partenariat avec moins d'entités ou d'installations hôtes dans des lieux d'intérêt multiples en vue du déploiement de bornes de recharge de VE. Des déploiements ultérieurs de bornes de recharge rapide à courant continu ont ciblé principalement les grandes chaînes de supermarchés. Dans la phase II du programme de VEP, les emplacements des déploiements ont été ciblés en fonction de l'analyse des lacunes des bornes de recharge rapide à courant continu pour les VE de la C.-B., un rapport produit par le Fraser Basin Council sur la base de consultations publiques, de sondages et d'un outil de cartographie des VE. À cet égard, le rapport mentionne certaines lacunes qui ont été réexaminées en vue de projets

²⁹ Kukreja, B. *Life Cycle Analysis of Electric Vehicles*, Université de la C.-B. Sustainability Scholar, Vancouver (2018)

³⁰ <https://www.fleetcarma.com/electric-vehicles-sales-update-q3-2018-canada/> [en anglais seulement]

ultérieurs, notamment les emplacements et les types de connecteurs. Pour ce qui est des emplacements recommandés, comme les 30 premières bornes de RRCC ont été installées le long des principaux corridors de transport, il a été recommandé d'installer des bornes de recharge dans les régions urbaines afin de favoriser l'adoption des VE par un plus grand nombre de conducteurs. Les chargeurs comportent maintenant plusieurs types de connecteurs pour s'harmoniser avec des véhicules plus variés, comme les voitures construites selon les normes japonaises (CHAdeMO) et nord-américaines (SAE Combo), ce qui n'était pas le cas au début du projet en 2013.

En ce qui a trait aux dispositions réglementaires encadrant les services de recharge des VE (phase un), la British Columbia Utilities Commission (BCUC) s'est penchée en 2018 sur les éventuels problèmes de réglementation sur le marché qui pourraient avoir des répercussions plus vastes sur les intervenants. La BCUC a conclu que le marché des bornes de recharge publiques de VE n'était pas un monopole et que de ce fait, il n'était pas nécessaire de réglementer les prix et les conditions de service. Ce cadre réglementaire est la cause d'un malentendu chez certains fournisseurs de bornes de recharge de VE parce que la BCUC a statué que la plupart des bornes de recharge devaient être fournies par les services publics. Or, les fournisseurs en question ne sont pas considérés comme des entreprises de service public. Il y a donc eu des recommandations visant à obtenir une exemption au règlement de la BCUC pour les immeubles à logements multiples, les locateurs et les fournisseurs de bornes de recharge de VE comme Tesla.

Prochaines étapes

La BCUC a entamé la phase deux de l'enquête à la fin de l'année 2018. Cette phase porte essentiellement sur le cadre réglementaire régissant les fournisseurs de service de recharge de VE qui sont des services publics et qui n'ont pas été recommandés pour obtenir une exemption lors de la phase un, comme BC Hydro et Fortis BC, les deux principaux services publics de la Colombie-Britannique. L'enquête se focalisera sur la coexistence entre les services publics admissibles à l'exemption et ceux qui n'y sont pas admissibles. En outre, elle définira une structure de marché s'appliquant aux bornes de recharge de VE, par exemple les coûts des services de recharge et les tarifs d'électricité.

Étude de cas no 3 — Favoriser l'autonomie du client des services publics numériques grâce à une plateforme de données ouvertes utilisant les données des compteurs intelligents

Segment du réseau d'électricité
Réseau de distribution
État actuel
En cours
Durée du projet
2016 à aujourd'hui
Responsable du projet
London Hydro est une entreprise de distribution locale (EDL) pouvant déployer une charge maximale de 719 MW qui approvisionne en électricité plus de 157 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel de la ville de London, en Ontario. Chez London Hydro, on a imaginé et conçu la première plateforme évolutive de gestion de l'énergie dans le nuage pour le client afin d'alimenter 153 000 clients en électricité et 115 000 clients en eau, en s'appuyant sur la norme ouverte d'accès aux données sur l'énergie et de partage sécurisé des données du Bouton vert [<i>Green Button</i>].
Partenaires du projet
Festival Hydro et Whitby Hydro : collaborent dans les tests pour mesurer l'extensibilité de la plateforme du Bouton vert de London Hydro; ils unissent leurs efforts en matière de TI pour proposer une solution en ligne mieux intégrée pour la gestion de l'énergie du client et pour le système de soutien des services publics.
Coût du projet
Entièrement financé par le consortium de services publics composé de Festival Hydro, London Hydro et Whitby Hydro.
Emplacement du projet
Mis en œuvre pour les clients de la province de l'Ontario habitant les villes de London, Stratford et Whitby.
Site Web du projet
https://www.londonhydro.com/site/binaries/content/assets/lhcontent/news/mediarelease_collaborationaward_march2017.pdf [en anglais seulement]

Contexte

À titre d'utilisatrice précoce de l'infrastructure de mesurage avancé (IMA), la province de l'Ontario a déployé plus de 5 millions de compteurs intelligents en guise d'outil technologique clé dans la structure de tarification selon l'heure de consommation. L'IMA surveille et enregistre la consommation d'électricité des clients à des fins de facturation et d'exploitation du réseau. La tarification selon l'heure de consommation est plus élevée durant les heures de pointe, au moment où le réseau électrique est limité, tandis que les tarifs baissent en dehors de ces périodes. Cette structure tarifaire incite les clients à

moduler leur consommation d'électricité à la fois pour économiser de l'argent et pour soulager le réseau pendant les heures de pointe. La tarification selon l'heure de consommation pendant cette période s'établit un peu au-dessus du double du prix de l'énergie par rapport aux heures creuses.

La création d'outils conviviaux permettant aux clients de réduire et de mieux comprendre leur consommation d'électricité constitue un moyen efficace pour les services publics d'électricité d'entretenir une relation positive avec leur clientèle. Ce projet a été inspiré par quelques services publics innovants de l'Ontario, soucieux de faire évoluer cette interaction entre les clients et les entreprises de distribution locales. Les données sur l'énergie provenant de l'infrastructure de mesurage avancé des entreprises de distribution locales sont utilisées par le format convivial du « Bouton vert » [Green Button] en vue d'aider les clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'énergie. La norme de données sur l'énergie du « Bouton vert » offre un moyen efficace de stocker, gérer, analyser et communiquer des données énergétiques (ou n'importe quelles données sous forme de série chronologique comme celles recueillies par un compteur d'eau ou de gaz). Ce moyen permet également aux clients de faire un meilleur usage des données recueillies par les services publics et facilite le partage des données dans un cadre de données ouvertes. En établissant cette norme par l'intermédiaire du North American Energy Standards Board, London Hydro a voulu être le champion canadien du Bouton vert et a adopté la norme afin de créer une plateforme de gestion de l'énergie pour ses clients.

Objectifs

L'objectif du projet était de fournir à un plus grand nombre de clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel une solution numérique pour encourager une meilleure autogestion de leur consommation et améliorer leurs connaissances en matière d'énergie au moyen d'une plateforme rentable. London Hydro a mis à l'essai une plateforme de gestion des données sûre, solide et centralisée permettant aux clients de consulter et partager leurs données de consommation selon la norme du Bouton vert. La plateforme existante avait été créée et élaborée en fonction des commentaires des clients de London Hydro et comprenait des fonctionnalités comme l'accès aux données du Bouton vert, la facturation en ligne, des programmes de fidélisation et le transfert automatique des données lorsqu'un client déménage à l'intérieur du territoire desservi par les entreprises de distribution locales. Ce projet impliquait la modification de la plateforme existante de London Hydro afin d'en assurer l'extensibilité pour un nombre accru de clients du consortium de trois services publics : London Hydro, Whitby Hydro et Festival Hydro. Ces deux dernières entreprises devaient consolider leurs systèmes de données afin de pouvoir utiliser la plateforme conçue par London Hydro. Ce fut également l'occasion d'élaborer des solutions innovantes en mettant à profit l'expérience unique et la clientèle de chaque entreprise de distribution locale sur une seule et même plateforme.

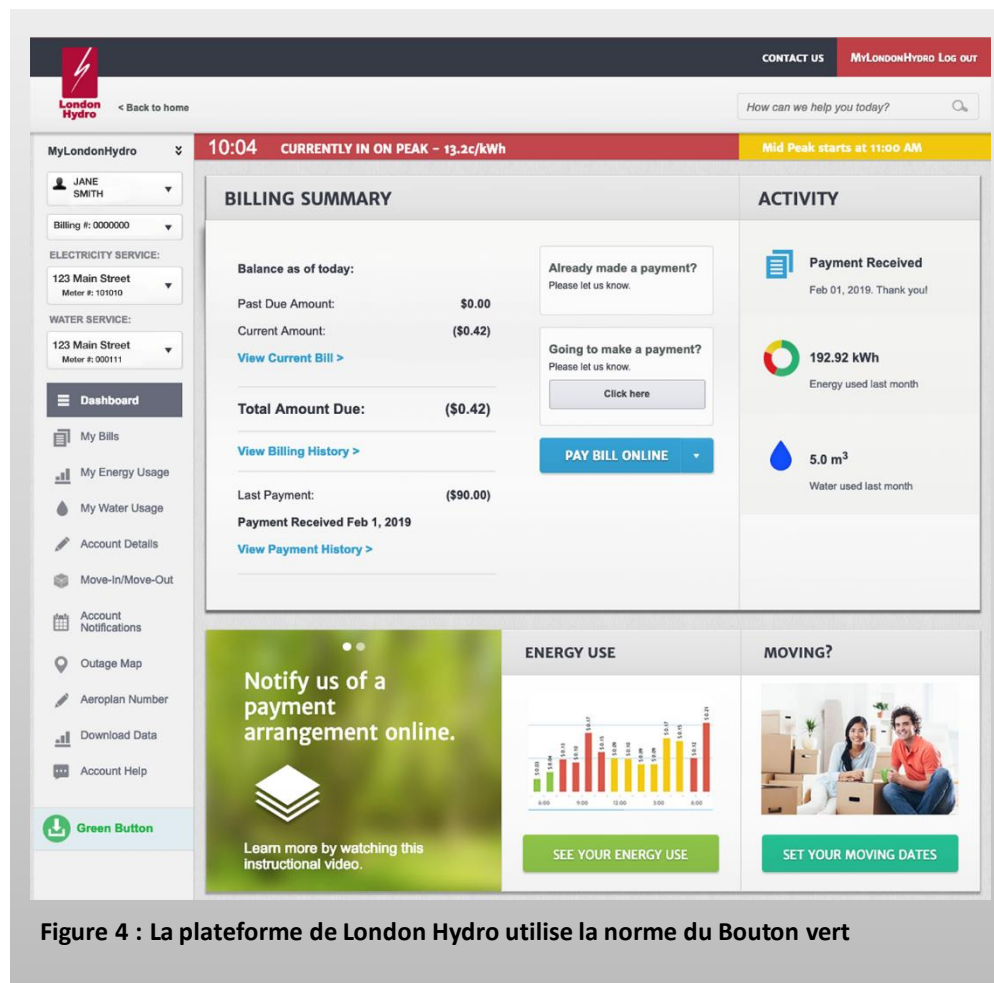
Le projet constitue un moyen pour le consortium de passer à un réseau électrique modernisé. Il permet d'explorer les futures initiatives de protection afin d'offrir aux clients une plateforme pour mieux intégrer des charges du côté client dans un réseau intelligent. En outre, le consortium de services publics peut maximiser les avantages qu'offrent les données existantes des systèmes d'exploitation principaux des services publics. Il pourra intégrer ces données à une plateforme qui permettra d'habiliter les clients à prendre de meilleures décisions en vue de réduire leurs factures. Cette plateforme permettra également de soulager le réseau aux moments critiques afin d'aider à l'exploitation du réseau comme pour la gestion des installations et des pannes. Ce contexte constituera également un précédent positif pour le consortium de services publics qui pourra continuer à développer des systèmes modulaires fonctionnels pouvant mettre à profit l'informatique en nuage en vue d'élaborer des solutions à valeur ajoutée pour les entreprises à grande échelle, dans l'ensemble des régions.

Description du projet

Ce projet s'appuie sur la plateforme de gestion de l'énergie pour le client conçue par London Hydro à laquelle se sont greffées les entreprises Festival Hydro et Whitby Hydro et leurs 70 000 clients supplémentaires. La plateforme initiale utilisait la norme du Bouton vert pour accéder aux données sur l'énergie. La norme du Bouton vert définit un format normalisé à utiliser pour le téléchargement des données de consommation énergétique, soit la fonction « Télécharge mes données » [Download My Data]. L'interface « Connecte mes données » [Connect My Data] permet aux clients de sélectionner et d'autoriser des agrégateurs tiers à avoir un accès automatisé (révocable en tout temps) à leurs données de consommation énergétique pour qu'ils puissent en retour leur fournir des renseignements utiles et leur suggérer des stratégies pour faire des économies.

Le projet prévoyait la mise à jour des sites Web des entreprises Festival Hydro et Whitby Hydro pour y héberger un portail appelé « Mon compte » [MyAccount]. Une fois que le client se connecte au portail du service public, un tableau de bord affiche plusieurs fonctionnalités donnant accès notamment à des rapports de données de consommation énergétique, des renseignements sur la facturation et des analyses axées sur le comportement. Les données de consommation énergétique du client sont extraites et traitées dans le format normalisé du Bouton vert en utilisant les données de comptage de l'infrastructure de mesurage avancé. Ce format de données convivial permet aux clients de consulter des données utiles et pertinentes. Ils peuvent ainsi mieux comprendre leur consommation et trouver des façons de réaliser des économies en énergie et en argent en élaborant leur propre stratégie ou en tirant parti de la fonctionnalité « Connecte mes données » [Connect My Data] pour profiter de renseignements et d'analyses fournis par une application tierce. Par l'intermédiaire du portail « Mon compte » [MyAccount], les clients peuvent autoriser l'application de solutions développées par des tiers et activer des fonctionnalités supplémentaires s'ils le désirent³¹. Le système est basé sur le modèle SaaS dans le nuage qui met l'accent sur la confidentialité, la sécurité des données, l'extensibilité, les correctifs réguliers et le rendement.

³¹ Il existe plusieurs applications, toutes développées en vue d'objectifs différents. Sur ce site seulement, on en compte une trentaine : https://openei.org/wiki/Green_Button_Apps [en anglais seulement]



Résultats du projet

Le projet a réussi à accroître le portail de mobilisation des clients par environ 40 % (passant de 153 000 à plus de 215 000 clients) et à obtenir un meilleur rendement du capital investi dans les compteurs intelligents. Le consortium de services publics a réduit le nombre de ses factures imprimées d'environ 60 000 par an, permettant ainsi aux services publics d'économiser annuellement 10 dollars par client depuis le début du projet. Jusqu'à maintenant, plus du tiers des clients de London Hydro ont opté pour la facturation électronique. Plus de la moitié des clients de ce service public ont un compte en ligne. Pour sa part, l'entreprise Festival Hydro a vu le nombre d'inscriptions à son portail et à son service de facturation électronique augmenter de plus de 50 % durant les deux dernières années, ce qui est directement attribuable à l'instauration de son nouveau portail de clients. De même, Whitby Hydro connaît une augmentation mensuelle de 1 % du nombre d'inscriptions à son portail et à la facturation en ligne.

La plateforme de gestion de l'énergie s'est avérée évolutive, facile à déployer et peu coûteuse compte tenu du modèle de fonctionnement en services partagés adopté par le consortium de services publics. Le consortium a constaté une amélioration en ce qui a trait aux systèmes d'information des clients et aux pannes des réseaux de distribution. Parmi ces améliorations, on compte les formulaires, les fichiers modèles de saisie de données qui permettent d'éliminer les sources de fichiers de données frauduleuses ou incomplètes, ainsi qu'une norme en matière de validation des données. Les services de TI partagés entre entreprises de distribution locale ont permis de former des équipes plus solides au chapitre de la sécurité, de l'informatique en nuage et de l'intégration de l'interface de programmation des applications.

Un plan environnemental élaboré en Ontario, la politique environnementale émise par l'Ontario en 2018, énonce des mesures pour accroître la disponibilité et l'accessibilité de l'information qui permettra aux ménages et aux entreprises d'économiser de l'énergie. Ces mesures visent également à aider les services publics à mettre en œuvre l'initiative du Bouton vert sur une base volontaire³². L'Ontario étudie des moyens de mettre en œuvre le Bouton vert pour accroître l'accessibilité et la disponibilité de l'information sur la consommation d'énergie et d'eau dans la province.

Leçons retenues

L'une des principales leçons retenues dans le cadre de ce projet est l'importance de permettre aux promoteurs tiers d'aider les services publics à adopter différentes solutions innovantes sur des plateformes mobiles et en ligne, cette fonctionnalité étant comprise dans la norme du Bouton vert par la voie de « Connecte mes données » [Connect My Data]. La présentation aux promoteurs tiers d'un format de données normalisées a permis la conception d'applications servant à établir un budget, à effectuer le suivi d'objectifs durables, à comparer la consommation d'établissements semblables et à repérer les charges fictives. Il en résulte la création d'emplois supplémentaires et le développement de l'innovation. En outre, les services publics se trouvent ainsi déchargés d'une partie du fardeau qui est d'assurer le maintien de ces solutions. Les clients souhaitent une interaction harmonieuse entre les données des services publics et les nouveaux appareils intelligents qu'ils achètent. La norme de données du Bouton vert facilite ce type d'interaction. Elle permet au client de choisir entre différentes solutions logicielles de gestion de l'énergie, offre dans un format convivial un accès simplifié et sûr aux données sur l'énergie et assure la confidentialité ainsi que la transmission sécurisée des données. En outre, la prestation d'une expérience client sans heurts accroît la participation des clients aux nouveaux programmes d'efficacité énergétique. Les risques associés à la mise en œuvre de la plateforme et l'automatisation d'arrière-plan ont été réduits grâce à l'utilisation d'un adaptateur d'ingestion de données qui fonctionne bien avec les systèmes communs d'information des clients utilisés en Ontario. Un modèle de données des services publics plus fiable a permis de mettre à profit les systèmes d'information des clients de première et de deuxième catégorie. Aussi, les ressources de l'informatique en nuage ont été optimisées pour le stockage des données et la puissance de calcul.

Les clients résidentiels et commerciaux ont pu pratiquer une gestion de l'énergie efficace presque en temps réel avec la plateforme donnée. Le consortium de services publics a regroupé diverses expériences de clients pour inspirer la conception d'une meilleure plateforme afin d'apporter une valeur ajoutée aux clients utilisant la norme du Bouton vert. Une telle initiative constitue un exemple et permet à d'autres entreprises de distribution locales ainsi qu'à d'autres services d'électricité de conférer plus d'autonomie à leurs clients intéressés par une plateforme semblable dans la province et le pays. Les déploiements en Europe et en Corée montrent bien une fois de plus que la norme du Bouton vert est universelle et qu'elle peut être exploitée à l'échelle internationale quand des ensembles de données en série chronologique sont disponibles. Des outils peuvent donc être conçus et partagés en vue de créer une valeur ajoutée pour les clients ayant accès aux données du Bouton vert au-delà des limites des services publics. L'adoption à grande échelle de solutions qui s'appuient sur des données énergétiques numériques, accessibles et adaptées aux services publics accroît les avantages pour les clients et pour l'environnement, tout en améliorant la fiabilité du réseau pour l'avenir.

³² *Un plan environnemental conçu en Ontario*, gouvernement de l'Ontario

Prochaines étapes

La collaboration entre les entreprises de distribution locales a permis de créer un cadre de partage d'expériences et de recherche de bénéfices pour les clients ainsi que pour d'autres intervenants (p. ex., les organismes de réglementation) qui pourraient ajouter de la valeur aux 5 millions de compteurs intelligents déployés partout en Ontario. Cette plateforme en évolution est en voie d'être mise à l'essai par d'autres services publics à l'échelle de la province et du pays. Récemment, un service public de l'ouest du Canada a lancé un projet pilote pour faire valoir les mérites d'une autre plateforme du Bouton vert dans d'autres régions du pays. London Hydro a de son côté soumis à une analyse avancée la consommation d'appareils électroménagers et une comparaison de quartiers qui feront l'objet de tests parmi les autres services publics. Le consortium « de London à London » (de London [Ontario] à Londres [Royaume-Uni]) est une autre initiative qui occupe l'entreprise London Hydro à titre de finaliste du Défi Branchés sur l'avenir Canada–Royaume-Uni. Le consortium, qui regroupe London Hydro, Electron (Royaume-Uni), ENMAX, l'Université de Western Ontario, Navigant et Gowling WLG, travaille actuellement sur la mise au point d'une plateforme de ressources énergétiques décentralisées ouverte et évolutive qui tire parti du potentiel de la norme du Bouton vert³³.

De plus, la plateforme s'agrandit pour accueillir d'autre contenu. On y retrouve en effet les données des compteurs d'eau et de gaz, comme le permet la structure inclusive de la norme du Bouton vert, qui utilise des données en séries chronologiques. La norme du Bouton vert sert d'assise pour unifier l'ensemble des données des services publics en vue de faciliter l'expérience du client, lequel jouera un rôle essentiel pour soutenir la ville intelligente de demain. La norme du Bouton vert continue d'offrir aux promoteurs la possibilité d'innover et de créer des options pour les clients, en plus des solutions de flexibilité et de sécurité pour les entreprises de distribution locales.

³³ londonhydro.com/site/binaries/content/assets/lhcontent/news/mediarelease_lhteamfinalistpowerforwardchallenge.pdf [en anglais seulement]

FRANCE

Modernisation du réseau — cadre et aperçu

Principaux objectifs énergétiques et climatiques, cadre juridique

La Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (2015) a fixé des cibles énergétiques et climatiques ambitieuses à atteindre à différents moments. D'ici 2030, les émissions de gaz à effet de serre devraient être réduites de 40 % par rapport à 1990, alors que la neutralité carbonique devrait être atteinte en 2050. La production d'électricité renouvelable devrait atteindre 40 % d'ici 2030 et le nucléaire sera plafonné à 50 % de la production d'électricité d'ici 2035. Les centrales au charbon actuellement en activité seront fermées d'ici 2023.

Ces cibles sont établies dans la loi et traduites en mesures concrètes par le biais de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La deuxième PPE, actuellement en consultation, couvre les objectifs du pays jusqu'en 2028. Elle définit les trajectoires et les moyens pour atteindre les cibles nationales telles que l'octroi d'incitatifs financiers, la mise en œuvre d'une nouvelle réglementation et l'adoption d'une approche intersectorielle. Les territoires non interconnectés et les îles de France sont considérés comme des pilotes de la transition énergétique, car ils devraient atteindre l'indépendance énergétique en utilisant uniquement des énergies renouvelables d'ici 2030.

État actuel du réseau électrique français

L'ESTE national, Réseau de transport d'électricité (RTE), est responsable du transport de l'électricité, sauf en outremer où il n'existe pas de séparation entre la production, le transport et la distribution. RTE exploite plus de 100 000 km de lignes à cinq niveaux de tension : 45 000 km de lignes très haute tension (400 kilovolts [kV] et 225 kV) et 55 000 km de lignes haute tension (150 kV, 90 kV et 63 kV). Sous ce niveau de tension, le réseau est exploité par les ESD. La France compte plus de 130 ESD, mais le plus important, Enedis, exploite 95 % du réseau total de distribution (plus de 1 300 000 km de lignes).

Les prix du transport et de la distribution sont réglementés sur le plan national selon un principe de péréquation tarifaire, c'est-à-dire que chaque consommateur paie le même prix pour le transport et la distribution, quelle que soit sa localisation géographique.

La France fait partie du marché européen de l'électricité. Les interconnexions avec six pays européens ont une influence sur les prix courants au pays puisque les capacités d'exportation et d'importation de la France sont respectivement de 17,5 GW et 12,5 GW.

Dans l'ensemble, le réseau électrique de la France continentale n'est pas encore fortement limité grâce à un réseau fiable et bien dimensionné et à une part relativement faible de sources d'électricité renouvelables variables. La flexibilité est assurée par pompage-turbinage de l'hydroélectricité (5 GW) et le développement des interconnexions.

Évolution de la composition de l'ensemble des sources d'énergie

Les sources d'électricité actuelles de la France sont dominées par l'énergie nucléaire, qui a fourni 72 % de la production nationale en 2018 (549 TWh). Les exportations nettes de la France s'élevaient à 60 TWh en 2018, ce qui en faisait le premier exportateur d'électricité en Europe cette année-là.

La composition de l'ensemble des sources d'énergie changera de façon considérable au cours des années à venir. Les énergies renouvelables passeront de 21 % en 2018 à 40 % en 2030, la capacité supplémentaire

étant principalement basée sur l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et sur l'énergie éolienne côtière et en mer. Entretemps, les centrales alimentées au charbon seront fermées et la part du nucléaire diminuera.

Tous ces changements entraînent une décentralisation de la gestion du réseau électrique, la plupart des nouveaux sites de production étant connectés au réseau de distribution, et augmentent le besoin de flexibilité. Par conséquent, le principal défi du réseau électrique français dans les années à venir sera l'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables décentralisées et variables, ce qui nécessitera des adaptations tant au niveau du réseau qu'au niveau de l'établissement d'un équilibre entre l'offre et la demande. De nombreuses solutions peuvent être utilisées pour atteindre cet objectif et le défi consiste à préparer les bonnes stratégies pour optimiser les aspects techniques et économiques de la gestion à long terme du réseau électrique français.

Grands projets menés par l'ESTE et les ESD du pays

Le réseau de transport exploité par RTE est déjà bien équipé de capteurs et de centres de supervision pour assurer un équilibre en temps réel entre l'offre et la demande. De nouveaux équipements sont progressivement mis à l'essai et déployés (voir par exemple la deuxième étude de cas).

Le réseau de distribution fait face à la plupart des évolutions actuelles avec un grand nombre d'énergies renouvelables connectées au niveau des lignes de basse tension, l'intégration de véhicules électriques et le développement de la gestion de la demande d'électricité. De nouveaux équipements sont progressivement déployés. Les systèmes électroniques sont déjà en mesure de rétablir l'électricité pour 70 % des clients en moins de quelques minutes. Plus de 150 000 des 780 000 postes électriques à moyenne et basse tension du réseau de distribution exploité par Enedis sont équipés de capteurs.

Trente-cinq millions de compteurs intelligents, couvrant plus de 95 % de la population, seront mis en service d'ici 2021. Le déploiement du compteur intelligent Linky a commencé à la fin de 2015 et plus de 23 millions de compteurs ont été installés à ce jour. Les compteurs Linky sont connectés à des postes électriques par l'entremise d'une communication par courants porteurs en ligne. Ils offrent de nombreuses fonctionnalités, notamment la collecte de données à des fins de gestion du réseau, la résolution des incidents sans intervention physique, la mesure de la consommation à distance, le couplage avec des appareils directement branchés sur le compteur, l'accès des clients à un site Web gratuit pour visualiser leur consommation, et des courbes de charge sur une échelle de temps de 30 minutes. Le compteur Linky facilite également l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque et permet de peaufiner la tarification de la distribution et de la fourniture afin de faciliter les comportements de consommation d'énergie.

En ce qui concerne la flexibilité locale, l'ESD national Enedis mène actuellement de nouvelles expériences avec un appel d'offres annoncé en novembre 2019, ciblant six emplacements où tout type de flexibilité pourrait aider à résoudre des problèmes locaux ou de congestion.

Afin de faciliter le raccordement des énergies renouvelables au réseau, des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables rassemblent toutes les parties prenantes (auteurs et producteurs de projets, ESTE, ESD, autorités publiques) pour mieux planifier, optimiser et partager les coûts des adaptations du réseau et des raccordements à ce dernier.

Des expériences ont été menées pour mettre à l'essai de nouvelles façons de raccorder les énergies renouvelables au réseau, éventuellement avec peu de restrictions, mais des investissements limités.

Programmes nationaux liés au réseau

La France soutient la recherche et l'innovation (R-I), et le déploiement des premières solutions éprouvées.

Les projets de R-I sont financés par l'Agence nationale de la recherche (ANR) ou par le Fonds national de l'innovation (Programme d'investissements d'avenir, PIA). Par l'intermédiaire de son exploitant, l'Agence de la transition écologique (ADEME), le PIA a octroyé un financement total de 120 millions d'euros à 28 démonstrateurs depuis 2011, impliquant plus de 120 partenaires privés et publics.

Un autre investissement important est le SuperGrid Institute, une plateforme de recherche collaborative qui développe de nouvelles technologies pour les réseaux de transport d'électricité, y compris le transport en courant continu à haute tension (CCHT), avec des investissements publics et privés. Le SuperGrid Institute bénéficie d'une aide publique de plus de 80 millions d'euros.

Dans l'ensemble, la recherche est très active dans le domaine des technologies de réseau et de système électrique, avec la participation de grands établissements publics de recherche français, comme le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives et le Centre national de la recherche scientifique.

Au-delà des questions technologiques précises, une attention particulière est actuellement accordée, au niveau national, à l'évaluation des coûts et des avantages économiques des solutions de réseaux intelligents, ainsi qu'à la modélisation des systèmes multiénergies. L'objectif est de définir des politiques publiques optimales.

Programmes internationaux

La France participe à 17 PCT hébergés par l'AIE, dont le PCT de l'ISGAN sur les réseaux intelligents. La France fait également partie du CEM et participe à la plupart des Défis d'innovation de MI, y compris la codirection du Défi Accès à l'électricité hors réseau (Défi 2) avec l'Inde. De nombreux organismes publics et privés français participent régulièrement aux programmes européens concernant les réseaux intelligents.

Orientations futures

Il semble que la mobilité électrique ne constitue pas une menace pour le réseau électrique si la recharge est suffisamment mise à l'essai. Une référence en France est le projet pilote des chauffe-eau électriques qui est réalisé depuis les années 1970 (ils ne se rechargent que la nuit). Avec l'essai et l'utilisation éventuelle de l'énergie stockée dans les batteries (communication de véhicule à tout), la mobilité électrique pourrait même se révéler une occasion d'ajouter de la flexibilité au réseau électrique.

Parmi les autres solutions et défis existants et prévisibles, il subsiste encore de nombreuses incertitudes quant à la meilleure façon d'adapter le réseau électrique aux nombreuses évolutions en matière de distribution de nouvelles sources d'énergie et de nouveaux usages de l'électricité : la première étant l'évolution du coût des technologies dans les domaines de la production (en particulier l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne en mer) et du stockage (batteries, hydrogène), et la seconde concernant les choix que les clients et les citoyens feront (p. ex., en matière d'autoconsommation de l'énergie solaire photovoltaïque) et leur volonté de changer leurs habitudes pour faciliter la nécessaire et importante transition énergétique à venir.

Afin d'explorer tous ces domaines et de se préparer aux meilleurs choix, le gouvernement français met à profit tous les outils disponibles, notamment la recherche publique, le financement public des démonstrateurs, les incitatifs financiers, l'évolution du cadre réglementaire, avec, par exemple, un bac à sable réglementaire récemment inscrit dans la loi et de vastes consultations avec l'ensemble des intervenants.

La coopération internationale est et restera un outil très précieux pour progresser ensemble vers une innovation plus rapide et pertinente, et pour parvenir à des réseaux électriques efficaces et durables à long terme.

Renseignements supplémentaires :

- Un résumé de la PPE en vigueur est accessible à l'adresse : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>
- Le site Web de l'association Think Smart Grids (<https://www.thinksmartgrids.fr>) offre des renseignements en anglais sur les solutions de réseaux intelligents fournies par l'industrie française et un aperçu des mises en œuvre en France
- Premiers résultats des démonstrateurs de réseaux intelligents, par l'agence de financement de l'énergie et de l'environnement ADEME : <https://www.ademe.fr/systemes-electriques-intelligents-premiers-resultats-demonstrateurs>; cette étude sera mise à jour en 2019
- Un référentiel des projets de démonstration et de recherche est disponible en ligne sur le site Web de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de France : <http://www.smartgrids-cre.fr>

Études de cas

Étude de cas n° 4 — Smart Grid Vendée

Titre du projet	
Smart Grid Vendée	
Segment du réseau d'électricité	
Réseau de distribution (moyenne tension)	
État actuel	
Achevé	
Durée du projet	
5 ans (2013 à 2018)	
Responsable du projet	
Le SYDEV (Service public des Énergies vendéennes) — autorité locale de l'énergie en Vendée (Département français)	
Partenaires du projet	
<p>Actility — Entreprise spécialisée dans la maîtrise de la demande en énergie (MDE)/agrégation technique et commerciale</p> <p>Le CNAM — y compris la recherche sur les sujets d'acceptation liés à la MDE</p> <p>Enedis (principal ESD français, couvrant 95 % du territoire)</p> <p>Engie Ineo — entreprise de maîtrise de la demande en énergie et fournisseur d'équipements pour les postes électriques</p>	<p>GE Grids — chargée de développer deux plateformes de gestion de la demande visant à permettre à l'ESD et à l'autorité locale d'utiliser toutes les flexibilités disponibles sur le territoire (pour résoudre les contraintes locales sur le réseau de distribution)</p> <p>Legrand — Entreprise spécialisée dans la MDE/et les maisons intelligentes</p> <p>RTE (ESTE) — principalement responsable des études économiques dans le cadre de ce projet</p>
Coût du projet	
<p>Coût du projet : 27,7 millions d'euros</p> <p>Rapport public-privé des montants investis : 9,5 millions d'euros (secteur public) et 18,2 millions d'euros (secteur privé)</p> <p>Programme gouvernemental : Investissements d'avenir</p>	
Emplacement du projet	
Département de la Vendée	
Site Web du projet	
<p>Version française : http://smartgridvendee.fr/</p> <p>Version anglaise : https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/smart_grid_vendee_veng.pdf</p>	

Contexte

Ce projet a été financé dans le cadre de la troisième vague de l'appel de projets du Programme d'investissements d'avenir. Il s'inscrivait dans le cadre de la politique d'innovation de la France visant à soutenir des projets de démonstration à grande échelle dans le domaine des réseaux intelligents, notamment des projets incluant un ESD comme celui-ci. De plus, ce projet constituait une occasion de tester la mise en place d'un mécanisme d'équilibrage des charges au niveau local (c'est-à-dire au niveau départemental). L'objectif était d'examiner les besoins du marché et de décrire tous les points techniques à aborder pour faire face aux contraintes du réseau local. Ce projet a impliqué et est coordonné par une autorité locale, ce qui est essentiel pour que le projet soit sélectionné en vue d'un financement.

Objectifs

Le projet Smart Grid Vendée visait à tester, au sein du département de la Vendée, de nouvelles solutions pour gérer et moderniser la distribution de l'électricité. Le projet visait à tester de nouveaux concepts tout en assurant l'optimisation du réseau de distribution public en collaboration avec toutes les parties prenantes du réseau électrique. Le projet de démonstration visait à démontrer la pertinence et la viabilité de nouveaux modèles opérationnels en tenant compte des aspects techniques, économiques et sociétaux. L'optimisation à l'échelle régionale et locale nécessite une plus grande coordination en amont (planification et gestion prospective) entre les parties prenantes grâce à de nouvelles interfaces ainsi que de nouveaux systèmes d'information et de calcul.

Description du projet

Démonstration physique

- Développement technique de capteurs et d'actionneurs pour offrir une gestion active de la demande pour 120 bâtiments publics et 40 lampadaires
- Mise à jour des équipements techniques sur les sites des parcs éoliens et photovoltaïques (4 parcs éoliens et 4 sites PV) pour leur permettre de procéder à l'essai de leur production
- Numérisation de cinq postes électriques du réseau de distribution; déploiement de capteurs dans les postes
- Déploiement des compteurs intelligents dans cette zone (avant le déploiement national)
- Installation de stations météorologiques pour améliorer les prévisions de production locale d'énergies renouvelables

Chaîne technique d'activation de la flexibilité (flexibilité du côté de la demande OU de la production)

- Pendant trois hivers, cette chaîne technique et de communication a été testée en conditions réelles. Les interactions entre toutes les parties prenantes ont été testées (agrégateur technique, agrégateur commercial, site de demande, site de production, ESD, ESTE).
- Une nouvelle façon de raccorder les énergies renouvelables au réseau a été mise à l'essai (« offres de raccordement intelligentes ») permettant une réduction limitée de la production.

Études économiques

- Une nouvelle méthode d'analyse coûts-avantages pour les réseaux intelligents a été élaborée au cours du projet par l'ESTE et l'ESD, et des données ont été fournies par tous les partenaires du projet pour mener cette étude sur la valeur de la flexibilité.

Études sociales

- Des entrevues ont été menées auprès des utilisateurs des bâtiments publics (participant aux tests de flexibilité), ainsi qu'un travail de vulgarisation sur les questions liées au réseau intelligent.

Résultats du projet

Dans ce projet, les Offres de raccordement intelligentes (nouvelles méthodes de raccordement de la production d'énergies renouvelables) ont été mises à l'essai sur deux sites de production. L'idée est de réduire la production de quelques heures par année et, en échange, d'établir des raccordements au réseau de manière plus rentable et rapide. Dans l'ensemble, l'évaluation économique révèle que cette offre pourrait être plus efficace dans certains cas.

Cette offre a été testée pour un site de production en Vendée. Des économies totalisant 300 000 euros ont été évaluées lorsque 4 % de la production a été réduite, ce qui représente un avantage important pour les producteurs, car le coût prévu pour le raccordement du site de production de l'énergie photovoltaïque était de 494 000 euros.

Une nouvelle analyse coûts-avantages pour les solutions de réseau intelligent a été élaborée et menée par RTE (l'ESTE) et Enedis dans le cadre de ce projet. Cette analyse a été élargie à l'échelle nationale et a contribué à la publication d'une analyse socioéconomique nationale sur les solutions de réseau intelligent (*Valorisation socioéconomique des Réseaux électriques intelligents*;

https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_synthese-commune_2017.pdf).

Leçons retenues

Essayer de créer un marché local a contribué à :

- Développer un outil pour mieux cerner les contraintes sur le réseau de distribution, et les différentes solutions de flexibilité pour les résoudre (côté demande, côté production ou flexibilité provenant du réseau);
- Réfléchir aux règles entre les parties prenantes et un ESD, et entre l'ESTE et l'ESD sur la façon d'utiliser la flexibilité de la manière la plus économique possible pour l'ensemble du réseau électrique;
- S'interroger sur le niveau d'implication de l'utilisateur final (en fonction de la solution technique de MDE).

Prochaines étapes

La coopération entre l'ESD et l'ESTE a été un enjeu majeur du projet. Des discussions suivront, notamment sur l'utilisation des flexibilités liées à l'ESD utilisées au niveau de l'ESTE (niveau du marché) et également sur les questions connexes de production sur le réseau de distribution lorsqu'elles peuvent entraîner un retour d'électricité sur le réseau de transport.

En ce qui concerne la flexibilité locale, l'ESD national Enedis mène actuellement de nouvelles expériences avec un appel d'offres annoncé en novembre 2019, ciblant six emplacements où la flexibilité pourrait résoudre des problèmes locaux ou de congestion.

Les discussions sur la possibilité de généraliser de nouvelles façons de raccorder les énergies renouvelables au réseau (avec peu de restrictions) ne sont pas terminées; par ailleurs, le responsable du projet Smart Grid Vendée apporte une contribution très précieuse à ces discussions.

Étude de cas n° 5 — Postes intelligents

Titre du projet
Postes intelligents
Segment du réseau d'électricité
Réseau de transport/postes électriques
État actuel
Achevé
Durée du projet
2013 à 2018
Responsable du projet
RTE (ESTE national français)
Partenaires du projet
GE Grid (développement du poste électrique numérique) Enedis (ESD) Schneider Electric (équipements dans la partie ESD-ESTE du poste électrique) Nokia (travaux de télécommunications) Neelogy (PME procédant au développement d'un nouveau capteur)
Coût du projet
Coût total du projet : 32 millions d'euros Rapport public-privé des montants investis : 9,7 millions d'euros (secteur public) et 22,3 millions d'euros (secteur privé) Programme gouvernemental : Investissements d'avenir
Emplacement du projet
Région de la Picardie (France); deux postes sont concernés (Blocaux 225 kV/90 kV et Alleux)
Site Web du projet
Pour obtenir de plus amples renseignements, cliquez sur le lien suivant : https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/postes_intelligents.pdf

Contexte

Ce projet a été financé dans le cadre de la troisième vague de l'appel de projets émis dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir. Il s'inscrivait dans le cadre de la politique d'innovation de la France visant à soutenir des projets de démonstration d'envergure dans le domaine des réseaux intelligents, notamment des projets impliquant RTE, l'ESTE national.

La zone entourant les deux postes est caractérisée par une importante production d'énergie éolienne qui provoque parfois une congestion sur les lignes de transport. Pour intégrer de nouveaux niveaux de flexibilité (afin d'exploiter le réseau pour bénéficier de nouvelles techniques et technologies), les ESTE ont dû privilégier des solutions plus flexibles et plus intelligentes dans leurs installations.

Objectifs

Ce projet visait à exploiter deux postes de démonstration (90 kV et 225 kV). Cette nouvelle installation à haute et à basse tension a permis d'obtenir :

- Un meilleur aperçu : grâce aux nouvelles technologies de l'information et de la communication qui permettent de recueillir en temps réel des données plus précises sur l'état et l'environnement du réseau.
- Une plus grande efficacité : grâce à l'utilisation de technologies numériques pour exploiter et maintenir la compatibilité du réseau face aux nouvelles contraintes imposées par l'intégration des sources d'énergie renouvelables et leur effet sur la gestion de la demande d'électricité.

Le projet comprenait la conception, la mise à l'essai et la mise en service du premier poste électrique entièrement numérique de RTE.

Description du projet

Les activités du projet peuvent être résumées comme suit :

- Développement d'un système de contrôle-commande tout numérique optimisé intégrant de nouvelles fonctionnalités d'autoanalyse et de reconfiguration dynamique
- Développement de plateformes de tests pour cette nouvelle génération d'équipement
- Développement d'un nouveau capteur de courant alternatif basé sur l'Effet Néel®
- Développement de logiciels d'hypervision (IHM à distance intégrant des fonctionnalités avancées).

Résultats du projet

À la fin du projet, les Postes intelligents peuvent être résumés comme une combinaison des caractéristiques suivantes :

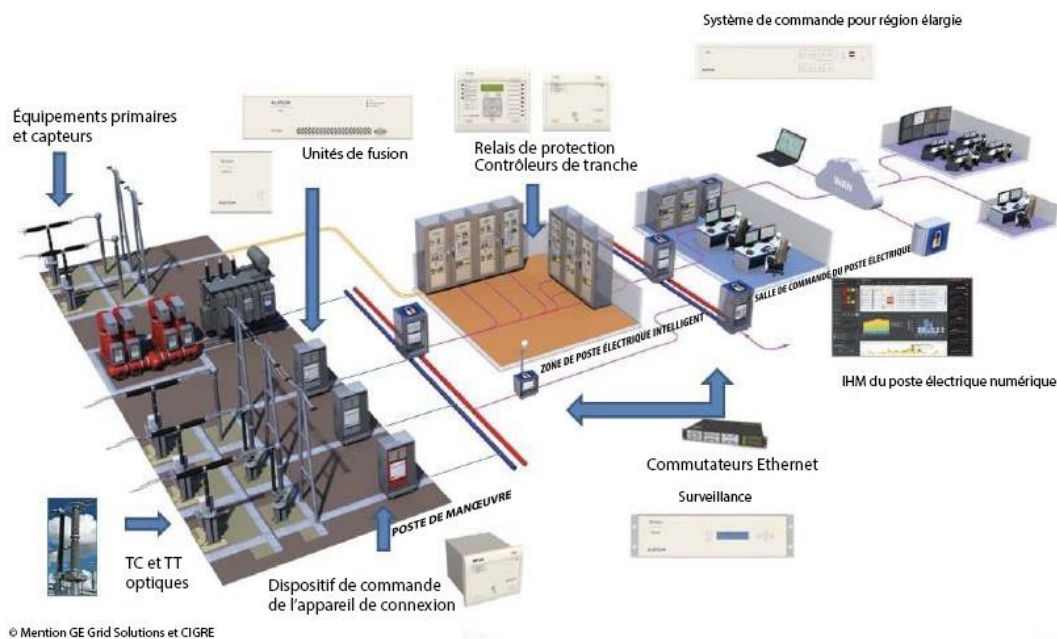
- Système de protection et d'automatisation entièrement numérique
- Vaste système de surveillance
- Fonctions avancées mises en œuvre à l'aide de ressources informatiques locales
- Réseaux de télécommunications fiables et résilients

Le développement de dispositifs électroniques intelligents dans les postes électriques ouvre la voie au déploiement de fonctions automatisées de zone avancées telles que le suivi dynamique de lignes [*Dynamic Line Rating*] (grâce aux renseignements envoyés par d'autres postes locaux). De plus, ce nouveau poste est conçu pour exploiter un système de protection adaptative et coordonnée sur une vaste zone.

En outre, plusieurs répercussions environnementales, économiques et sociales ont été cernées :

- Intégration des énergies renouvelables et des aspects liés à l'aménagement de l'espace
- Réduction des coûts de transport d'électricité
- Optimisation des coûts d'ingénierie, d'exploitation et d'entretien des structures des postes électriques
- Amélioration de l'approvisionnement en électricité et de la sécurité

Poste électrique intelligent du RTE



Leçons retenues

La réalisation du projet technique Postes intelligents a été complexe, car il a été mis à l'essai dans des postes électriques réels de 90 kV ou 225 kV. Les discussions sur la cybersécurité ou le doublement de la nouvelle infrastructure numérique étaient au cœur du projet. Le développement d'un tel projet industriel a entraîné des retards de mise en service, mais a aidé l'ESTE et les autres partenaires à développer les meilleures solutions pour le poste électrique et a facilité le développement de nouveaux services (comme le suivi dynamique des lignes) par la suite.

L'utilisation de dispositifs électroniques intelligents éprouvés utilisant les protocoles IEC 61850 a permis la conception d'une nouvelle génération de solutions de systèmes de protection, d'automatisation et de contrôle, menant ainsi au déploiement de fonctions automatisées avancées de zone et de mises à jour coordonnées sur une zone plus grande.

La mise à l'essai du transport ne sera plus aussi centralisée qu'auparavant grâce à cette nouvelle technologie.

Prochaines étapes

Le déploiement de six postes électriques numérisés basés sur les développements de Postes intelligents dans la région de la Bretagne en France est prévu. RTE possède également un programme pour le déploiement d'un poste électrique de nouvelle génération appelé RSpace. Certaines des fonctionnalités développées dans le cadre du projet Postes intelligents seront utilisées dans les postes de prochaine génération déployés dans toute la France.

ALLEMAGNE

Modernisation du réseau — cadre et aperçu

L'objectif de la loi allemande sur l'énergie est de garantir un approvisionnement énergétique respectueux de l'environnement, reposant de plus en plus sur des sources renouvelables, pour la société dans son ensemble. Cet objectif ne peut être atteint qu'en intensifiant l'expansion du réseau à très haute tension. Pour évaluer la mesure dans laquelle le réseau de transport d'énergie doit être étendu et pour déterminer l'emplacement précis de ces prolongements du réseau, une procédure efficace et simplifiée en cinq étapes a été établie. Ce processus est désormais suivi de manière régulière, ce qui garantit un niveau de participation élevé du public.

Comme il est précisé dans la loi sur l'énergie, les exploitants de réseau de transport d'électricité élaborent tous les deux ans un Cadre de scénario commun, qui est ensuite approuvé par l'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur). Selon le Cadre de scénario commun, les exploitants de réseau de transport d'électricité évaluent ensuite conjointement les besoins en matière de développement du réseau pour la prochaine décennie. Après la tenue de séances de participation permettant aux citoyens, aux associations industrielles et aux autorités compétentes de travailler ensemble de manière constructive, l'Agence fédérale des réseaux approuve un Plan de développement du réseau.

Le Cadre de scénario commun repose sur des hypothèses portant sur ce à quoi le réseau d'électricité devrait ressembler dans dix ans. Le Plan de développement du réseau actuel cible donc l'année 2030. Les hypothèses portent notamment sur les aspects suivants : la production d'électricité conventionnelle et renouvelable, la charge et la consommation, la flexibilité (VE, conversion de l'électricité, stockage) et l'interconnexion aux réseaux des pays voisins. Le scénario comprend également des hypothèses progressives à propos de la technologie et des innovations du réseau.

Le Plan de développement des réseaux et le rapport environnemental servent d'ébauches pour la Programmation fédérale des besoins (Bundesbedarfsplangesetz, BBPlG), qui doivent être présentées au législateur tous les quatre ans. Cette loi comprend une liste de tous les projets nécessaires, dont les points de départ et de fin de chaque nouveau projet de construction. La première programmation fédérale des besoins a été adoptée en 2013, puis elle a été étendue en 2015. La prochaine modification est prévue pour 2020.

Le gouvernement allemand a également veillé à la mise en place de procédures de consentement efficaces et simplifiées pour les infrastructures énergétiques essentielles. Certaines mesures et certains instruments sont prévus dans la législation nationale en vue d'accélérer la procédure d'approbation des projets d'infrastructures énergétiques. Un cadre est établi pour assurer que les procédures de consentement soient correctement mises en place à l'avenir, en particulier les procédures de consentement pour les infrastructures énergétiques essentielles qui sont énoncées dans la Loi sur l'accélération de l'extension du réseau (NABEG).

L'extension du réseau de transport exige l'accélération des procédures de planification et d'approbation (en particulier la Procédure fédérale de la planification sectorielle et de l'approbation de la planification), conformément à la Loi sur l'accélération de l'extension du réseau (NABEG). Pour appliquer cette loi, il a fallu adopter la Loi de programmation fédérale des besoins, qui contient une liste des projets requis. Les projets fédéraux et étatiques ayant la plus grande importance nationale sont soumis aux nouvelles procédures de consentement conformément à la Loi sur l'accélération de l'extension du réseau (NABEG). En outre, l'Ordonnance sur les responsabilités en matière d'approbation de la planification a été adoptée.

L'Agence fédérale des réseaux décide quels projets ont une grande importance, ce qui garantit une procédure uniforme et rapide.

En 2015, une modification a introduit plus de possibilités d'utiliser des câbles souterrains plutôt que des lignes aériennes. Elle a également introduit des dispositions juridiques favorables qui devraient conduire à une plus grande acceptation et à une accélération des procédures. À l'heure actuelle, un autre processus législatif est en cours visant à faciliter davantage l'installation de câbles souterrains. Ces lois assurent également une procédure de planification et de consentement efficace et simplifiée.

À la suite de la planification du développement du réseau et pour tenir compte du besoin croissant de transport d'électricité, un important programme d'extension du réseau juridiquement contraignant a été mis en œuvre. Ce programme prévoit 7 700 km de lignes de transport d'électricité supplémentaires (nouvelles lignes et mise en application). La Loi de programmation fédérale des besoins (BBPIG) de l'Allemagne a été adoptée en 2013 et modifiée en 2015. Elle comprend à présent 43 raccordements à effectuer au cours des prochaines années. En 2018, le ministre fédéral de l'Économie et de l'Énergie a présenté le « Plan d'action Réseau électrique ». Ce plan d'action comporte une double stratégie. D'une part, l'extension du réseau sera accélérée, notamment au moyen d'une simplification générale des procédures d'approbation et d'un nouveau mécanisme de contrôle assorti d'échéanciers convenus pour les processus d'approbation et de construction. D'autre part, l'utilisation de la capacité du réseau existant sera accrue, notamment en utilisant de nouvelles technologies et de nouveaux concepts d'exploitation.

Les économies de marché libre, comme celle de la République fédérale d'Allemagne, comptent sur la concurrence pour garantir des prix abordables, un équilibre entre l'offre et la demande et la recherche constante par les entreprises de nouveaux produits et de technologies de production rentables. Toutefois, quelques secteurs d'une économie nationale pourraient constituer l'exception. Les réseaux électriques et de gaz sont classés comme des monopoles naturels (où la concurrence est limitée ou est simplement inexistante). Pour empêcher les exploitants de réseaux de monopoliser les bénéfices et pour continuer à exploiter les réseaux de la manière la plus rentable possible, les exploitants de réseaux électriques et de gaz sont réglementés.

L'exploitation des réseaux énergétiques est une activité à forte intensité de capital. La transition énergétique allemande « Energiewende » exigera donc des investissements de la part des exploitants de réseaux. Les exploitants de réseaux allemands ont besoin d'un horizon de planification à long terme et de conditions-cadres économiques fiables pour de tels investissements.

Le cadre législatif pour la réglementation tarifaire du réseau comprend l'Arrêté sur la régulation incitative (ARegV)³⁴ et les Décrets³⁵ relatifs aux tarifs d'accès au réseau électrique et de gaz³⁶ (StromNEV/GasNEV). Le principe économique sous-jacent de la régulation incitative est fondé sur la simulation de la concurrence et sur la motivation d'un exploitant de réseau à gérer ses opérations de manière plus efficace et plus rentable que les exploitants de réseau comparables dans d'autres régions.

Un élément essentiel de la régulation incitative est une période réglementaire de cinq ans. L'Agence fédérale allemande des réseaux, la Bundesnetzagentur (BNetzA) et l'organisme de réglementation des États fédérés déterminent à l'avance le revenu maximum que l'exploitant du réseau peut recevoir d'une année à l'autre au cours des cinq années. Cela nécessite une collecte et une évaluation approfondies des données afin de déterminer les coûts d'exploitation du réseau. Les coûts vérifiés de l'exploitation du réseau, ainsi qu'une analyse comparative de l'efficacité des exploitants du réseau, constituent la base de

³⁴ <http://www.gesetze-im-internet.de/aregv/> [en allemand seulement]

³⁵ <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/> [en allemand seulement]

³⁶ <http://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/> [en allemand seulement]

la détermination des revenus autorisés. L'exploitant peut librement employer et investir ce montant de revenu prédéterminé (approche budgétaire). Pendant la durée de la période réglementaire, les coûts réels d'un exploitant de réseau et ses revenus sont découplés. En fixant un montant déterminé de revenus, l'exploitant du réseau est incité à augmenter la productivité et réduire les coûts afin d'accroître ses profits éventuels ou de réduire les pertes possibles.

Lorsque les obligations d'approvisionnement d'un exploitant sont étendues, obligeant par exemple ce dernier à investir dans des installations supplémentaires, le régime de réglementation prévoit également que le plafond de revenu augmente au fil du temps.

Initiatives de modernisation

Les énergies renouvelables ont réalisé des progrès importants en Allemagne ces dernières années, grâce à un soutien stratégique solide comme la loi sur les énergies renouvelables (EEG), qui a permis une forte augmentation de l'électricité renouvelable. Pour la première fois, en 2017, la capacité totale installée des énergies renouvelables (112 GW) a dépassé celle combinée des combustibles fossiles et de l'énergie nucléaire (105 GW). La part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité est passée de 25 % en 2013 à près de 38 % en 2018. La loi sur les énergies renouvelables (EEG) soutient le déploiement de capacités supplémentaires de sources d'énergie renouvelable (SER) par le biais d'enchères (éoliennes, grandes installations de production d'énergie solaire photovoltaïque et biomasse) et de tarifs de rachat garantis (principalement pour les énergies renouvelables à petite échelle destinées à la production d'électricité).

Gestion de la congestion

L'électricité renouvelable devrait être principalement absorbée par le réseau et transportée. Toutefois, des difficultés peuvent survenir si le réseau est surdimensionné, car les sources d'énergie renouvelable fluctuantes disposent de peu d'heures de pleine charge. Par conséquent, les centrales de production d'électricité renouvelable ne peuvent être réduites que de manière marginale si leur influence sur un engorgement du réseau est dominante. Les petites unités de production telles que les systèmes photovoltaïques peuvent choisir de réduire la puissance d'alimentation ou, à défaut, de laisser l'exploitant du réseau gérer l'engorgement du réseau.

Intégration des VE

Les réseaux intelligents constituent un élément important de l'intégration des points de recharge des VE dans le réseau électrique. Les réseaux intelligents nécessitent une infrastructure de communication reliant tous les acteurs concernés du système énergétique, permettant la gestion des processus de recharge et offrant une plus grande flexibilité aux VE dans le réseau et le marché. En 2016, la Loi sur la numérisation de la transition énergétique (« la Loi »)³⁷ a été adoptée par le Parlement allemand en transposition de la Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et de la Directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. La Loi prévoit le cadre juridique pour le déploiement et l'exploitation de systèmes de mesurage intelligent (« compteurs intelligents ») en Allemagne. Elle définit des exigences techniques minimales, notamment en ce qui concerne leur application à grande échelle, leur interopérabilité, la protection des données et la cybersécurité. Les compteurs intelligents sont conçus comme une

³⁷ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf> [en allemand seulement]

infrastructure de communication ouverte à tous les cas d'utilisation pertinents pour la transition énergétique et le couplage sectoriel, y compris le secteur de la mobilité. La Loi établit les exigences fondamentales pour l'infrastructure des compteurs intelligents et prévoit des normes communes pour l'utilisation des compteurs intelligents. Les compteurs intelligents servent d'interface entre la production, le réseau et la consommation, et constituent une base technique sûre et normalisée pour les domaines de l'exploitation du réseau, du marché de l'électricité et de l'efficacité énergétique. En outre, la Loi définit les droits et les responsabilités des acteurs concernés (notamment les exploitants de compteurs, les administrateurs de passerelles de compteurs intelligents et les autorités publiques compétentes) et les règles relatives à la communication des données dans les réseaux intelligents. L'Allemagne travaille actuellement à l'établissement des normes nécessaires ainsi que d'un cadre juridique pour la gestion de la demande d'électricité, y compris l'intégration des points de recharge de VE.

Surveillance et automatisation du réseau

Dans le cadre de la transition énergétique (« Energiewende »), le réseau de distribution de l'énergie de l'Allemagne a été confronté à des défis importants. En raison de l'augmentation de la part des sources d'énergie renouvelable fluctuantes au niveau national et de l'intégration du marché de l'électricité au niveau européen, la demande de capacités de transport supplémentaires n'a cessé d'augmenter. Dans ce contexte, le réseau de transport allemand a fait l'objet d'importantes mesures d'extension et de renforcement du réseau.

En plus de ces mesures à long terme, l'optimisation de l'infrastructure du réseau existante est devenue de plus en plus importante à court et à long terme. En optimisant l'exploitation du réseau, les exploitants de réseau de transport d'électricité peuvent améliorer les capacités de transport du réseau existant, ce qui a une incidence considérable sur le niveau des mesures dites de gestion de la congestion (p. ex., la répartition secondaire).

Tout d'abord, l'optimisation du réseau implique l'application à grande échelle de technologies de pointe, comme les déphaseurs ou l'exploitation des lignes aériennes en fonction des conditions météorologiques (surveillance des lignes aériennes). Lorsqu'elles seront appliquées de manière globale et coordonnée, ces mesures permettront de réduire considérablement les coûts de gestion de la congestion. En outre, des concepts novateurs d'exploitation des réseaux offrent d'autres possibilités d'optimisation. Ces concepts font actuellement l'objet d'activités de recherche et développement et seront mis en œuvre dans le cadre de projets pilotes afin d'acquérir des expériences pratiques à partir de l'exploitation réelle du réseau. En raison de leurs temps de réponse à court terme, ces concepts nécessitent des données en temps réel afin d'évaluer l'état réel du réseau.

La mise en œuvre de concepts novateurs d'exploitation du réseau exige une connaissance précise de l'état actuel du réseau. En surveillant les limites thermiques et dynamiques du réseau, les opérations de planification et de commutation peuvent être effectuées plus rapidement. C'est pourquoi la numérisation revêt une grande importance dans ce contexte. Elle implique le déploiement de capteurs appropriés pour la surveillance en temps réel et la mise en œuvre de systèmes d'assistance dans les salles de contrôle, qui permettent une exploitation plus intelligente et plus efficace du réseau.

Orientations futures

À la fin de 2017, des centrales de production d'électricité d'une puissance installée totale de 216 GW étaient raccordées au réseau électrique allemand. Pour la première fois, plus de la moitié des centrales de production d'électricité dépendaient des énergies renouvelables (112 GW), représentant au moins 36 % de la consommation intérieure brute d'électricité. Au début de 2018, sept centrales nucléaires d'une puissance de sortie totale de 9,5 GW étaient toujours raccordées au réseau. Elles seront progressivement fermées d'ici la fin de 2022. À la fin de 2017, les centrales au charbon d'une puissance de sortie (nette) totale de 42,6 GW étaient en activité sur le marché (dont 19,9 GW pour les centrales à lignite et 22,7 GW pour les centrales au charbon). En 2017, les centrales électriques au charbon couvraient au total 37 % de la production d'électricité en Allemagne.

Le développement des énergies renouvelables est déjà bien avancé; elles représentent aujourd'hui au moins 38 % de la consommation intérieure brute d'électricité. Le contrat de coalition en vigueur a défini une cible visant à porter la part des énergies renouvelables à 65 % d'ici 2030, tandis que le développement des énergies renouvelables sera synchronisé avec le réseau.

L'électricité produite ne peut être utilisée que si elle peut être transportée jusqu'au consommateur. L'extension et l'optimisation des réseaux électriques et l'augmentation de la flexibilité du réseau électrique sont donc des conditions préalables pour assurer la sécurité du réseau à l'avenir.

En juin 2018, le gouvernement fédéral a chargé la Commission sur la croissance, le changement structurel et l'emploi de faire des propositions sur l'élimination progressive de la production de charbon en Allemagne et d'établir une perspective concrète de la croissance et de l'emploi dans les régions touchées. La Commission a présenté son rapport final en janvier 2019. En ce qui concerne la production de charbon, le rapport contient des recommandations visant à assurer la réduction progressive et l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon, y compris la réduction de la capacité totale du charbon à 30 GW (15 GW d'antracite et 15 GW de lignite) d'ici 2022, 17 GW (9 GW de lignite et 8 GW d'antracite) d'ici 2030, et l'élimination complète de la production d'électricité à partir du charbon en Allemagne d'ici 2038. Le rapport de la Commission a également souligné que la sécurité de l'approvisionnement en électricité et en chauffage, ainsi que des prix concurrentiels de l'électricité sont d'une grande importance pour le secteur industriel allemand. Par conséquent, la Commission a formulé des recommandations sur les mesures d'accompagnement visant à aborder ces deux aspects, comme la mise en place d'un système de surveillance axé sur la sécurité de l'approvisionnement. Le gouvernement fédéral travaille actuellement à la mise en œuvre des recommandations de la Commission.

Études de cas

Étude de cas n°6 — Lignes aériennes peu encombrantes « compactLine »

Titre du projet
compactLine — Lignes aériennes peu encombrantes
Segment du réseau d'électricité
Réseau de transport
État actuel
Achevé
Durée du projet
2013 à 2019
Responsable du projet
50Hertz Transmission GmbH (ESTE)
Partenaires du projet
SPIE SAG GmbH (conception de lignes aériennes et armement) Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (simulation et compatibilité électromagnétiques, acoustique) Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG (conception des raccords) 50Hertz Transmission GmbH (installation de la ligne pilote et surveillance de la ligne) Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (conception des pylônes)
Coût du projet
Coût du projet : 3 075 967 euros Rapport public-privé des montants investis : 1 836 283 euros (secteur public) et 1 239 684 euros (secteur privé) Programme gouvernemental : 6 ^e programme de recherche dans le domaine de l'énergie
Emplacement du projet
Saxe-Anhalt (Allemagne)
Site Web du projet
https://www.50hertz.com/en/Grid/Griddevelopment/compactLine [en allemand et en anglais seulement]

Contexte

L'extension du réseau de transport joue un rôle clé dans l'intégration des énergies renouvelables. Les lignes aériennes constituent la base du réseau de transport et peuvent être construites de manière rentable et exploitées de façon fiable. En cas de dommages, les lignes peuvent généralement être réparées rapidement.

Toutefois, il existe un problème d'acceptation par le public de l'extension du réseau, en partie à cause de l'impact visuel des lignes aériennes. En particulier, les réseaux modernes de lignes aériennes de 380 kV sont perçus comme empiétant sur les espaces, portant atteinte au paysage et réduisant la valeur récréative. Dans le cadre de presque chaque nouvelle construction, des initiatives citoyennes sont fondées dans le but d'empêcher la mise en place de telles lignes, prolongeant ainsi les processus d'approbation.

Enfin, il devient de plus en plus difficile pour les autorités compétentes d'approuver la construction de nouvelles lignes aériennes. En plus des aspects comme les répercussions sur le paysage, elles doivent évaluer d'autres effets du tracé de la ligne, comme le risque de collision avec les oiseaux migrateurs.

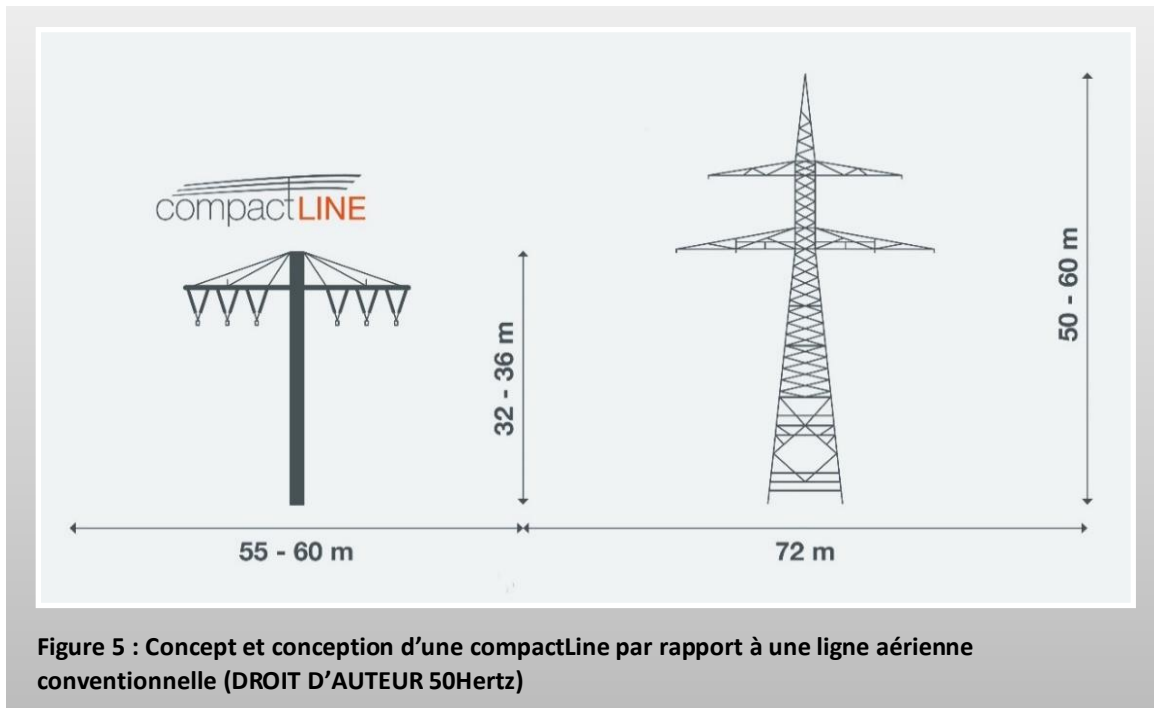
Objectifs

La ligne aérienne compactLine, qui permet d'économiser de l'espace, vise à élargir le spectre des solutions techniques afin de transformer les corridors de 220 kV existants en lignes aériennes de 380 kV plus puissantes. En général, la compactLine a besoin d'un corridor plus petit qu'une ligne aérienne conventionnelle. Avec une hauteur totale de 30 à 36 mètres, les pylônes de la compactLine sont environ de 20 mètres plus courts que les pylônes typiques de type tour du Danube, qui sont généralement utilisés pour les lignes conventionnelles. Ainsi, la compactLine est moins visible dans les grands paysages. Les répercussions sur la perception de la ligne par la population locale ont également joué un rôle lors de la conception technique. La compacité et la conception réduisent l'ampleur des répercussions, et peuvent avoir une influence positive sur l'acceptation par le public des constructions de lignes aériennes. compactLine offre une solution de rechange pour les futurs projets d'extension du réseau dans lesquels :

- la largeur de l'espace pour les corridors est très limitée;
- la conception des pylônes pourrait grandement nuire aux paysages;
- les corridors existants des lignes aériennes de 220 kV seront utilisés pour augmenter la capacité des lignes à 380 kV.

Description du projet

Le projet a débuté en 2013, les premières idées relativement au concept et à la conception ayant été développées au cours des années précédentes. En 2014, les premières discussions théoriques, ainsi que les premiers calculs et simulations sur le terrain ont eu lieu. De plus, des prototypes ont été construits pour de nouveaux raccords de ligne. Depuis janvier 2015, les composants de la ligne font l'objet de divers essais mécaniques et électriques. Au même moment commençait la planification de la structure finale du pylône. Au début de 2015, l'entreprise City Analytics a amorcé les travaux sur les recherches d'acceptation connexes. De septembre 2017 à août 2018, une installation pilote compactLine de deux kilomètres a été construite au poste électrique de Jessen/Nord en Saxe-Anhalt, en Allemagne. La ligne pilote a été mise en service au troisième trimestre de 2018 et utilise des pylônes à structure compacte et de plus faible hauteur (environ 36 mètres). La ligne utilise un corridor étroit (environ 55 à 60 mètres) qui remplace les lignes aériennes de 220 kV existantes. Des activités de surveillance ont été menées sur une période d'environ un an afin de prouver l'adéquation pratique de la ligne.



Résultats du projet

Tous les composants nécessaires à la nouvelle conception de la ligne aérienne ont été mis au point et testés avec succès, notamment le pylône, les conducteurs, les raccords et les isolateurs. Le pylône est une construction conique à paroi solide dotée d'un système de suspension novateur pour les conducteurs. La compactLine de base possède une hauteur de pylône de 30 à 36 mètres et une largeur de corridor de 55 à 60 mètres. Les distances entre les pylônes de la compactLine peuvent atteindre 400 mètres, tout comme pour les lignes aériennes conventionnelles. La distance finale dépend du terrain et du tracé du corridor.



Dans le cadre du projet compactLine, la manière dont les conducteurs sont suspendus au niveau des pylônes a été repensée. Des câbles de suspension ont été installés entre les pylônes, fixant les conducteurs tous les 20 mètres et réduisant ainsi leur fléchissement et leur basculement. Cela permet également d'abaisser les pylônes et de réduire les corridors.

Trois nouveaux types de suspension ont été étudiés et testés au cours du projet. Le tronçon pilote a été construit en utilisant le système de suspension Havel, dans lequel les conducteurs sont disposés sur un seul niveau. Les deux autres types de systèmes de suspension consistaient à disposer les conducteurs sur deux niveaux, ce qui aurait une incidence sur la hauteur et la largeur des pylônes et des traverses.

Entre autres choses, l'enquête sur l'acceptation a révélé une préférence de la plupart des personnes interrogées pour le système de suspension Havel.

L'acceptation de la conception a fait l'objet de plusieurs études, selon lesquelles la conception des pylônes a une influence positive sur l'acceptation des lignes aériennes. En outre, la dynamique entre les pylônes et le paysage joue un rôle important. En ce qui concerne la dégradation du paysage, la majorité des répondants estiment que les dimensions des pylônes sont d'une grande ou très grande importance. La visibilité de la ligne aérienne est un facteur important pour son acceptation. En général, la nouvelle conception est beaucoup plus acceptée que la conception conventionnelle de la ligne aérienne.



Figure 7 : Ligne pilote — utilisation du paysage par rapport à la conception conventionnelle (DROIT D'AUTEUR 50Hertz)

Leçons retenues

Le projet compactLine était un projet de recherche conjoint visant à optimiser la technologie après la mise en place et la surveillance d'une ligne pilote. Il visait à accroître l'acceptation des lignes aériennes et à élargir la gamme de produits et de services offerts par les partenaires du projet. Une autre conception des lignes aériennes est enfin disponible sur le marché et peut être utilisée pour étendre les réseaux de transport ou pour renforcer les mesures en Allemagne. Le projet compactLine visait également à introduire une solution de remplacement aux variantes existantes (lignes aériennes et tracé de câble).

Par conséquent, un système de communication a été développé pour garantir un lancement tardif sur le marché et atteindre tous les intervenants pour :

- Faire connaître le projet aux intervenants et au grand public;
- Décrire la nouvelle variante en phase de construction qui respecte toutes les valeurs limites techniques et sanitaires;
- Prouver l'acceptation accrue par rapport aux lignes aériennes conventionnelles pour le réseau de transport et les mesures de restructuration.

Prochaines étapes

Une fois le projet conjoint terminé, on devrait poursuivre les recherches et exploiter les résultats sous diverses formes. La ligne aérienne peu encombrante devrait offrir une option technologique supplémentaire qui simplifie et accélère les procédures d’approbation des mesures d’extension ou d’optimisation du réseau. Bien que la ligne pilote ait été construite en Allemagne, il est concevable que cette technologie soit également mise en œuvre dans d’autres pays et pour d’autres tensions. En outre, les résultats de la ligne aérienne peu encombrante seront présentés à des comités nationaux et internationaux compétents (p. ex. Energietechnische Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik [VDE ETG], Deutsche Kommission Elektrotechnik [DKE] ou le Conseil International des Grands Réseaux Electriques [CIGRE]) afin de poursuivre les discussions et à des fins de diffusion.

Étude de cas n°7 — Lignes à isolation gazeuse à courant continu (LIGCC)

Titre du projet
Lignes à isolation gazeuse à courant continu (LIGCC)
Segment du réseau d'électricité
Réseau de transport
État actuel
En cours
Durée du projet
2012 à environ 2021
Responsable du projet
Siemens Aktiengesellschaft (grande entreprise)
Partenaires du projet
Siemens Aktiengesellschaft (concept LIG, développement de composants, installation pilote) Technische Universität München (analyse électrostatique) Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (études sur les contraintes dans le sol et mécaniques) Technische Universität Darmstadt (études sur la haute tension) Technische Universität Berlin (analyse des décharges partielles) Hochschule für Technik und Wirtschaft Dresden (études sur le chauffage) Dans le cadre de ce projet, les quatre ESTE allemands, y compris les experts du Cigré JWG D1/B3, ont travaillé en étroite collaboration.
Coût du projet
Coût du projet : 23 583 518 euros Rapport public-privé des montants investis : 11 550 341 euros (secteur public) et 12 033 176 euros (secteur privé) Programme gouvernemental : 6 ^e programme de recherche dans le domaine de l'énergie
Emplacement du projet
Installation pilote : Darmstadt (Allemagne)
Site Web du projet
https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage.html [en allemand et en anglais seulement]

Contexte

Le réseau de transport de l'Allemagne doit être étendu si 80 % de la demande d'énergie électrique du pays est couverte par des sources d'énergie renouvelable d'ici 2050. Par exemple, l'électricité produite par les centrales éoliennes dans le nord de l'Allemagne et au large des côtes de la mer Baltique et de la mer du Nord doit être transportée aussi efficacement que possible vers les centres de charge du sud de l'Allemagne. Dans le cadre du transport à longue distance, la technologie à courant continu (CC) est supérieure à la technologie à courant alternatif (CA).

En 2016, le Parlement allemand a adopté la règle selon laquelle les câbles souterrains doivent avoir la priorité sur les lignes aériennes pour quatre des projets de transport de courant continu sur de longues distances du pays dans le cadre de la Programmation fédérale des besoins. Ainsi, toutes les liaisons à courant continu en Allemagne seront construites à l'aide de câbles à courant continu ou de lignes à isolation gazeuse à courant continu. Il est donc extrêmement important que ces technologies soient fiables et abordables.

Objectifs

L'idée de base est d'appliquer la technologie bien connue de la ligne à isolation gazeuse (LIG) du courant alternatif au courant continu. Les matériaux et les composants de la ligne à isolation gazeuse à courant alternatif ont été analysés et adaptés à un environnement à courant continu afin d'être testés sur le terrain. Dans l'installation pilote de la ligne à isolation gazeuse à courant continu souterraine, une tension directe élevée de ± 500 kV est appliquée simultanément avec un courant continu élevé de 5 000 A. Cette nouvelle technologie de transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) est analysée en prêtant attention à son comportement à long terme, par exemple le chauffage, le comportement électrique, la contrainte mécanique et la protection contre la pollution électromagnétique. Avec une ligne de transport à haute tension moderne de ce type, il est possible de transmettre une puissance électrique de 5 GW pour un système bipolaire CCHT. Les contraintes diélectriques, thermiques et mécaniques sont étudiées en pleine charge du réseau et dans des conditions réelles au moyen de technologies de mesure nouvelles et appropriées.



Figure 8 : Section transversale du tube de la ligne à isolation gazeuse à courant continu; droit d'auteur Siemens AG

Description du projet

Le projet a été créé pour rechercher une nouvelle technologie permettant le transport d'énergie à haute puissance avec une tension continue pouvant atteindre ± 500 kV. L'idée de base consiste à faire passer le concept de ligne à isolation gazeuse du courant alternatif au courant continu. Tous les matériaux et composants de la nouvelle technologie à courant continu ont été analysés, développés et testés avec succès en trois phases de développement (analyse des matériaux, développement des composants et essais pilotes).

Des connaissances ont été acquises sur les matériaux isolants et la conception de l'isolant pour les applications de tension continue jusqu'à ± 500 kV, le gaz isolant de la LIG (100 % gaz SF₆) étant remplacé par un mélange de gaz SF₆/N₂.

À des fins de validation, des études à long terme sur la technologie de la ligne à isolation gazeuse à courant continu sont réalisées dans deux installations expérimentales à Darmstadt, en Allemagne, notamment une installation d'essai pour les essais diélectriques (au-dessus du sol) et une installation d'essai pour les essais mécaniques et thermiques (souterrains) avec une couche de sol liquide (sans haute tension, mais avec un courant élevé pour le chauffage thermique).



Figure 9 : Installation d'essai pour la vérification à long terme de la ligne à isolation gazeuse à courant continu à Darmstadt (à gauche : alimentation en tension et en courant; à droite : dispositif d'essai électrique); droit d'auteur Siemens AG, voir également³⁸

Résultats du projet

Le projet a été mis au point dans une installation d'essai pour LIGCC alimentée en courant continu à haute tension dans le but de :

- Procéder à l'étude du comportement à long terme sous une charge électrique de ± 500 kV en courant continu et 5000 A, ainsi qu'une charge de surtension superposée
- Tester et quantifier la technologie de mesure des décharges partielles sous tension continue sur de grandes longueurs de câble
- Vérifier l'allure de chauffe de l'installation d'essai d'endurance souterraine et du sol environnant

³⁸ Hallas, M, Hinrichsen, V, Neumann, C, Tenzer, M, Hausmann, B, Gross, D, Neidhart, T, Lerch, M, Wiesinger; D 2020, 'Cigré Prototype Installation Test for Gas-Insulated DC Systems — Testing a Gas-Insulated DC Transmission Line (DC-GIL) for ± 550 kV and 5000 A under Real Service Conditions,' *Paper D1-107 (D1 – Materials and Emerging test techniques, PS 1 Testing, Monitoring and Diagnostics)*, Cigré 2020 Paris Session.

- Procéder à l'analyse des sols liquides optimisés sur les plans mécanique et thermique
- Procéder à l'étude de la dilatation sous l'effet de la chaleur de la conduite à courant continu sous la charge électrique sectionnelle continue de l'installation d'essai souterraine
- Procéder à l'essai de la nouvelle technologie de soudage (procédé de soudage par friction-malaxage)

En plus des possibilités de recherche énumérées ici, le projet étudie une nouvelle méthode de construction de la ligne de transport compacte à isolation gazeuse. Cette plateforme d'installation mobile peut être utilisée pour mettre en œuvre une installation souterraine dans le cadre de futurs projets en utilisant des processus automatisés intelligents et des méthodes de soudage de manière rentable, à l'abri des erreurs et respectueuse de l'environnement.



Figure 10 : Ligne pilote (phase de construction) pour les essais thermiques et mécaniques; droit d'auteur Siemens³⁹

En raison de la capacité de transport de courant élevée de la LIG dans les points de forte charge ou les sections à forte concentration de charge, la technologie de LIGCC présente des avantages évidents par rapport aux solutions comportant des câbles et réduit l'utilisation de terrain. De plus, une étude sur l'acceptation de la technologie a révélé que l'acceptation de la ligne à isolation gazeuse à courant continu par les citoyens peut être améliorée davantage grâce à une meilleure compréhension de la technologie. Enfin, la ligne à isolation gazeuse à courant continu offre des solutions particulières pour surmonter les obstacles tels que les autoroutes, les lignes de chemin de fer et les rivières.

³⁹ Koch, H, Tenzer, M, Hinrichsen, V, Hallas, M 2019, 'DC Gasisolierte Übertragungsleitung (DC GIL) für ± 500kV : Dielektrische, bodenmechanische und thermische Langzeitversuche an einer Versuchsanlage' *Fachtagung des GIS Anwenderforums, TU Darmstadt, Darmstadt* (https://www.hst.tu-darmstadt.de/gis/gis/gis_anwenderforum/index.de.jsp)



Figure 11 : Ligne pilote (phase de construction) pour les essais électriques; droit d'auteur Siemens⁴⁰

Leçons retenues

Les enquêtes ont montré que plusieurs modifications ont dû être apportées à la géométrie de la ligne à isolation gazeuse (LIG) afin de faire passer le concept de ligne de base du courant alternatif au courant continu. Bien que les simulations aient été utiles, elles n'étaient pas assez précises et ne pouvaient pas reproduire tous les effets des matériaux et des composants. Des essais à court et à long terme ont été nécessaires pour vérifier le concept de la LIG à courant continu et l'exploitation sécuritaire du réseau de transport.

À la lumière des expériences réalisées, il a été déterminé que les questions soulevées doivent être traitées séparément aux fins du projet. Deux installations pilotes ont été utilisées pour les essais à long terme, dissociant les essais diélectriques (au-dessus du sol) des essais thermiques et mécaniques (souterrains). Par conséquent, les éventuels temps d'arrêt ou défauts survenant au cours d'un essai n'ont aucun effet sur les essais restants.

Enfin, la technologie de la ligne à isolation gazeuse à courant continu offre une plus grande capacité de transport pour une même largeur que les câbles à courant alternatif et convient aux sections du réseau et aux corridors de demande spéciale, p. ex., une faible occupation du paysage ou de petits corridors de transport.

⁴⁰ Idem.

Prochaines étapes

Dans les deux installations d'essai, les matériaux et composants développés seront testés en conditions réelles pendant plus d'un an afin d'assurer la présélection de la technologie de LIGCC pour l'installation sur le réseau. Ensuite, une nouvelle solution de transport pour les liaisons à courant continu en Allemagne sera disponible pour des essais sur le terrain. Des technologies de construction automatisées et rentables utilisant des robots autonomes seront développées simultanément.

La technologie de LIGCC peut offrir une solution de rechange utile et efficace pour les sections du réseau de transport qui présentent des emplacements problématiques, comme les sections de tunnel auxquelles s'appliquent des règlements particuliers portant sur les feux (aucune introduction de charges d'incendie supplémentaires par des câbles en plastique) ou les sections souterraines ou de tunnel comportant des changements brusques de direction ou des sections verticales.

Si le projet est achevé, l'ESTE disposera d'une solution technique de remplacement rentable pour le transport de charges élevées au moyen de liaisons à courant continu.

Étude de cas n° 8 — Vitrine de l'énergie intelligente : Agenda numérique pour la transition énergétique (SINTEG)

Titre du projet
Vitrine de l'énergie intelligente—Agenda numérique pour la transition énergétique (SINTEG)
Segment du réseau d'électricité
Réseau de transport, réseau de distribution, microréseau à distance
État actuel
En cours
Durée du projet
2017 à 2020
Responsable du projet
5 responsables de projet pour 5 vitrines, la plupart issus de grandes entreprises (exploitants de réseaux)
Partenaires du projet
Plus de 300 partenaires participent au projet, du domaine de l'énergie ainsi que des secteurs de l'information et de la communication, de la science et du milieu universitaire, de l'industrie et de la société civile
Coût du projet
Coût du projet : 500 millions d'euros Rapport public-privé des montants investis : 200 millions d'euros (secteur public) et 300 millions d'euros (secteur privé) Programme gouvernemental : programme de financement du ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie
Emplacement du projet
Les vitrines s'étendent sur cinq régions pilotes, chacune d'entre elles couvrant plusieurs régions d'Allemagne; pour obtenir de plus amples renseignements sur les vitrines, veuillez visiter l'adresse : https://www.sinteg.de/en/showcases/what-are-showcases/
Site Web du projet
https://www.sinteg.de/en/ [en allemand et en anglais seulement]

Contexte

Dans le cadre du processus de restructuration du réseau électrique allemand, un grand nombre de nouveaux défis se présentent. Nous mettons en place un approvisionnement énergétique fondé sur les énergies renouvelables. L'intégration d'une grande quantité d'énergies renouvelables nécessite un meilleur équilibre entre l'offre et la demande d'énergie. Le programme de financement Vitrines de l'énergie intelligente — Agenda numérique pour la transition énergétique (SINTEG) comprend cinq grandes régions pilotes, appelées « vitrines », dans lesquelles des solutions modèles pour l'approvisionnement énergétique de l'avenir sont élaborées et démontrées. Les régions pilotes (ou

vitrines) utilisent la technologie numérique pour maîtriser les défis techniques et opérationnels liés à la transition énergétique. Elles travaillent actuellement à la mise au point de processus sûrs et efficaces, adaptés au marché de masse. En outre, elles explorent actuellement des technologies et des mécanismes de marché novateurs pour des réseaux électriques et des marchés flexibles et intelligents. En raison du vaste éventail de sujets abordés, les travaux menés dans le cadre des cinq vitrines font intervenir des partenaires du domaine de l'énergie ainsi que des secteurs de l'information et de la communication.

Objectifs

Les partenaires du projet développent et testent des solutions modèles qui peuvent être intégrées dans les plans d'exécution de la transition énergétique en Allemagne. Ils visent à répondre à la question suivante : « Comment assurer à l'ensemble du pays un approvisionnement énergétique largement fondé sur les énergies renouvelables, d'une manière respectueuse de l'environnement, sécuritaire et efficace du point de vue économique? » Le programme SINTEG aborde les défis techniques, opérationnels et juridiques afférents. Il cherche à faire progresser le développement d'un approvisionnement énergétique intelligent, les objectifs étant :

- d'assurer l'exploitation efficace et sécuritaire du réseau, même si une grande partie de l'électricité produite provient de sources d'énergie renouvelable;
- d'exploiter la possibilité de rendre le réseau et le marché plus efficaces et plus flexibles;
- de veiller à ce que tous les acteurs du système énergétique intelligent travaillent ensemble de manière efficace et sécuritaire;
- d'utiliser de manière plus efficace les structures de réseau existantes;
- de réduire la nécessité d'étendre le réseau de distribution; et
- de développer de nouveaux modèles opérationnels dans le secteur de l'énergie.

Description du projet

Les vitrines s'étendent sur cinq régions pilotes présentant des défis particuliers liés à l'approvisionnement des entreprises et des résidents locaux en électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable. Les solutions modèles qui ont été testées dans la pratique seront intégrées dans les plans d'exécution de la transition énergétique dans toute l'Allemagne. Un autre objectif du programme SINTEG est d'acquérir de l'expérience et de l'utiliser pour améliorer le cadre réglementaire. Le gouvernement fédéral a donc adopté une ordonnance qui définit un cadre temporaire pour les expériences. L'ordonnance permet aux participants au programme SINTEG de tester de nouvelles technologies, procédures et de nouveaux modèles opérationnels (par exemple, dans les domaines de la numérisation et du couplage des secteurs de l'électricité et du chauffage) et les dédommage pour les désavantages économiques qui en découlent. Cela permet d'accélérer le processus de transfert des innovations du laboratoire aux essais pratiques et à la mise en marché. Le programme SINTEG fait donc office de banc d'essai réglementaire pour l'approvisionnement énergétique intelligent de l'avenir.

Résultats du projet

Le projet est en cours; par conséquent, les résultats ne sont pas disponibles. Nous nous attendons à :

- des plans et des solutions modèles pour les défis techniques, opérationnels et juridiques;
- des synergies en travaillant sur des questions transversales; et
- des réseaux de contacts internationaux.

Leçons retenues

Le projet est en cours.

Prochaines étapes

Une étude scientifique accompagnant le programme de financement du programme SINTEG est en cours. Les résultats sont attendus pour 2021.

Le programme sera évalué afin de déterminer si les objectifs ont été atteints et d'améliorer son efficacité.

ITALIE

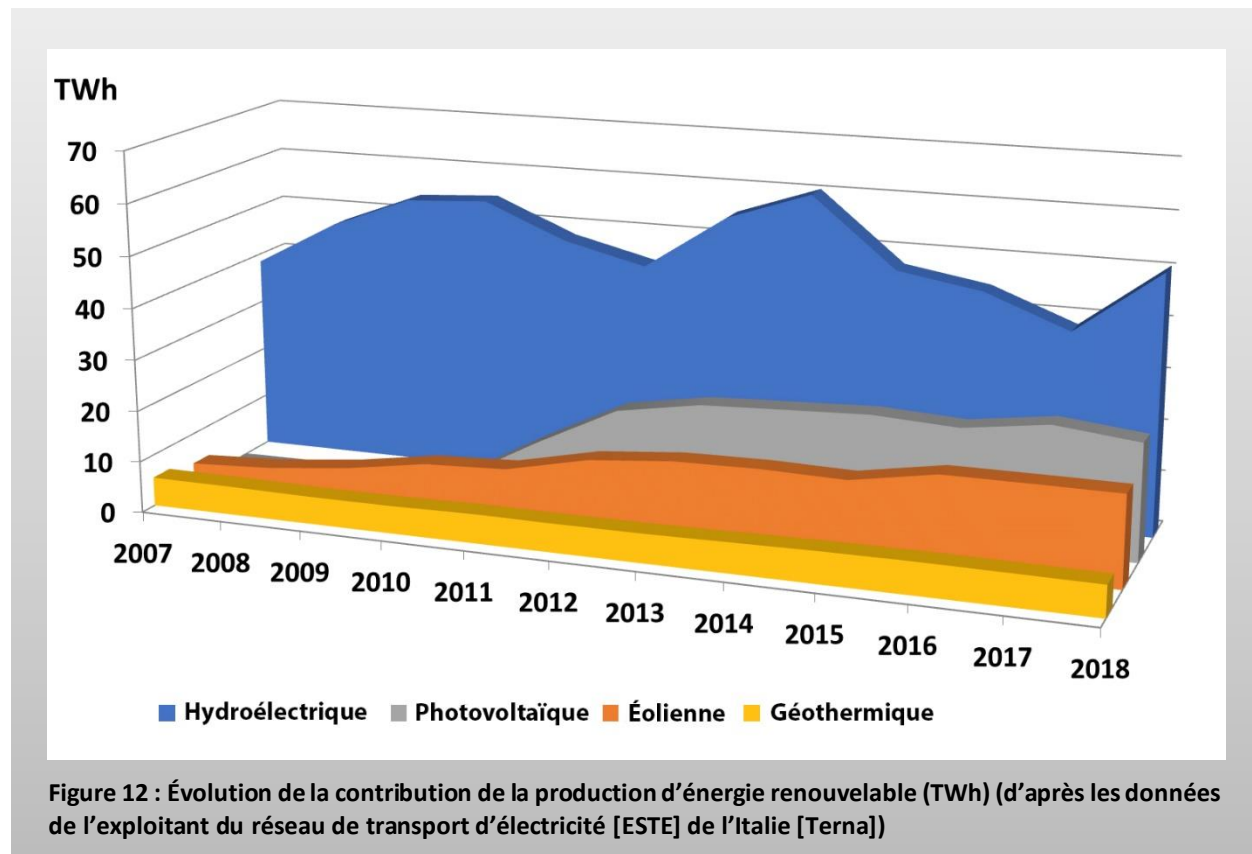
Modernisation du réseau — cadre et aperçu

Le réseau électrique étant un atout hautement stratégique pour l'économie italienne, son efficacité, sa fiabilité, sa modernisation et son développement continu sont essentiels. En 2018, parmi les pays européens, l'Italie a affiché la capacité de production d'énergie à haute efficacité la plus élevée (118,1 GW); le pays comprenait en outre certaines des lignes de transport d'énergie les plus longues (66 350 km), les troisièmes lignes de transport d'énergie en longueur (plus de 1 140 000 km) et la quatrième demande annuelle en électricité en importance (321 TWh). Depuis la libéralisation du secteur de l'électricité, le réseau électrique italien s'est considérablement transformé. La transformation en cours est motivée par des objectifs continus visant l'amélioration de la qualité de l'approvisionnement des utilisateurs finaux en énergie, l'efficacité de la gestion du réseau et sa durabilité environnementale et économique.

Le premier moteur de la modernisation du réseau italien a été la transformation du bouquet énergétique. La production centralisée d'électricité à partir de combustibles fossiles a progressivement diminué, passant de près de 85 % en 2007 à 64 % en 2017. Les énergies renouvelables décentralisées (l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne), qui étaient quasiment négligeables en 2007, représentaient respectivement 6 % et 8 % du bouquet énergétique en 2017 et provenaient de plus de 770 000 centrales photovoltaïques (19,7 GW) et 5 500 éoliennes (9,5 GW). À la fin de 2018, la capacité de production efficace brute des quelque 835 000 sources d'énergie renouvelable (SER) installées a totalisé 54,3 GW, ce qui représente une augmentation de 1 GW (+2,0 %) comparativement à 2017 qui est attribuable à la génération de 499 MW et de 425 MW d'énergie par les nouvelles installations d'énergie éolienne et photovoltaïque, respectivement. En 2018, la production d'électricité brute des SER a totalisé 114,4 TWh, ce qui représente 39,5 % de la production d'électricité totale en Italie. En outre, **l'amélioration** du rendement de l'hydroélectricité (+35 %) a entraîné une augmentation de la part de la production de l'ordre de 10 % par rapport à 2017.

La figure 12 illustre l'évolution de la contribution des SER au portefeuille de sources italiennes de production d'électricité. En ce qui concerne la distribution, bon nombre des principaux postes électriques à moyenne et haute tension ont présenté d'importants flux d'énergie inverse. Ces situations auraient pu affecté la sécurité de l'approvisionnement et la fiabilité du réseau en soi, mais de promptes mesures adoptées pour moderniser la structure et la gestion du réseau ont permis de prévenir la survenue de problèmes majeurs. En ce qui a trait au transport de l'énergie, les flux d'énergie importants qui provenaient des régions à forte concentration de production d'énergie renouvelable (la plupart étant situées au sud du pays) et les charges élevées des régions du nord ont posé des problèmes de congestion potentiels. Les mesures de modernisation du réseau axées sur l'automatisation et l'amélioration du réseau (augmentation de l'observabilité, suivis dynamiques des lignes, etc.) ainsi que l'adoption de mesures de flexibilité, telles que des projets pilotes visant les systèmes de stockage énergivores, ont atténué les perturbations qui étaient probablement attribuables à la pénétration croissante des sources variables d'énergie renouvelable.

Le deuxième moteur de la modernisation du réseau est la numérisation du réseau et l'évolution progressive de l'interface avec les utilisateurs. L'infrastructure de communication tant publique que privée est déployée selon les capacités requises en ce qui concerne le débit et la qualité des données. Les problèmes de cybersécurité et de confidentialité des données sont à l'étude, et des solutions avancées sont mises en œuvre afin de garantir la transparence et l'ouverture du marché de l'électricité.



La numérisation et le besoin de développer les interfaces des utilisateurs finaux représentent aussi les facteurs à l'origine de l'adoption de compteurs intelligents, qui a commencé au début des années 2000 par le déploiement national de l'infrastructure de mesurage avancé comprenant 32 millions de compteurs électriques de première génération et des systèmes de soutien (services d'appui) connexes. Le déploiement progressif de la deuxième génération de compteurs, qui sont dotés de fonctionnalités plus avancées, est en cours.

Le troisième moteur est l'évolution des rôles de l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur électrique, ce qui peut contribuer à l'adoption des règles et des caractéristiques nécessaires pour assurer le niveau de flexibilité et de résilience requis au sein du réseau. De nouvelles règles de marché ont été établies afin de permettre aux différentes parties de participer à la répartition des ressources en vue de promouvoir l'agrégation de générateurs en centrales électriques virtuelles et d'encourager les utilisateurs à explorer de nouvelles possibilités de services énergétiques et d'agrégation mixte. Le stockage décentralisé consacré aux petites centrales photovoltaïques afin de promouvoir l'autoconsommation et le recours minimal au réseau est encouragé et mis en œuvre, ce qui augmente la souplesse du marché.

Le quatrième moteur est la demande croissante pour une approche plus durable en matière de mobilité qui comprend l'adoption généralisée de véhicules électriques (les véhicules électriques à batterie [VEB], les véhicules hybrides électriques [VHE] et les véhicules hybrides rechargeables [VHR]). Bien que les véhicules électriques n'aient pas encore atteint leur plein potentiel, on adapte les infrastructures électriques de manière progressive afin qu'elles hébergent des stations de chargement décentralisées privées et publiques ainsi que des bornes de recharge rapide centralisées. L'autorité réglementaire nationale a examiné les modèles opérationnels potentiels et les occasions et responsabilités connexes, qui vont des services de recharge simples aux fonctionnalités et interfaces « du véhicule au réseau ». À l'heure actuelle, la plupart des villes italiennes sont dotées de réseaux de distribution pouvant desservir

un grand nombre de nouveaux véhicules électriques, alors qu'il reste beaucoup à faire par rapport aux réseaux moins intégrés et ruraux.

Initiatives de modernisation

- **La Stratégie énergétique nationale (SEN)** est une stratégie de dix ans émise par le ministère du Développement économique et le ministère de l'Environnement et de la Protection du territoire et de la mer en novembre 2017. La SEN définit les cibles énergétiques et climatiques nécessaires à la mise en œuvre des modifications visant le système énergétique national qui ont été relevées par les décideurs politiques. En particulier, la SEN 2017 comprend les objectifs suivants : améliorer la compétitivité de l'Italie en continuant à combler l'écart entre les prix et les coûts énergétiques italiens et européens, devant le contexte mondial de prix énergétiques à la hausse;
- atteindre les cibles environnementales et de décarbonisation de l'Europe d'ici 2030 de manière durable, conformément aux cibles futures fixées dans le cadre de la 21^e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP21); et
- continuer à améliorer la sécurité de l'approvisionnement énergétique et la souplesse des systèmes et des infrastructures énergétiques.

La version définitive du **plan national intégré en matière d'énergie et de climat** (PNEC) de l'Italie, qui conclut le parcours entamé en décembre 2018, a été présenté par le ministère du Développement économique à la Commission européenne en décembre 2019, conformément à la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, et sera contraignante pour l'Italie. Le plan, qui décrit et discute des scénarios énergétiques d'ici 2030, a pour objectif à long terme l'atteinte de la neutralité climatique d'ici 2050, comme l'a proposé la Commission européenne. Les mots-clés suivants illustrent l'approche adoptée pour le plan : décarbonisation, efficacité énergétique, sécurité énergétique, marché interne de l'énergie, recherche et innovation et compétitivité.

L'Italie prévoit **que 30 % de sa consommation finale brute d'énergie proviendra de sources renouvelables d'ici 2030** (une hausse par rapport au taux de 18 % observé en 2017). Une cible ambitieuse de 55 % (187 TWh), qui vise les sources d'énergie électrique renouvelable, a été fixée pour 2030; les énergies renouvelables assurent actuellement 34 % de la demande du secteur de l'électricité, 33,9 % de la demande du secteur du chauffage et plus de 22 % de la demande du secteur des transports. Les énergies renouvelables représentent 20 % de la consommation finale du secteur du chauffage, qui est dominé par la biomasse solide et dont les thermopompes qui occupent une part significative. Les appareils à combustion de biomasse occuperont une plus grande place dans la consommation totale qui demeurera stable.

Des efforts supplémentaires devraient accroître l'efficacité énergétique et réduire les émissions de GES. L'Italie prévoit de réduire les émissions des secteurs non-inclus dans le système d'échange de quotas d'émission de 33 % comparativement aux valeurs de 2005. Le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) n'est pas associé à des cibles nationales, mais la cible européenne vise une réduction homogène de 43 % des émissions (par rapport au niveau de 2005).

La recherche et l'innovation jouent un rôle fondamental dans l'atteinte des objectifs du PNEC. Les acteurs publics principaux de l'Italie sont les suivants :

- les principaux ministères responsables du financement, comme le ministère du Développement économique, le ministère de l'Éducation, de l'Université et de la Recherche et le ministère de l'Environnement et de la Protection du territoire et de la mer;

- les centres et les établissements de recherche publique, comme le Conseil national de recherche, l'Agence nationale pour les Nouvelles technologies, l'énergie et le développement économique durable, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE S.p.A.), l'Institut national d'océanographie et de géophysique appliquée et l'Istituto italiano di tecnologia (*institut italien de technologie*);
- de nombreuses universités italiennes; et
- les régions italiennes, au moyen des Fonds de cohésion européens pour la recherche et l'innovation (R-I).

Mécanismes de soutien public pour la modernisation du réseau

En se basant sur les résultats de quelques projets pilotes de démonstration financés par des incitatifs tarifaires, l'Autorité italienne de régulation de l'énergie, des réseaux et de l'environnement (ARERA) a adopté une nouvelle approche relative à la régulation du développement des systèmes d'alimentation intelligent, à savoir des mesures incitatives « fondées sur le rendement » visant l'élimination progressive des mécanismes en vigueur jusqu'à 2015 qui étaient fondées sur le retour sur le capital investi (une approche « basée sur la production ») pour le déploiement de centrales pilotes intégrées à des réseaux intelligents à grande échelle. En particulier, le lancement de réseaux intelligents répond à la loi 646/2015/R/eel suivante de l'ARERA (*texte intégré de la réglementation basée sur la production des services de distribution et de mesure de l'électricité de 2016 à 2023*), qui se concentre sur la mise en œuvre de fonctionnalités intelligentes d'« observabilité » (échange de données entre les ESTE et les ESD) et de « réglage de la tension » associés aux réseaux à moyenne tension (MT).

En plus de l'outil axé sur les mesures incitatives, des initiatives, des mesures et des programmes visant la modernisation du réseau, des programmes et des plans à l'appui ont été mis en œuvre aux échelles régionale et nationale :

- Les gouvernements régionaux soutiennent la recherche liée aux réseaux intelligents et la recherche et le développement à l'échelle locale par le biais de **Plans opérationnels régionaux (POR)**. Les projets proposés par les POR étaient associés à des entités locales industrielles et de recherche ainsi que des fonds régionaux liés aux fonds européens (p. ex., les Fonds européens structurels et d'investissement [FESI]).
- Le Ministero dello Sviluppo Economico (ministère du Développement économique) a promulgué un décret à la fin de l'année 2016 dans le cadre du **Programma Operativo Nazionale (PON** ou programme national des opérations) afin de favoriser les investissements dans les infrastructures électriques dans les régions italiennes moins développées et de soutenir la mise en place de réseaux intelligents pour le transport et la distribution de l'énergie. Un autre décret a été publié le 20 mars 2017; PON — Imprese e Competitività (I&C) 2014-2020 : projets de réseaux intelligents dans le réseau de distribution (basse et moyenne tension) qui sont axés sur l'augmentation de la production décentralisée à partir de sources renouvelables.
- Le « **Ricerca di Sistema** » (**RdS** ou Fonds pour l'étude du réseau électrique) fait partie des mesures de soutien les plus importantes pour favoriser la modernisation du réseau d'électricité. Il s'agit d'un programme de recherche et développement national qui vise la mise au point d'innovations techniques et technologiques d'intérêt général pour le réseau d'électricité afin d'augmenter la compétitivité, la sécurité et la compatibilité environnementale. Le financement de cette activité provient d'une redevance perçue sur les factures d'électricité des consommateurs (0,080 euro/kWh). La part du financement du RdS dédié aux réseaux intelligents totalise environ 8 millions d'euros par année et sert principalement à l'intégration de la production décentralisée, au stockage de l'énergie, au contrôle actif du réseau de distribution, à l'automatisation et aux technologies de l'information et

de la communication connexes. Les activités de recherche, de développement et de démonstration portant sur des réseaux intelligents qui sont menées dans le cadre du RdS sont conformes à l'initiative Mission Innovation (MI), plus particulièrement au Défi d'innovation n° 1 sur les réseaux électriques intelligents.

- Les **projets financés par l'Europe** constituent un autre outil important dans la modernisation des réseaux. L'Italie figure parmi les pays affichant le meilleur rendement par rapport aux programmes européens, notamment Horizon 2020. En ce qui concerne les réseaux intelligents, l'Italie participe à des projets portant sur les thèmes suivants : réseaux de distribution actifs, importants corridors énergétiques pour l'alimentation en courant alternatif et en courant continu, nouvelles architectures de réseau, feuille de route des futurs besoins en matière de recherche et d'innovation pour le système énergétique, intégration des ressources énergétiques décentralisées et du stockage de l'énergie dans les réseaux énergétiques.

Engagements des services publics envers les initiatives de recherche et développement : Les services publics jouent un rôle fondamental dans la mise en place d'un système énergétique plus durable, en fournissant des services (énergie, eau, gestion des déchets, transport) et en contribuant à la mise au point de solutions plus efficaces grâce aux synergies qui découlent de la collaboration avec les citoyens, les universités, les centres de recherche et les décideurs politiques. Les services publics italiens investissent de plus en plus dans les activités de recherche et développement pour soutenir cette transformation. En 2016, les 100 principaux services publics de l'Italie ont conclu 120 accords avec des universités, mis au point 461 projets novateurs, déposé 60 brevets et généré environ 4,6 milliards d'euros en investissements dans des centrales, des infrastructures, des réseaux et des équipements.

Orientations futures

Dans sa proposition de Plan national intégré en matière d'énergie et de climat, l'Italie établit la voie à suivre pour assurer la transition vers un système énergétique sobre en carbone d'ici 2050 et a fixé un important jalon pour 2030, lequel est caractérisé par d'importantes parts d'énergie provenant de sources renouvelables, notamment :

- 30 % de la consommation finale brute d'énergie;
- 55,4 % du secteur de l'électricité;
- 33,9 % du secteur du chauffage et du refroidissement;
- 22 % du secteur des transports.

Compte tenu de l'importance croissante de la production décentralisée, le rôle des réseaux intelligents gagnera en importance afin d'atteindre ces objectifs, tout comme celui des nouvelles architectures et méthodes de gestion (p. ex., prévoir et contrôler la production à partir d'énergies renouvelables, adopter toutes les formes de stockage ainsi que des solutions avancées en matière de gestion de la demande). Il faudra en outre favoriser la flexibilité des réseaux électriques, par exemple en augmentant l'interconnexion des réseaux transfrontaliers jusqu'à 10 % (capacité de près de 14 375 MW).

L'efficacité énergétique sera la clé de la transformation du réseau en place et les économies cumulatives entre 2021 et 2030 devraient s'élever à 51,4 million de tonnes équivalent pétrole. L'efficacité énergétique jouera un rôle crucial dans l'atteinte des objectifs de protection de l'environnement et la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles étrangers, tout en soutenant la croissance économique. Les économies d'énergie devraient principalement provenir des secteurs des bâtiments et des transports, où l'électrification contribuera également à réduire la pollution atmosphérique.

Dans le cadre du Plan national en matière d'énergie et de climat, les activités de recherche, de développement et d'innovation sont considérées comme étant des facteurs essentiels à l'atteinte des objectifs. Les réseaux intelligents jouent également un important rôle, plus particulièrement en ce qui concerne les secteurs clés suivants :

- Développement de modèles de gestion pour les réseaux électriques qui favorisent l'intégration d'électricité renouvelable dont la production est non programmable, l'autoproduction, le stockage, les communautés et les agrégateurs énergétiques;
- Utilisation de technologies de l'information avancées, de l'Internet des objets et du mode poste à poste au sein du réseau d'électricité afin d'améliorer la sécurité et la résilience du réseau;
- Mise au point de modèles et d'outils afin d'augmenter l'adoption de solutions de mobilité électrique dans le secteur des transports et d'améliorer leur intégration au réseau d'électricité et leurs interactions avec celui-ci;
- Mise à niveau des réseaux électriques et des réseaux de distribution, en mettant l'accent sur le matériel (p. ex., pour rendre les réseaux bidirectionnels) et les logiciels (p. ex., pour permettre des initiatives de gestion de la demande);
- Développement de matériaux avancés liés à l'énergie propre favorisant la production d'énergie photovoltaïque à rendement élevée et à faible coût, le stockage d'énergie, l'efficacité dans les bâtiments et les processus industriels, ainsi que la fabrication de composants pour les lignes de transport d'électricité.

En raison de certains aspects communs à plusieurs domaines du Plan national en matière d'énergie et de climat, un groupe de travail technique intitulé « Modélisation et scénarios » et composé de centres de recherche publics traitant de questions climatiques, énergétiques et économiques a été créé.

Études de cas

Étude de cas n° 9 — Puglia Active Network (PAN ou réseau actif dans la région des Pouilles)

Segment du réseau d'électricité
Réseau de distribution
État actuel
En cours
Durée du projet
Dix ans : 2014 à 2024
Responsable du projet
E-Distribuzione (Enel Distribuzione — le principal ESD de l'Italie)
Partenaires du projet
Fournisseurs de réseaux intelligents et de technologies énergétiques
Coût du projet
Coût du projet : 170 millions d'euros Rapport public-privé des montants investis : 85 millions d'euros (secteur public) et 85 millions d'euros (secteur privé) Programme gouvernemental : Projet de réserve destinée aux nouveaux entrants du Système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE); la contribution du secteur public est cofinancée par l'Union européenne et le Ministero dell'Ambiente (ministère de l'Environnement)
Emplacement du projet
Réseau à moyenne tension situé dans les Pouilles, une région du sud de l'Italie
Site Web du projet
https://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2016042501_en [en anglais seulement]

Contexte

La région des Pouilles comprend un certain nombre de centrales produisant de l'énergie à partir de sources renouvelables. Il lui faut donc optimiser le fonctionnement de son réseau électrique, lequel est caractérisé par une importante congestion. Grâce aux nouvelles technologies intelligentes, la gestion de la production décentralisée peut être optimisée, ce qui permet l'introduction d'une quantité accrue d'énergie renouvelable dans le réseau électrique et l'amélioration de la qualité du service.

Objectifs

Le Puglia Active Network (PAN ou réseau actif dans la région des Pouilles) vise à renforcer le réseau de distribution électrique de la région grâce à l'introduction de plus de 3 GW d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable décentralisées dans le réseau, ce qui aura une incidence sur 80 % de son réseau à moyenne tension (MT).

Grâce à la mise en œuvre du PAN, près de 50 % des lignes à moyenne tension de la région deviendront intelligentes et plus de 8 000 postes secondaires à basse ou moyenne tension seront en mesure de communiquer les uns avec les autres par l'entremise d'un réseau de télécommunication rapide fonctionnant à l'aide d'une technologie d'évolution à long terme (LTE) dans les quartiers à faible et à moyenne densité.

Description du projet

Le PAN constitue une démonstration de solutions de gestion de réseau avancées, financée dans le cadre du Projet de réserve destinée aux nouveaux entrants de l'Europe.

Le projet repose sur trois mesures principales :

- Renforcement du réseau électrique afin d'augmenter son efficacité et sa sécurité;
- Développement à l'échelle régionale d'une infrastructure de recharge pour véhicules électriques intégrée au réseau de distribution afin de mettre en œuvre un nouveau modèle de mobilité écoresponsable qui ne produit aucune émission;
- Suivi de la consommation énergétique grâce à la trousse Smart info + afin d'accroître la sensibilisation par rapport à l'utilisation de l'électricité (dans les maisons et les petites entreprises).

Plus particulièrement, le projet comprendra de nouvelles fonctionnalités comme des régulateurs autoadaptatifs pour le contrôle du réseau afin de réduire le nombre et la durée cumulative des pannes de courte et longue durée, une surveillance en temps quasi réel de la production et des conditions du réseau (y compris la tension des dispositifs d'alimentation, les transits de puissance réactive et active) et un entretien prédictif dans plus de 100 postes primaires et 8 000 postes secondaires du réseau d'E-Distribuzione. En outre, E-Distribuzione contribuera à la mise en œuvre d'un réseau de base composé de plus de 250 bornes de recharge pour véhicules électriques situées dans des zones stratégiques, principalement à fort attrait touristique, du réseau de distribution. Il fournira également 30 000 compteurs intelligents à certains consommateurs, ce qui leur permettra d'obtenir des renseignements opportuns sur leur consommation énergétique.

Résultats du projet

Grâce au PAN, un réseau intelligent couvrira toute la région, permettant ainsi d'intégrer l'énergie générée et distribuée par les centrales d'énergie renouvelable et offrant aux consommateurs un accès constant aux renseignements sur leur consommation d'énergie.

Principaux résultats :

- Valeur du projet s'élevant à 170 millions d'euros (ce qui aura une forte incidence sur le développement des entreprises locales);
- Réduction des pertes du réseau;
- Augmentation de la capacité d'accueil de différentes sources;
- Intégration possible de sources d'énergie renouvelable;
- Nouveaux services à valeur ajoutée.

Leçons retenues

Le projet a aidé les consommateurs à mieux gérer leur consommation énergétique : les résidents de la région des Pouilles disposent d'une alimentation électrique plus fiable et de renseignements en temps réel sur leur utilisation de l'énergie. Les postes primaires et secondaires utilisent de nouvelles méthodes pour réduire le nombre de coupures de courant et leur durée, permettre une surveillance en temps quasi réel de la production et des conditions du réseau et prédire les moments appropriés pour effectuer l'entretien.

Prochaines étapes

Moins d'un an après le lancement du projet, la première phase d'installation est désormais terminée, avec plus de 1 200 postes primaires et secondaires déjà en place sur les 8 000 postes prévus. Les travaux se poursuivent : de nouvelles fonctionnalités seront mises en œuvre et des solutions de gestion du réseau avancées seront étudiées.

Étude de cas no 10 — Ricerca di Sistema (RdS ou Fonds pour l'étude du réseau électrique)

Segment du réseau d'électricité
Innovation à l'égard des microréseaux, des réseaux de transport et de distribution et innovation transversale
État actuel
En cours
Durée du projet
Les activités du RdS sont menées selon un plan triennal; le plan qui a récemment pris fin portait sur les activités de recherche et développement réalisées jusqu'en 2018, alors que le nouveau plan couvrira la période de 2019 à 2021
Responsable du projet
Voir les partenaires du projet
Partenaires du projet
Les établissements de recherche et développement publics qui mènent des activités dans le cadre du RdS sont Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA, l'organisme national responsable des nouvelles technologies, de l'énergie et du développement économique durable, et le Consiglio Nazionale delle Ricerche (conseil national de recherche), qui ont pris des engagements dans le cadre des Ententes de programme conclues avec le Ministero dello Sviluppo Economico (ministère du Développement économique). Les sous-traitants comprennent des universités et les laboratoires de recherche et développement. Les solutions et les outils créés dans le cadre des activités de recherche sont validés par l'entremise de collaborations et d'ententes avec l'exploitant du réseau de transport d'électricité (ESTE) de l'Italie (Terna), les exploitants italiens de réseaux de distribution (ESD) et les fournisseurs de technologies.
Coût du projet
Coût du projet : environ 70 millions d'euros par année Rapport public-privé des montants investis : 70 millions d'euros (secteur public) Programme gouvernemental : RdS
Emplacement du projet
Les réalisations qui voient le jour dans le cadre du RdS concernent l'ensemble du réseau électrique de l'Italie
Site Web du projet
www.ricercadisistema.it <u>[en italien seulement]</u>

Contexte

Le programme de recherche et développement national RdS a été établi en 2000, alors que commençait la libéralisation du marché de l'électricité en Italie (c.-à-d. le dégroupage progressif de la production, du transport, de la distribution et de la vente au détail).

Le programme RdS vise le développement d'innovations scientifiques et technologiques d'intérêt général pour le système énergétique afin d'améliorer la compétitivité, la sécurité et la compatibilité avec l'environnement, tout en veillant à ce que les conditions soient favorables au développement durable. Les activités menées dans le cadre du RdS portent sur des thèmes qui couvrent l'ensemble du système énergétique.

Objectifs

RdS est un programme de recherche et développement visant à gérer, à organiser et à encourager la recherche fondamentale, la recherche industrielle et le développement expérimental de recherches dans le secteur national de l'énergie, ainsi qu'à garantir que les résultats de ces activités soient diffusés à tous les citoyens et utilisateurs finaux.

En ce qui a trait au secteur des réseaux intelligents, le programme de recherche RdS vise à :

- Mettre au point et à l'essai des modèles et des algorithmes pour la gestion et le contrôle des ressources énergétiques décentralisées;
- Étudier des technologies de communication pour les réseaux actifs et en faire la démonstration;
- Développer des convertisseurs électroniques et des dispositifs de protection;
- Étudier les réseaux de courant continu actifs et en faire la démonstration, y compris une analyse des défaillances;
- Analyser les exigences du réseau de distribution en matière de qualité de l'énergie;
- Appuyer la mise au point et le déploiement de systèmes énergétiques et d'infrastructures;
- Développer des systèmes de stockage pour les différentes exigences en matière d'électricité et d'énergie.

Description du projet

Les activités menées dans le cadre du RdS portent sur divers aspects du réseau électrique. Voici les principaux thèmes des projets de recherche et développement à l'égard des réseaux intelligents : intégration de la production décentralisée, stockage de l'énergie, contrôle actif du réseau de distribution, besoins et technologies associés à l'automatisation et aux communications connexes, électronique de puissance, intégration du réseau des utilisateurs et des aspects du système pour la gestion de la demande, mesure, comptage et modélisation.

Résultats du projet

Voici des exemples des principaux résultats du RdS en ce qui a trait aux algorithmes, aux technologies novatrices, aux nouvelles architectures et aux installations de mise à l'essai :

- Mise au point d'algorithmes pour le réglage de la tension;
- Gestion optimale des ressources flexibles;
- Prévisions de la demande et de la production, dont des algorithmes de prévisions météorologiques;
 - Intégration d'algorithmes dans le microprogramme d'un fabricant et déploiement au sein d'un réseau de distribution réel afin de remplir des fonctions novatrices sur le terrain;
- Mise au point de technologies et de nouvelles architectures pour le développement et la gestion des réseaux régionaux et des réseaux de distribution.

Une importante réalisation des programmes menés dans le cadre du RdS est la mise en place d'une infrastructure de mise à l'essai des ressources énergétiques décentralisées, soit un microréseau à basse tension dans les installations de Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) à Milan, qui fonctionne en mode connecté au réseau ou de façon isolée et qui relie différents générateurs, systèmes de stockage et charges afin de mettre au point des études et des expériences sur les ressources énergétiques décentralisées et les solutions de réseaux intelligents.

Leçons retenues

Les résultats du Ricerca di Sistema (RdS ou Fonds pour l'étude du réseau électrique) relèvent du domaine public, favorisant ainsi le partage des connaissances sur les activités de recherche en cours et l'identification des lacunes et des occasions en matière de recherche.

Prochaines étapes

De nouveaux thèmes et domaines de recherche seront soulevés dans le Plan 2019-2021 afin d'aborder les nouveaux défis découlant du secteur de l'énergie, grâce à une approche intégrée permettant de tenir compte des enjeux associés au climat et au développement durable. Les thèmes de recherche concorderont avec ceux établis aux échelles européenne et internationale. Les activités de recherche, de développement et de démonstration menées dans le cadre du RdS appuieront la mise au point, la démonstration et le déploiement de technologies de réseau intelligent, de services et de solutions associés aux réseaux régionaux, aux réseaux de distribution ainsi qu'aux microréseaux. Sous l'effet de l'initiative Mission Innovation (MI), le RdS apportera une valeur ajoutée aux activités menées dans le cadre des Défis d'innovation de MI, plus particulièrement celles concernant la catégorie DI1 (réseaux intelligents) grâce à l'exploration et la proposition de nouveaux concepts et paradigmes, au partage de plateformes de réseau intelligent expérimentales et à la mise en commun des connaissances à propos des activités de recherche.

JAPON

Modernisation du réseau — cadre et aperçu

L'un des principaux moteurs de la modernisation du réseau au Japon est le besoin de réduire les coûts de connexion au réseau et d'exploitation des énergies renouvelables.

En raison de sa géographie insulaire, le Japon n'est pas interconnecté à un autre pays et il n'est pas possible d'échanger l'alimentation électrique avec un autre pays lorsque son approvisionnement devient instable. Il est donc essentiel que les sources d'énergie et les réseaux électriques soient établis et sécurisés à l'échelle nationale de manière équilibrée, afin de garantir que le réseau d'alimentation électrique puisse être utilisé efficacement sur une vaste zone.

À l'avenir, la composition des sources d'énergie pourrait changer en raison de la réforme des réseaux électriques. Dans de tels cas, des investissements de capitaux à grande échelle peuvent être nécessaires, non seulement pour la construction de nouvelles installations de production d'électricité telles que des installations d'énergie renouvelable, mais aussi pour la construction de réseaux de transport et de distribution d'électricité pouvant s'adapter aux différentes plages de production d'électricité et aux différentes caractéristiques de puissance de sortie de diverses sources d'énergie. En outre, les réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent prendre des mesures pour améliorer la stabilité des réseaux électriques, y compris l'installation de sources d'énergie fonctionnant en suivi de charge et de batteries de stockage.

Alors que l'introduction des énergies renouvelables poursuit son expansion, des contraintes liées au réseau électrique apparaissent lors de leur exploitation conventionnelle. Les coûts liés à l'intégration des énergies renouvelables au sein des réseaux électriques, y compris l'établissement de la capacité de suivi de charge pour ajuster les fluctuations de la puissance de sortie des énergies renouvelables, augmentent également. Afin de réduire les coûts de connexion au réseau et d'exploitation des énergies renouvelables, le Japon doit mettre en place de nouvelles procédures d'exploitation du réseau afin d'exploiter pleinement les réseaux existants.

Un autre facteur clé est l'amélioration de la résilience de l'infrastructure électrique. Le Japon a connu sa première panne d'électricité régionale à Hokkaido en septembre 2018, déclenchée par un séisme de magnitude 6,7. Cet incident a sensibilisé le Japon à l'importance d'améliorer la résilience de l'infrastructure électrique. D'autres mesures ont été mises en œuvre depuis cet événement.

Initiatives de modernisation

Depuis la mise en œuvre du programme de tarifs de rachat garantis en 2012, le marché des énergies renouvelables a connu une croissance constante au Japon. Il comprend actuellement un niveau record de 40 GW d'énergie solaire photovoltaïque. Toutefois, cette augmentation a entraîné des défis tels que le besoin de réduire le coût des énergies renouvelables et la congestion du réseau, ainsi que la nécessité d'obtenir des ressources flexibles. Le système énergétique japonais doit trouver des solutions à ces défis afin que les énergies renouvelables deviennent des sources d'énergie fiables.

À partir des exercices financiers 2011 à 2014, le gouvernement japonais a soutenu l'initiative « Smart Community Projects » [projets de communautés intelligentes]. Étant donné que l'optimisation de l'offre et de la demande d'énergie diffère d'une ville à l'autre selon la façon dont elles sont structurées, quatre grandes villes (Yokohama, Toyota, Keihanna et Kita-Kyushu) présentant des différences géographiques importantes ont été sélectionnées. Grâce à des projets de démonstration, des technologies fondamentales de gestion de la charge électrique dans les maisons ou les bâtiments ont été mises au

point dans chacune de ces villes, en fonction de leurs structures d'offre et de demande uniques. Les résultats ont été très utiles et ont aidé le gouvernement japonais à établir une orientation stratégique majeure vers un système énergétique utilisant des ressources énergétiques décentralisées. Bon nombre des politiques entreprises par le Japon sont fondées sur cette orientation, y compris celles expliquées ci-dessous.

Le soutien financier du gouvernement japonais a accru la popularité des ressources énergétiques décentralisées (y compris les batteries de stockage, les VE, les thermopompes et les piles à combustible) au sein du système énergétique japonais. Ces dernières années, le développement des technologies numériques, de l'IdO et de l'IA s'est également accéléré. L'association entre les ressources énergétiques décentralisées et les technologies numériques crée davantage de possibilités de modernisation du système énergétique. Les ressources énergétiques décentralisées devraient devenir une nouvelle ressource flexible à faibles émissions de carbone. Afin que le système énergétique utilise efficacement les ressources énergétiques décentralisées, le gouvernement japonais a mobilisé ses efforts en matière de structure du marché par rapport aux développements technologiques et aux modèles opérationnels.

En ce qui concerne la structure du marché, la gestion active de la demande à l'aide de la technologie numérique contribue au marché de l'électricité en équilibrant l'offre et la demande d'électricité auprès des exploitants de réseaux de transport d'électricité (ESTE). Les enchères annuelles des ESTE ont permis d'économiser une capacité d'environ 1 GW de gestion active de la demande d'électricité pour 2017 et 2018. Ce résultat est remarquable dans le contexte des réformes du marché de l'électricité. La réforme obligeait les ESTE à acquérir les ressources de réserve que les producteurs d'électricité ou d'autres tiers possèdent dans le cadre des ventes aux enchères. Au cours de l'exercice financier 2017, la gestion active de la demande a été employée deux fois dans la région de Kyushu et 13 fois dans la région métropolitaine de Tokyo. Au cours de l'été 2018, la gestion active de la demande a été employée deux fois dans la région de Kansai et quatre fois dans la région métropolitaine de Tokyo afin de survivre aux périodes de pointe difficiles, lesquelles étaient caractérisées par une forte demande. À l'heure actuelle, de nouvelles exigences concernant le marché de la capacité et le marché d'équilibrage sont en cours de conception, en tenant compte des attributions de gestion active de la demande d'électricité et de ressources énergétiques décentralisées. Les opérations devraient commencer sur les marchés de la capacité et d'équilibrage dès 2020.

En ce qui concerne le développement technologique, le gouvernement japonais a soutenu des projets de démonstration visant à contrôler les ressources énergétiques décentralisées (y compris les batteries de stockage, les VE, les thermopompes, les piles à combustible et la gestion active de la demande) en tant que ressources énergétiques fiables dans le cadre du projet national concernant les centrales électriques virtuelles. Les projets de démonstration permettront de créer de nouveaux services énergétiques pour fournir de l'énergie de réserve aux ESTE et de l'électricité aux détaillants. En outre, depuis l'exercice financier 2018, le gouvernement japonais mène des essais visant à utiliser les VE comme ressource énergétique afin d'équilibrer l'offre et la demande d'électricité. Le projet permettra de vérifier la valeur du flux d'énergie inverse des VE dans le système énergétique. Le gouvernement japonais poursuivra ses activités de recherche et développement, ainsi que des projets de démonstration visant à améliorer diverses utilisations, comme les centrales électriques virtuelles, la réduction des coûts et les installations précoces.

Dans certaines régions du Japon, les énergies renouvelables ne peuvent pas être intégrées au réseau en raison de la capacité limitée de ce dernier. Par conséquent, le gouvernement a introduit un nouveau concept d'exploitation du réseau appelé « connexion et gestion ». Cette politique permet aux exploitants du réseau d'utiliser le réseau existant de façon plus efficace.

À moyen et long terme, les énergies renouvelables deviendront la principale source d'énergie au Japon. Afin de relever le défi de la mise à niveau du réseau électrique actuel pour absorber les énergies renouvelables, le gouvernement japonais a lancé en 2018 un groupe d'étude sur les « nouvelles plateformes de transport et de distribution » afin d'examiner les nouvelles technologies et entreprises liées au réseau électrique, ainsi que leurs exigences institutionnelles et politiques.

Orientations futures

Par le passé, les réseaux électriques du Japon ont été principalement construits de manière à relier les importantes sources d'énergie aux régions où la demande est élevée. Ils ne correspondent pas nécessairement aux sites qui présentent un potentiel d'exploitation de sources d'énergie renouvelable. Par conséquent, les contraintes liées au réseau électrique deviennent évidentes en raison de l'expansion de l'introduction des énergies renouvelables. À l'avenir, il sera important d'éliminer ces contraintes liées au réseau électrique en faisant progresser les efforts visant à convertir les énergies renouvelables en une source d'énergie majeure.

Afin de maximiser l'introduction des énergies renouvelables et de réduire les dépenses publiques il est judicieux de commencer par utiliser autant que possible les réseaux électriques existants. Par conséquent, le gouvernement japonais s'inspire de l'expérience européenne dans le cadre du projet « connexion et gestion ».

Plus précisément, en plus de rationaliser le flux d'énergie estimé en utilisant une méthode qui augmente la précision des estimations du flux d'électricité futur en fonction du rendement antérieur pour calculer la capacité de réserve, le Japon accélérera les discussions concernant l'utilisation d'un cadre de transport d'électricité en situation d'urgence à l'aide d'un dispositif d'arrêt instantané en cas d'accident. Ces mesures comprennent une connexion au réseau électrique sous certains états de contrainte, tels que le contrôle en période de congestion du réseau électrique.

De plus, si l'on se tourne vers 2030 et au-delà, on s'attend à ce que d'autres mises à niveau du réseau électrique deviennent nécessaires. Le gouvernement japonais continuera à contribuer à réduire le coût des mises à niveau du réseau électrique par des réformes des coûts du réseau, et à faire progresser le développement d'un environnement garantissant la prévisibilité, afin de réaliser les investissements nécessaires. Outre les questions structurelles telles que la baisse de la demande d'énergie résultant du déclin et du vieillissement de la population, afin de passer à un réseau de transport et de distribution de prochaine génération il faut tenir compte de l'introduction d'une grande quantité d'énergie renouvelable, de l'expansion de l'énergie distribuée et d'autres changements environnementaux.

En outre, selon les prévisions, le besoin d'une capacité de suivi de charge augmentera en raison de l'augmentation de la quantité d'énergie renouvelable variable introduite. Pour l'instant, la capacité de suivi de charge sera régulièrement assurée par le fonctionnement flexible de la production d'énergie thermique, l'utilisation des fonctions d'ajustement de l'énergie renouvelable elle-même, la revitalisation des échanges entre les zones utilisant des lignes d'interconnexion, etc. De plus, le gouvernement japonais fera avancer la décarbonisation de la capacité de suivi de charge en utilisant les centrales électriques virtuelles et les technologies de recharge bidirectionnelle « véhicule au réseau » (VaR) qui peuvent modifier les courbes de charge ou utiliser le flux d'énergie inverse en contrôlant les ressources énergétiques décentralisées. À long terme, l'hydrogène devrait être utilisé comme capacité de suivi de charge de prochaine génération.

Études de cas

Étude de cas n° 11 — Projet de démonstration visant à développer les technologies des centrales électriques virtuelles et à concevoir des modèles opérationnels

Segment du réseau d'électricité
Ressources énergétiques décentralisées, maîtrise de la demande d'énergie
État actuel
En cours
Durée du projet
EXERCICES FINANCIERS 2016 À 2020
Responsable du projet
Services publics (compagnies d'électricité) et entreprises de télécommunications
Partenaires du projet
Fabricants de ressources énergétiques décentralisées et détaillants d'électricité : le rôle des participants au projet de démonstration est de développer des technologies d'agrégation pour déplacer la charge électrique en contrôlant les ressources énergétiques décentralisées
Coût du projet
Coût du projet : environ 4 milliards de yens (40 millions de dollars américains) pour l'exercice financier 2018, 4 milliards de yens pour l'exercice 2017, 3 milliards de yens pour l'exercice 2016 Rapport public-privé des montants investis : les participants doivent assumer environ 50 % des coûts du projet Programme gouvernemental : le gouvernement a financé jusqu'à 50 % du coût de développement du système de gestion de l'énergie
Emplacement du projet
Les principaux sites du projet comprennent la région métropolitaine de Tokyo, la région de Kansai et la région de Kyushu.
Site Web du projet
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/ [en japonais seulement]

Contexte

Le développement des énergies renouvelables en tant que sources d'énergie stables et fiables est l'un des principaux efforts du gouvernement japonais pour réaliser sa politique énergétique nationale « *Energy Security, Economic Efficiency, Environmental Protection, and Safety* » [Sécurité énergétique, efficacité économique, protection de l'environnement et sûreté]. Dans l'ensemble, 90 % des énergies renouvelables

installées à ce jour dans le cadre de ce programme de tarifs de rachat garantis (TRG) sont des systèmes solaires photovoltaïques.

Les énergies renouvelables variables (ERV), y compris l'énergie solaire photovoltaïque, nécessitent une énergie suffisamment souple pour maintenir l'offre et la demande sur les lignes du réseau. Un moyen d'y parvenir consiste à installer des batteries stationnaires et des bornes à piles à combustible (« Ene-farm »), dont les coûts en baisse augmentent la faisabilité de leur installation, tandis que les attentes croissantes de l'expansion des marchés des VE augmentent davantage le potentiel de stockage des systèmes énergétiques. De plus, les technologies numériques, l'Ido et l'IA ont été suffisamment développés pour être acceptés sur les marchés de l'énergie, ce qui permettra une intégration plus efficace des ressources énergétiques décentralisées dans les réseaux électriques.

Ce projet de démonstration permettra de développer des technologies de répartition pour remodeler la charge électrique ou pour fournir un flux d'énergie inverse au réseau en contrôlant les ressources énergétiques décentralisées à distance et de manière adéquate. En outre, les participants au projet partageront leurs connaissances technologiques pour alimenter le débat sur la structure du marché, afin que les décideurs politiques puissent prendre en compte les attributions des ressources énergétiques décentralisées. Le projet exige des participants qu'ils créent des modèles opérationnels d'agrégation.

Objectifs

Le projet vise trois objectifs principaux :

1. Développer des technologies de répartition fiables, tirant parti de ressources énergétiques décentralisées pour répondre aux exigences des ESTE ou des détaillants d'électricité;
2. Fournir aux décideurs politiques des avis techniques du point de vue des fournisseurs de services énergétiques qui regroupent l'énergie provenant des ressources énergétiques décentralisées;
3. Créer des modèles opérationnels d'agrégation pour fournir des services énergétiques en utilisant des ressources énergétiques décentralisées, à titre d'agrégateurs tiers.

Description du projet

Les marchés de la capacité et d'équilibrage sont en cours de conception et seront exploités dès les exercices financiers 2020 et 2021, respectivement. Les ESTE se doteront de ressources de régulation et de réserve sur le marché d'équilibrage. Le projet permettra de vérifier si les puissances de sortie utilisées par les participants et les agrégateurs tiers prévus satisfont aux exigences des ESTE. Quarante partenaires commerciaux composés de six consortiums se sont joints aux projets de démonstration. Les agrégateurs du projet vont remodeler la courbe de charge, la gestion active de la demande, ou assurer un flux d'énergie inverse en contrôlant à distance les ressources énergétiques décentralisées. Le marché d'équilibrage exigera des participants qu'ils fournissent de l'électricité dans les 45 minutes suivant la consigne de répartition et qu'ils gardent la puissance de sortie pendant trois heures, dans le cas de la réserve de remplacement pour les tarifs de rachat garantis. Les spécifications du projet de démonstration seront fondées sur le projet de spécification du marché d'équilibrage, comme discuté par les ESTE. Les résultats du projet devraient convaincre les ESTE d'accepter les ressources énergétiques décentralisées sur le marché. En outre, les agrégateurs doivent développer de nouveaux services énergétiques, tels que le déplacement de la charge de demande en utilisant les ressources énergétiques décentralisées lorsque le prix de vente sur le marché de gros est extrêmement élevé ou bas. Les agrégateurs devraient participer au marché d'équilibrage, au marché de la capacité ou au marché de gros en tant que nouveaux acteurs. Une concurrence plus active sur les marchés de l'énergie devrait mener à un système énergétique plus efficace sur le plan économique.

Résultats du projet

Voici les résultats possibles :

1. Les nouveaux participants, en tant qu'agrégateurs tiers, peuvent participer aux marchés de l'électricité (marché de la capacité, marché d'équilibrage et marché de gros) au cours de l'exercice financier 2020;
2. La capacité (en kW) des ressources énergétiques décentralisées que les agrégateurs peuvent manipuler à distance augmentera. La capacité cible est de 50 MW.

Leçons retenues

Il est essentiel que les décideurs politiques et les ESTE comprennent le potentiel des ressources énergétiques décentralisées et que ces dernières deviennent une source flexible. Les investissements inutiles dans le système énergétique peuvent être évités si les marchés de l'énergie sont conçus de manière adéquate. Le projet a fourni des données probantes techniques à l'appui de ce fait. Il s'agissait d'une approche clé pour intégrer les ESTE dans les projets à l'étape initiale, parce que les ESTE ont joué un rôle clé dans la structure des marchés. Les consommateurs d'énergie en général ont également compris que les ressources énergétiques décentralisées qu'ils possèdent peuvent contribuer au système énergétique si les agrégateurs peuvent intégrer l'électricité provenant des ressources énergétiques décentralisées.

Comme les développements technologiques peuvent être inclus dans les discussions sur les marchés, les participants ont compris l'importance d'adopter une approche parallèle en réalisant simultanément le développement technologique et en concevant des marchés de l'énergie.

Prochaines étapes

Le gouvernement japonais prévoit de continuer à soutenir les projets présentés dans cette étude de cas jusqu'à l'exercice financier 2020, car les agrégateurs doivent améliorer leurs compétences pour fournir une puissance de sortie répondant aux consignes de répartition des ESTE ou des détaillants d'électricité. Nous analyserons ensuite les résultats de ces projets et déterminerons la prochaine étape pour développer l'activité d'agrégation.

ROYAUME-UNI

Modernisation du réseau — cadre et aperçu

Le Royaume-Uni est profondément engagé dans la lutte contre les changements climatiques et a ratifié l'Accord de Paris. Le Parlement britannique a approuvé un objectif de réduction de 57 % des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2032 dans le cinquième budget carbone du gouvernement, visant une réduction de 80 % entre 1990 et 2050⁴¹. En 2019, le Royaume-Uni a renforcé son engagement dans la lutte contre les changements climatiques en adoptant une loi obligeant le Royaume-Uni à ramener toutes ses émissions de gaz à effet de serre à net zéro d'ici 2050, ce qui en fait la première grande économie à adopter une telle loi⁴². Le développement de la technologie des réseaux intelligents et l'investissement dans l'innovation en matière d'énergie propre sont essentiels pour y parvenir et assurer au Royaume-Uni un avenir énergétique propre à un prix abordable.

La volonté de mettre en place un futur système énergétique intelligent et flexible est une composante essentielle de l'Office of Gas and Electricity Markets (Office des marchés du gaz et de l'électricité – Ofgem), l'organisme gouvernemental de réglementation de l'énergie et du travail, qui devrait permettre de créer des emplois, baisser les factures d'énergie et protéger l'environnement. Il s'agit d'un élément clé de la Stratégie industrielle⁴³ et de la Stratégie de croissance propre du gouvernement⁴⁴. Une étude réalisée en 2016 pour le compte du gouvernement estime que les avantages d'un système énergétique intelligent et flexible pourraient se situer entre 17 et 40 milliards de livres sterling d'ici 2050. Ces avantages peuvent découler des activités de renforcement du réseau et de construction de centrales électriques évitées ou reportées, de la réduction évitée de la production à faibles émissions de carbone et de l'utilisation plus efficace du système énergétique⁴⁵. Le Royaume-Uni a déjà réduit ses émissions de gaz à effet de serre d'environ 45,2 % depuis 1990 (en date de 2019)⁴⁶, tandis que son économie a connu une croissance de 72 %⁴⁷.

Plus de 2,5 milliards de livres sterling sont investies par le gouvernement britannique pour soutenir l'innovation à faibles émissions de carbone de 2015 à 2021⁴⁸. Le gouvernement et l'Ofgem, l'organisme de réglementation de l'industrie, prennent des mesures en collaboration avec l'industrie pour moderniser le réseau énergétique et intégrer les sources d'énergie renouvelable, en améliorant l'efficacité grâce à des technologies intelligentes et à des solutions de flexibilité, comme les compteurs intelligents et les

⁴¹ Clean Growth Strategy, gouvernement britannique, octobre 2017, p. 21 <https://www.gov.uk/government/publications/clean-growth-strategy> [en anglais seulement]

⁴² <https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law> [en anglais seulement]

⁴³ <https://www.gov.uk/government/topical-events/the-uks-industrial-strategy> [en anglais seulement]

⁴⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/clean-growth-strategy> [en anglais seulement]

⁴⁵ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/568982/An_analysis_of_electricity_flexibility_for_Great_Britain.pdf [en anglais seulement]

⁴⁶ 2019 UK greenhouse gas emissions: provisional figures - statistical release, BEIS, 26 mars 2020.

<https://www.gov.uk/government/statistics/provisional-uk-greenhouse-gas-emissions-national-statistics-2019> [en anglais seulement]

⁴⁷ Updated energy emissions scenarios 2018, BEIS, p. 4 [en anglais seulement]

⁴⁸ Clean Growth Strategy, p. 11 <https://www.gov.uk/government/publications/clean-growth-strategy> [en anglais seulement]

technologies de stockage de l'électricité, comme le prévoit le Smart Systems and Flexibility Plan [Plan des systèmes intelligents et de flexibilité] de juillet 2017⁴⁹.

La décarbonisation du chauffage est un domaine d'intérêt majeur, qui est essentiel à l'atteinte des cibles de réduction du Royaume-Uni⁵⁰. Le Royaume-Uni dispose d'un vaste réseau de distribution du gaz qui alimente les systèmes de chauffage de la plupart des bâtiments du pays⁵¹. Parallèlement, le Royaume-Uni dispose d'un ensemble varié de technologies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire photovoltaïque, l'hydroélectricité, la biomasse et les vagues et marées du littoral, qui contribuent également à la production d'électricité; tandis que l'énergie solaire active, les thermopompes, la biomasse et l'énergie géothermique profonde servent à la production de la chaleur⁵². Dans son document intitulé « *Future Energy Scenarios : bridging the gap to net zero* » (publié en mars 2020), National Grid, la société d'exploitation du réseau d'électricité, prévoit que pour atteindre les cibles de 2050 en matière de réduction des émissions de carbone, il faudra changer la source d'énergie utilisée pour le chauffage, en passant du gaz naturel aux sources d'énergie à faibles émissions de carbone, et intégrer une électrification importante de la chaleur, notamment les thermopompes électriques, le chauffage à hydrogène et les systèmes de chauffage centralisé⁵³.

Alors que les marchés mondiaux sont transformés par la transition vers une croissance propre, le Royaume-Uni ambitionne de devenir l'un des meilleurs endroits au monde pour développer et vendre les technologies énergétiques propres nécessaires à un système énergétique moderne⁵⁴. Pour ce faire, il mettra l'accent sur la flexibilité énergétique dans un marché concurrentiel et réduira les obstacles à l'énergie intelligente en allégeant la réglementation et en simplifiant les régimes de planification et l'acquisition de licences.

Lectures supplémentaires :

- Clean Growth Strategy, gouvernement britannique, octobre 2017
- Upgrading our Energy System—Smart Systems and Flexibility Plan, BEIS, juillet 2017
- Upgrading our Energy System—Smart Systems and Flexibility Plan : Progress Update, BEIS, octobre 2018
- Future Energy Scenarios, National Grid ESO, juillet 2019

⁴⁹ Upgrading our Energy System—Smart Systems and Flexibility Plan, juillet 2017

<https://www.gov.uk/government/publications/upgrading-our-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan> [en anglais seulement]

⁵⁰ Future Energy Scenarios: bridging the gap to net zero, mars 2020, National Grid, p. 7

<https://www.nationalgrideso.com/news/future-energy-scenarios-bridging-gap-net-zero> [en anglais seulement]

⁵¹ <https://www.oftec.org.uk/consumers/heating-off-the-mains-gas-network>, consulté le 20 mars 2018 [en anglais seulement]

⁵² DUKES 2018, ch. 6 : Renewable sources of energy, p. 155 <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes> [en anglais seulement]

⁵³ Future Energy Scenarios: bridging the gap to net zero, mars 2020, National Grid, p. 7

<https://www.nationalgrideso.com/news/future-energy-scenarios-bridging-gap-net-zero> [en anglais seulement]

⁵⁴ Industrial Strategy, p. 43 <https://www.gov.uk/government/topical-events/the-uks-industrial-strategy> [en anglais seulement]

Initiatives de modernisation

Programme de mise en œuvre des compteurs intelligents

Les compteurs intelligents remplacent les compteurs de gaz et d'électricité traditionnels en Grande-Bretagne dans le cadre d'une mise à niveau des infrastructures visant à rendre le système énergétique plus efficace et plus flexible, sans laquelle les coûts de l'atteinte de la cible de zéro émission nette d'ici 2050 pourraient être jusqu'à 16 milliards de livres sterling plus élevés chaque année⁵⁵.

Le Smart Metering Implementation Programme (Programme de mise en œuvre des compteurs intelligents) a réalisé d'importants progrès, avec un total de 16,5 millions de compteurs intelligents et avancés en service dans des maisons et des petites entreprises à l'échelle de la Grande-Bretagne, en date de décembre 2019⁵⁶.

Les compteurs intelligents modernisent le réseau électrique en mettant fin aux relevés manuels, en émettant des factures exactes et en permettant aux clients qui effectuent des paiements anticipés de suivre et de compléter leur crédit de manière pratique. Le système d'affichage à domicile, offert aux ménages qui se font installer des compteurs intelligents, fournit des renseignements exacts sur la consommation d'énergie afin que les consommateurs puissent facilement comprendre comment consommer moins d'énergie afin de réaliser des économies sur leurs factures.

Les données sur la consommation et les prix par demi-heure enregistrées par les compteurs intelligents donnent accès à de nouvelles approches de gestion de la demande. Des produits novateurs tels que les tarifs intelligents « au moment de la consommation » récompensent les consommateurs pour leur consommation d'énergie en dehors des heures de pointe et permettent d'intégrer de manière efficace et rentable des technologies telles que les véhicules électriques et les appareils intelligents aux sources d'énergie renouvelable⁵⁷. Certains clients ont même été payés pour consommer de l'électricité pendant les journées très venteuses où il y avait un surplus d'énergie propre dans le réseau.

En septembre 2019, le gouvernement britannique a publié une consultation sur des propositions de nouveau cadre politique visant à continuer à encourager le déploiement de compteurs intelligents à l'échelle du marché après 2020, date à laquelle l'obligation actuellement imposée aux fournisseurs d'énergie prendra fin⁵⁸.

Le Smart Systems and Flexibility Plan

Dans leur « Smart Systems and Flexibility Plan » (juillet 2017), le gouvernement britannique et l'Ofgem ont présenté 29 mesures qu'ils prendraient, en collaboration avec l'industrie, pour mettre en place un système énergétique plus intelligent et plus flexible. Ces mesures visaient l'élimination des obstacles aux technologies intelligentes, y compris le stockage; la mise en place de maisons et d'entreprises

⁵⁵ <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/06/Imperial-College-2018-Analysis-of-Alternative-UK-Heat-Decarbonisation-Pathways.pdf>, consulté le 16 avril 2020 [en anglais seulement]

⁵⁶ <https://www.gov.uk/government/statistics/statistical-release-and-data-smart-meters-great-britain-quarter-4-2019>, consulté le 16 avril 2020 [en anglais seulement]

⁵⁷ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/770575/Smart_meters_Unlocking_the_future.pdf, consulté le 16 avril 2020 [en anglais seulement]

⁵⁸ <https://www.gov.uk/government/consultations/smart-meter-policy-framework-post-2020>, consulté le 16 avril 2020 [en anglais seulement]

intelligentes; et l'adaptation des marchés afin d'offrir une flexibilité⁵⁹. Le rapport d'avancement du plan (octobre 2018) ajoute neuf nouvelles mesures, y compris la création d'un groupe de travail sur les données énergétiques⁶⁰.

Le groupe de travail sur les données énergétiques, créé par le gouvernement britannique et l'Ofgem en 2018 dans le cadre du rapport d'avancement du Smart Systems and Flexibility Plan, a prodigué des conseils sur la manière de dégager de la valeur des données au sein du système énergétique afin d'accroître la concurrence, de stimuler l'innovation dans de nouveaux produits, services et modèles opérationnels et, en fin de compte, de produire un système énergétique plus efficace et plus rentable qui fonctionne pour les consommateurs.

Le groupe de travail a publié en juin 2019 une stratégie visant un système énergétique numérique moderne⁶¹. La stratégie a proposé des recommandations quant à la manière de favoriser un partage et une utilisation plus efficaces des données, y compris les objectifs visant à numériser le secteur de l'énergie et à faire évoluer sa culture afin d'intégrer les valeurs d'« ouverture présumée »; à rendre les données accessibles, consultables et compréhensibles grâce à un service numérique qui les rend faciles à trouver et à utiliser; et à établir une stratégie d'enregistrement des installations et des services de cartographie numérique.

Le gouvernement britannique, l'Ofgem et Innovate UK mettent actuellement en œuvre les recommandations du groupe de travail par l'intermédiaire d'un nouveau groupe, Modernising Energy Data, en collaboration avec l'industrie, le secteur public et d'autres intervenants.

Financement de l'innovation

Entre 2015 et 2021, le gouvernement britannique prévoit d'investir plus de 2,5 milliards de livres sterling dans des activités de recherche, de développement et de démonstration concernant l'énergie à faibles émissions de carbone, les transports, l'agriculture et les déchets⁶². Le gouvernement et UK Research and Innovation (UKRI), l'agence nationale de financement de la recherche et de l'innovation du Royaume-Uni, prévoient d'investir ensemble environ 265 millions de livres sterling dans les activités de recherche, de développement et de démonstration concernant les réseaux intelligents jusqu'en 2021⁶³. Ce montant comprend 505 millions de livres sterling provenant du *Programme d'innovation énergétique* du ministère du Commerce, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle (BEIS), dont 70 millions de livres sterling destinés aux concours de réseaux intelligents⁶⁴. À ce jour, ces concours ont permis le lancement de plus de 70 nouveaux projets, développant des technologies et des approches novatrices dans des domaines tels que le stockage de l'énergie, la gestion active de la demande, la gestion de l'énergie, le système « du véhicule au réseau » et les marchés de la flexibilité⁶⁵.

⁵⁹ Smart Systems and Flexibility Plan, p. 4 <https://www.gov.uk/government/publications/upgrading-our-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan> [en anglais seulement]

⁶⁰ <https://www.gov.uk/government/groups/energy-data-taskforce> [en anglais seulement]

⁶¹ <https://es.catapult.org.uk/reports/energy-data-taskforce-report/> [en anglais seulement]

⁶² [Clean Growth Strategy](#) (page 50) [en anglais seulement]

⁶³ Annoncé dans le document « Clean Growth Strategy » de 2017 : <https://www.gov.uk/government/publications/clean-growthstrategy> [en anglais seulement]

⁶⁴ Clean Growth Strategy (note de bas de page, page 50) [en anglais seulement]

⁶⁵ Consulter www.gov.uk/guidance/funding-for-innovative-smart-energy-systems [en anglais seulement]

Le Défi « Prospering from the Energy Revolution » [Prosperer à partir de la révolution énergétique] (Pfer), doté d'un financement de 102,5 millions de livres sterling, a également été lancé par le gouvernement en 2018⁶⁶ et est mis en œuvre par l'UKRI. L'objectif de ce programme est de rechercher, développer et démontrer des solutions énergétiques locales intelligentes et intégrées dans les domaines de l'électricité, du chauffage et des transports afin de fournir une énergie plus propre et moins coûteuse aux consommateurs, tout en bâtissant des communautés plus prospères et plus résilientes. Le Défi PFER est mis en œuvre par le biais du développement de technologies, de concepts de systèmes énergétiques, de projets de conception et de projets de démonstration à grande échelle⁶⁷.

Conformément à la Stratégie zéro émission (*Road to zero strategy*) de 2018⁶⁸, le gouvernement, par l'entremise de l'UKRI, a également organisé un concours d'innovation de 30 millions de livres sterling à l'appui de technologies VaR et de modèles opérationnels novateurs. Un certain nombre de projets de faisabilité, de programmes de recherche et développement et de projets de démonstration sont en cours à la suite de ce concours. Ces avancées ont fait du Royaume-Uni l'un des premiers marchés à explorer la technologie VaR à grande échelle, et l'un des chefs de file mondiaux dans ce domaine⁶⁹. Le gouvernement a adopté l'*Automated and Electric Vehicles Act* [Loi sur les véhicules électriques et automatisés] en 2018, qui confère le pouvoir d'exiger que tous les nouveaux points de recharge de VE soient dotés de fonctionnalités intelligentes. Cela signifie que les points de recharge pourront moduler leur profil de charge en réponse à des signaux externes, permettant ainsi aux consommateurs de recharger leurs VE lorsque les prix de l'électricité sont bas, et procurant des avantages au réseau électrique en déplaçant la recharge des VE des périodes de pointe du soir.

Le Faraday Battery Challenge du gouvernement, doté d'un financement de 246 millions de livres sterling, est consacré à la conception, au développement et à la fabrication de batteries électriques. Le Faraday Challenge, mis en place par l'UKRI, a investi 80 millions de livres sterling dans la création d'un Centre d'industrialisation des batteries au Royaume-Uni⁷⁰, et les 78 millions de livres sterling offerts par l'Institut Faraday ont servi à stimuler la recherche sur les technologies de batterie, dont 42 millions de livres sterling investis dans quatre projets « à démarrage rapide »⁷¹ sur la prolongation de la durée de vie des batteries, la modélisation des systèmes de batteries, le recyclage et la réutilisation, et les batteries à électrolyte solide de prochaine génération. Il a également investi au moins 60 millions de livres sterling dans des études de faisabilité, des projets de collaboration en recherche et développement et des activités d'expansion, notamment des projets visant à améliorer la durée de vie et l'autonomie des batteries, et à démontrer comment réutiliser, refabriquer et recycler les batteries en fin de vie.

L'Ofgem soutient également l'innovation en matière d'énergie intelligente. Dans le cadre de contrôle des prix du réseau actuel « Revenue = Incentives + Innovation + Outputs » (revenu = mesure d'incitation + innovation + produits – RIIO), l'innovation constitue un élément essentiel du modèle opérationnel réglementaire, notamment par le biais de la Network Innovation Allowance (Allocation à

⁶⁶ www.gov.uk/government/news/prospering-from-the-energy-revolution-full-programme-details [en anglais seulement]

⁶⁷ <https://www.ukri.org/innovation/industrial-strategy-challenge-fund/prospering-from-the-energy-revolution/> [en anglais seulement]

⁶⁸ The Road to Zero : Next steps towards cleaner road transport and delivering our Industrial Strategy, BEIS, juillet 2018
www.gov.uk/government/publications/reducing-emissions-from-road-transport-road-to-zero-strategy [en anglais seulement]

⁶⁹ www.gov.uk/guidance/funding-for-innovative-smart-energy-systems#funding-for-innovative-electric-vehicle-to-grid-projects [en anglais seulement]

⁷⁰ <https://www.ukbic.co.uk/> [en anglais seulement]

⁷¹ <https://faraday.ac.uk/fast-start-projects/>

l'innovation des réseaux – NIA) et du Network Innovation Competition (Concours d'innovation des réseaux – NIC). Une partie de l'allocation de contrôle des prix de chaque titulaire de licence doit être dépensée dans des projets de recherche, développement et démonstration à petite échelle, avec un maximum de 70 millions de livres sterling disponibles chaque année pour les réseaux d'électricité, par l'entremise du processus de Concours d'innovation des réseaux. Ces concours offrent des possibilités de partenariats internationaux⁷².

L'Ofgem se prépare maintenant à la prochaine série de contrôles des prix, RIIO 2, qui comprend l'intégration des résultats de l'innovation dans le scénario de maintien du statu quo des entreprises du réseau, et la meilleure façon de faciliter l'innovation. Le point de vue final de l'Ofgem sur les allocations de contrôle des prix sera publié d'ici la fin de 2020.

Orientations futures

Comme décrit dans le plan « Smart Systems and Flexibility », le rôle des acteurs du système énergétique britannique est en pleine évolution. À mesure que le Royaume-Uni intègre des sources d'énergie intermittentes et décentralisées, le besoin de flexibilité dans la production et la consommation augmente.

La part de la production d'électricité à faibles émissions de carbone au Royaume-Uni (production d'énergies renouvelables et d'énergie nucléaire, en tant que proportion de l'ensemble des producteurs d'électricité) devrait passer de 22 % en 2010 à 65 % en 2020⁷³.

Le Royaume-Uni vise à éliminer progressivement l'utilisation traditionnelle du charbon pour produire de l'électricité d'ici 2025⁷⁴ et le gouvernement s'est engagé à éliminer progressivement l'installation de formes de combustibles fossiles à fortes émissions de carbone, en retirant du réseau de distribution du gaz le chauffage des entreprises nouvelles et existantes au cours des années 2020, en commençant par les nouvelles constructions⁷⁵.

Des projets à venir établiront de nouvelles interconnexions avec la France⁷⁶, en plus des interconnexions actuelles qui représentaient 4,2 % de l'électricité fournie en 2017⁷⁷ : Angleterre-France (capacité de 2 GW), Angleterre-Pays-Bas (1 GW), Irlande du Nord-Irlande (0,6 GW), Pays de Galles-Irlande (0,5 GW) et Angleterre-Belgique (1 GW, mis en service au début de 2019).

⁷² Pour obtenir de plus amples renseignements : <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-innovation/electricity-network-innovation-competition> [en anglais seulement]

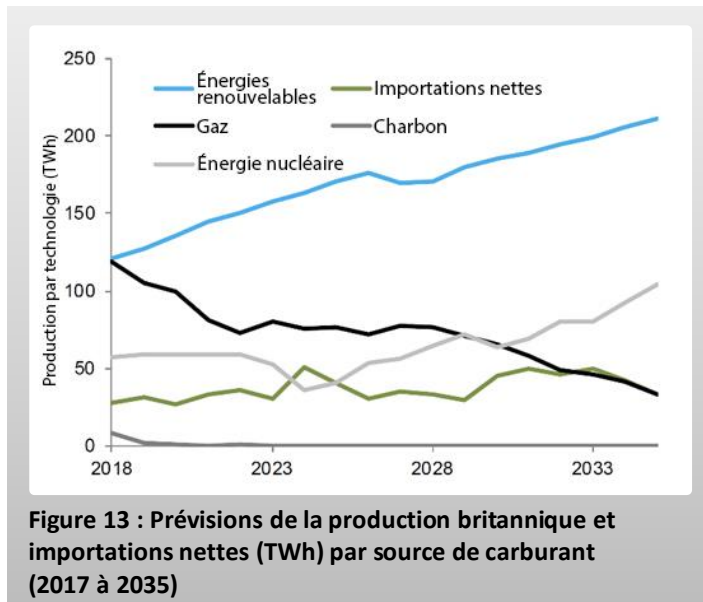
⁷³ Updated energy and emissions projections 2018, BEIS, avril 2019, p. 34-35
<https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2018> [en anglais seulement]

⁷⁴ Industrial Strategy, p. 15

⁷⁵ Clean Growth p. 67

⁷⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/electricity-interconnectors>, consulté le 26 mars 2018 [en anglais seulement]

⁷⁷ DUKES 2018, pp. 113-114



S'appuyant sur une consultation menée en 2017 sur les besoins du réseau et la stratégie des produits⁷⁸, National Grid, la société d'exploitation du réseau d'électricité, développe des marchés de services d'équilibrage pour répondre aux besoins changeants du réseau. Pour ce faire, elle fournit des renseignements clairs sur le marché et la transparence des produits, tout en assurant des voies d'accès aux marchés pour de nombreux participants.

Au niveau de la distribution, les exploitants de réseaux de distribution des réseaux électriques locaux effectuent une transition vers un rôle d'ESD qui implique une gestion plus active des réseaux, y

compris la fourniture de solutions du marché aux contraintes du réseau et une meilleure coordination entre les réseaux de transport et de distribution⁷⁹. Les exploitants de réseaux de distribution ont commencé à ouvrir la prestation des besoins du réseau à des solutions intelligentes fondées sur le marché (stockage et gestion active de la demande d'électricité, par exemple), afin de réduire les coûts du réseau et de permettre aux consommateurs de réaliser des économies⁸⁰.

Le rôle des consommateurs évolue également avec la diffusion des technologies intelligentes et renouvelables. Par exemple, en 2018, près d'un million de maisons (sur un total de 27 millions)⁸¹ au Royaume-Uni étaient équipées de panneaux solaires sur leur toit⁸². L'augmentation de l'utilisation des batteries et de ce type de production d'énergies renouvelables à petite échelle permet aux consommateurs de réinjecter le surplus d'énergie dans le réseau local. Les consommateurs sont à l'origine de l'augmentation de l'utilisation des véhicules électriques, qui pourraient alimenter le réseau en électricité. En date de janvier 2019, le Royaume-Uni comptait plus de 195 000 véhicules électriques, soit 3,8 % de l'ensemble des immatriculations. Les agrégateurs jouent un rôle croissant dans la coordination de l'équilibre entre la demande et l'offre d'électricité de plus en plus complexes qui en résulte dans leur région.

⁷⁸ <https://www.nationalgrideso.com/document/84261/download> [en anglais seulement]

⁷⁹ Electricity Network Innovation Strategy, p. 11

⁸⁰ Smart Systems and Flexibility Plan, p. 18

⁸¹ <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/birthsdeathsandmarriages/families/adhocs/005374totalnumberofhouseholdsbyregionandcountryoftheuk1996to2015>; consulté le 23 mars 2018 [en anglais seulement]

⁸² Upgrading Our Energy System, Smart Systems and Flexibility Plan, p. 5

<https://www.gov.uk/government/publications/upgrading-our-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan> [en anglais seulement]

Études de cas

Étude de cas n° 12 — Piclo-Flex

Segment du réseau d'électricité
Réseau de distribution
État actuel
Achevé. (Cette étude de cas a été fournie en mars 2019 et était exacte à ce moment.)
Durée du projet
Nous avons financé deux projets différents en 2015-2017 et en 2017-2019 liés au commerce de l'énergie numérique.
Responsable du projet
Open Utility Ltd, une petite entreprise spécialisée dans le développement du commerce numérique dans le secteur de l'énergie
Partenaires du projet
Les ERD suivants participent aux premières enchères dans le cadre du développement du produit Piclo-Flex : UK Power Networks, Scottish & Southern Electricity Networks, Electricity North West, SP Energy Networks, Northern Powergrid et Western Power Distribution
Coût du projet
Coût du projet : 1,13 million de livres sterling Rapport public-privé des montants investis : 927 000 livres sterling (secteur public) et 205 000 livres sterling (secteur privé) Dans le cadre de ces deux projets, le gouvernement britannique a accordé une subvention de 927 000 livres sterling, ce qui a permis de mobiliser 205 000 livres sterling d'investissements privés. Programme gouvernemental : Energy Entrepreneurs Fund
Emplacement du projet
Tout le Royaume-Uni, notamment l'Angleterre, l'Écosse, le pays de Galles et l'Irlande du Nord.
Site Web du projet
https://piclo.energy/ [en anglais seulement]

Contexte

La politique du gouvernement britannique consiste à faire en sorte que les exploitants de réseau utilisent le moyen le plus rentable de mettre à niveau leurs réseaux pour fournir les futurs services à faibles émissions de carbone, comme la recharge des véhicules électriques et le chauffage électrique. Il s'agit notamment de la gestion de la demande de pointe lorsqu'elle constitue une option moins coûteuse que les méthodes traditionnelles de renforcement des réseaux, comme l'installation de câbles plus gros et de transformateurs plus puissants. L'ouverture de la prestation des exigences du réseau à des solutions de rechange en matière de services de flexibilité est une mesure clé du Smart Systems and Flexibility Plan du gouvernement britannique. Ce projet visait à développer une plateforme de marché électronique que les

exploitants de réseaux pourraient utiliser pour faire la promotion et acquérir des solutions de recharge flexibles au renforcement du réseau. Ces options flexibles permettent aux exploitants de réseaux de distribution de gérer la demande de pointe dans les points de pincement du réseau à moindre coût.

Objectifs

Ce travail visait à développer une plateforme de commerce électronique où les consommateurs et les agrégateurs d'électricité peuvent vendre de la flexibilité axée sur la demande aux exploitants de réseaux de distribution. Cette plateforme permet aux ERD de fournir une visibilité des contraintes du réseau et de lancer des appels d'offres pour des entreprises de services de flexibilité pouvant fournir des services de gestion des contraintes du réseau. Certains de ces appels d'offres sont des adjudications sur offres concurrentes. Les ERD acquièrent de la flexibilité lorsque les soumissions reçues sont plus rentables que le renforcement traditionnel du réseau.

Description du projet

Ce projet exploite le potentiel d'un marché en ligne pour éliminer le plus grand obstacle auquel l'industrie de l'énergie est confrontée pour devenir un réseau décentralisé et décarbonisé, c'est-à-dire la capacité pour les exploitants de réseaux de distribution à accéder à des ressources flexibles propres à un emplacement.

Les ERD joueront un rôle essentiel en équilibrant activement les réseaux intelligents locaux et en facilitant le déploiement de la production décentralisée, du stockage et des dispositifs intelligents. Les avantages sont considérables : des économies éventuelles de plus de 4 milliards de livres sterling et une réduction de 18 % des émissions de carbone liées à la production d'électricité au Royaume-Uni d'ici 2030, mais seulement si les ERD peuvent accéder rapidement et facilement à des actifs flexibles sur le réseau. Cette innovation utilise les dernières technologies Web, les algorithmes d'optimisation des ressources et les contrats intelligents pour gérer le déploiement de la flexibilité localisée de manière très efficace, conviviale et évolutive.

Résultats du projet

Les six ERD de la Grande-Bretagne prévoient d'utiliser cette plateforme pour lancer des appels d'offres pour des services de flexibilité afin d'offrir des solutions de recharge rentables à la construction de réseaux coûteuse. Les technologies flexibles telles que le stockage de l'énergie et la gestion active de la demande offrent une solution de recharge aux mises à niveau traditionnelles des infrastructures matérielles et devraient réduire les coûts de réseau qui représentent actuellement un peu plus de 25 % des factures de consommation (réf. : www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/infographic-bills-prices-and-profits).

Leçons retenues

- Il est important que les ERD continuent de participer à la conception de l'aspect et de la convivialité de tout système commercial intelligent qu'ils utiliseront, en particulier à la manière dont se dérouleront les éventuelles enchères de services.
- Ces systèmes commerciaux doivent faire intervenir un grand nombre de fournisseurs de services de gestion de la demande de tous types (batteries, services de commutation de charge, agrégateurs de demande), qui ont chacun des exigences différentes par rapport à la plateforme.
- Il est important de veiller à ce que ces nouveaux développements technologiques numériques soient étroitement harmonisés avec la politique et la réglementation, afin qu'il n'y ait aucun obstacle à l'utilisation de cette technologie une fois qu'elle sera terminée.

Prochaines étapes

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez visiter l'adresse : <https://piclo.energy/> [en anglais seulement]

Étude de cas n°13 — DESIRE (Domestic Energy Storage Integrating Renewable Energy) [Stockage de l'énergie résidentielle intégrant les énergies renouvelables]

Segment du réseau d'électricité
Innovation dans le réseau de distribution
État actuel
Achevé. (Cette étude de cas a été fournie en mars 2019 et était exacte à ce moment.)
Durée du projet
Juin 2017 à décembre 2019
Responsable du projet
Upside Energy est une PME basée à Manchester qui propose un « logiciel en tant que service » pour fournir des services de gestion active de la demande d'électricité grâce à sa plateforme novatrice hébergée dans le nuage.
Partenaires du projet
<p>Upside Energy : Grâce à sa plateforme primée hébergée dans le nuage, Upside peut optimiser et intégrer des milliers d'actifs dans son portefeuille pour fournir des services de gestion active de la demande. Dans le cadre du projet DESIRE, Upside intégrera des réservoirs d'eau chaude Mixergy et des batteries Powervault pour analyser les habitudes de consommation des participants. Cela permettra la réalisation de l'analyse de rentabilisation afin de déterminer les types de services de gestion active de la demande qui sont adaptés aux différents propriétaires d'installations (particuliers, propriétaires, fabricants).</p> <p>Le projet Eden est un centre d'apprentissage caritatif et une attraction touristique comportant des jardins et une architecture située dans une ancienne carrière de kaolin aménagée en Cornouailles. Le Projet Eden est responsable de l'identification des 500 sites d'installation de ballons d'eau chaude Mixergy, en collaboration avec les associations d'habitation locales en Cornouailles, à l'ouest de Londres et à Somerset. Eden coordonne les aspects liés à l'installation et à l'entretien des réservoirs du projet.</p> <p>L'Université d'Oxford conçoit les essais pour assurer qu'ils produisent des résultats solides et évalue le déroulement des essais et leurs résultats. En parallèle, des modèles avancés et des cadres d'optimisation sont élaborés afin de déterminer une stratégie adéquate qui maximise la valeur extraite du système.</p> <p>Mixergy est une PME basée à Oxford qui développe une technologie intelligente. Dans le cadre du projet, Mixergy fournit des réservoirs d'eau chaude intelligents.</p> <p>Powervault est une PME basée à Londres qui fabrique des batteries domestiques. Dans le cadre de ce projet, Powervault fabriquera et fournira les batteries domestiques.</p>
Coût du projet
Coût du projet : 2,5 millions de livres sterling Rapport public-privé des montants investis : 1,75 million de livres sterling (secteur public) et 0,75 million de livres sterling (secteur privé)
Programme gouvernemental : Integrated Supply Chains for Energy Systems [Chaînes d'approvisionnement intégrées pour les systèmes énergétiques]

Emplacement du projet
Le projet est principalement localisé dans deux emplacements géographiques (Cornouailles et Londres), bien qu'il y ait de plus petits regroupements de ménages participant au projet à l'échelle du Royaume-Uni. Le projet se concentre sur ces deux zones afin de comprendre comment la capacité et l'aptitude des ménages à offrir des services de gestion active de la demande peuvent aider les ERD à faire face aux contraintes et problèmes locaux. Par exemple, les Cornouailles possèdent une capacité de réseau limitée, mais une surproduction d'énergie photovoltaïque en été, tandis que Londres enregistre une demande plus élevée pour le refroidissement urbain. Les résultats du projet pourront soutenir les services de gestion active de la demande résidentielle dans tout le Royaume-Uni.
Site Web du projet
www.peteproject.com [en anglais seulement]

Contexte

Les ménages représentaient 27 % de la consommation d'énergie du Royaume-Uni en 2014. La plupart des ménages éprouvent des difficultés à accéder à des tarifs peu coûteux en dehors des heures de pointe. Par conséquent, la majeure partie de leur consommation d'énergie a lieu aux heures de pointe, lorsque les prix et les répercussions environnementales sont les plus élevés.

En même temps, cette production crée des problèmes importants (p. ex., des surcharges et des sous-charges à des périodes clés) pour la distribution et le transport. Ces problèmes sont graves dans des régions comme les Cornouailles, où les tarifs sont de 10 % plus élevés que dans le reste du Royaume-Uni, et où la pénétration de l'énergie solaire photovoltaïque est élevée.

Le stockage de l'énergie résidentielle offre une solution naturelle à ces problèmes. Si les gens pouvaient stocker de l'énergie lorsque les tarifs sont bas ou que la production à petite échelle est élevée, ils pourraient l'utiliser au besoin. Cela permettrait de réduire les coûts globaux de l'énergie, de faciliter l'exploitation de quantités croissantes de production d'énergies renouvelables et de réduire la demande du réseau aux heures de pointe, augmentant ainsi les marges et la sécurité de l'approvisionnement.

De multiples vecteurs de stockage sont disponibles à cette fin, mais tous font face à des obstacles à leur adoption — les batteries sont coûteuses et le stockage thermique au moyen de réservoirs d'eau chaude est inflexible et souvent inefficace en raison de la conception inadéquate des réservoirs.

Ce projet rassemble de multiples vecteurs de stockage et explore les solutions permettant d'atténuer ces obstacles en combinant une meilleure conception des composants individuels et, en particulier, la conception d'un système de stockage résidentiel intégré et multivecteur exploitant les capacités de divers composants pour accroître les capacités et la flexibilité du système. Les revenus tirés de cette intégration avec les chaînes de valeur systémiques augmentent le rendement du capital investi des unités de stockage individuelles, ce qui contribue à justifier l'investissement dans le stockage et à accroître la capacité de stockage disponible pour le réseau. Enfin, le projet explore les attitudes des consommateurs à l'égard du stockage et de la consommation d'énergie en décalage de temps, afin de soutenir une adoption plus large des technologies de gestion active de la demande.

Objectifs

L'objectif du projet est de comprendre les capacités de gestion active de la demande résidentielle grâce à l'installation et la surveillance de 500 réservoirs d'eau chaude intelligents et de 100 batteries domestiques dans 600 maisons à Londres, en Cornouailles et dans certaines régions du Royaume-Uni. Le projet a recruté des ménages du secteur de la propriété privée et du secteur du logement social pour l'essai, afin d'assurer qu'un échantillon représentatif du marché résidentiel y participe.

Les objectifs du projet sont les suivants : 1) développer la plateforme infonuagique d'Upside; et 2) développer la chaîne d'approvisionnement en biens à faibles émissions de carbone.



Figure 14 : réservoirs d'eau chaude intelligents

Description du projet

Le fait de traiter avec un large éventail de clients a permis aux partenaires Mixergy (réservoirs d'eau chaude intelligents) et Powervault (batteries domestiques) de poursuivre le développement de leurs produits, ce qui a permis d'élargir la gamme de produits offerts aux futurs clients.

La plateforme infonuagique d'Upside Energy a été améliorée pour faire face à un niveau croissant de complexité et d'optimisation des installations et des contrôles résidentiels qui ont soutenu d'autres projets financés par Innovate auxquels Upside participe, ainsi que pour aider les exploitants de réseaux de distribution à gérer la congestion du réseau.

L'analyse de rentabilisation indique qu'en utilisant la plateforme hébergée dans le nuage d'Upside Energy pour optimiser et contrôler les actifs installés dans la maison, on peut générer un niveau de revenu durable pour le propriétaire des actifs tout en augmentant le niveau d'efficacité et en réduisant les pertes d'énergie pour l'utilisateur.

Résultats du projet

Le projet DESIRE constitue une base solide pour l'expansion future de la gestion active de la demande dans le secteur résidentiel. Le projet devait s'achever en décembre 2019 et les résultats seront publiés en 2020.

Les avantages économiques, sociaux et environnementaux du projet sont nombreux :

En ouvrant une importante ressource de stockage d'énergie résidentielle, le projet permettra au réseau d'accéder, par le biais du service d'Upside, à l'énergie stockée et décentralisée pouvant être utilisée pour réduire le coût de l'établissement d'un équilibre entre l'offre et la demande et pour éviter de devoir renforcer les réseaux.

Le service d'Upside réduit la quantité de « réserve tournante » (c'est-à-dire les centrales électriques fonctionnant à charge partielle) que le réseau doit détenir. Cela permet d'éliminer 600 tonnes d'équivalent CO₂ pour chaque mégawatt de demande gérée. En outre, en favorisant l'adoption de la flexibilité axée sur la demande, ce projet facilitera l'intégration d'une plus grande proportion de production d'énergies renouvelables dans le réseau, avec un besoin moins important de réduction.

Enfin, l'intensité carbonique du réseau peut varier de jusqu'à 20 % au cours d'une journée, de sorte qu'une répartition intelligente de la demande peut également entraîner des avantages environnementaux directs par la planification minutieuse de la recharge des batteries.

Leçons retenues

Les consortiums de projet en ont déjà tiré des enseignements importants à ce jour. D'un point de vue technique, les partenaires comprennent mieux les types de services de gestion active de la demande qui se prêtent aux offres locales. De même, Mixergy et Powervault ont acquis une meilleure compréhension des types de services et des exigences des clients vis-à-vis de leurs produits, ce qui a abouti à des changements quant à la conception et la capacité des réservoirs d'eau chaude et des batteries utilisés dans le cadre du projet.

De plus, Upside élargit sa connaissance de la portée et des capacités de sa plateforme. Il existe une compréhension de la manière de gérer un large éventail d'installations différentes et les conséquences d'une adoption à grande échelle. Le projet nous permet également de mieux comprendre la manière de gérer le désir des propriétaires de tirer des revenus et les besoins de leurs locataires d'être protégés contre des factures plus élevées.

Prochaines étapes

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez visiter l'adresse : <https://gtr.ukri.org/projects?ref=103307> [en anglais seulement]

Étude de cas n°14 — Programme des îles intelligentes [The Smart Islands Program], Îles Scilly

Segment du réseau d'électricité
Énergie intelligente, Internet des objets, VaR, énergie des déchets, transition énergétique
État actuel
En cours. (Cette étude de cas a été fournie en mars 2019 et était exacte à ce moment.)
Durée du projet
2015 à 2025
Responsable du projet
Le partenariat public-privé dans le cadre du Projet des Îles intelligentes : établi en 2016 pour assurer la surveillance et la gouvernance du programme de projets Îles intelligentes. Il comprend les principaux intervenants des îles : Conseil des îles Scilly, le duché de Cornouailles, Tresco Estate, Islands' Partnership, Hitachi Europe Ltd., South West Water et Isles of Scilly Community Venture. Ces intervenants clés, qui connaissent les principaux défis et contribuent à la conception de solutions, gardent l'utilisateur final au cœur du programme.
Partenaires du projet
<p><u>Smart Energy Islands (énergie intelligente, Internet des objets, transition énergétique) 2017 à 2019</u> Hitachi Europe Ltd. (partenaire principal) s'est associée à deux grandes entreprises britanniques spécialisées dans l'énergie des maisons intelligentes, Moixa et PassivSystems, pour réaliser le projet Smart Energy Islands, en collaboration avec le service du logement du Conseil des îles Scilly. Le Fonds européen de développement régional soutient le projet.</p> <p><u>Go-EV (VaR, Internet des objets, transition énergétique) 2018 à 2020</u> Le Conseil des îles Scilly (partenaire principal) s'est associé au Isles of Scilly Community Venture et à Hitachi Europe Ltd. pour réaliser le projet Go-EV. Le fonds de croissance local du Cornwall and Isles of Scilly Local Enterprise Partnership et le Fonds européen de développement régional financent le projet.</p> <p>Les îles Scilly sont une communauté connectée au réseau et un endroit idéal pour tester l'innovation touchant plusieurs services publics. La production d'énergie renouvelable et les méthodes novatrices de gérer l'eau et les déchets commenceront en 2020.</p>
Coût du projet
<p><u>Smart Energy Islands (2017 à 2019)</u> Coût du projet : 10,8 millions de livres sterling Rapport public-privé des montants investis : 8,64 millions de livres sterling (secteur public) et 2,16 millions de livres sterling (secteur privé) Programme gouvernemental : Le Fonds européen de développement régional soutient la transition vers une économie à faibles émissions de carbone dans tous les secteurs</p> <p><u>Go-EV (2018 à 2020)</u> Coût du projet : 3,06 millions de livres sterling Rapport public-privé des montants investis : 3,06 millions de livres sterling</p>

Programme gouvernemental : Le fonds de croissance local du Cornwall and Isles of Scilly Local Enterprise Partnership et le Fonds européen de développement régional soutiennent le transport durable en Cornouailles et dans les îles Scilly
Emplacement du projet
Les îles Scilly
Site Web du projet
https://smartislands.org/about [en anglais seulement]

Contexte

Le gouvernement se fait le champion de la croissance propre par le biais de sa Stratégie industrielle; le Projet Îles intelligentes est l'une des rares études de cas nationales présentées dans la stratégie. Cette initiative révolutionnaire vise à être reproduite et adaptée à d'autres régions du Royaume-Uni, tant dans les communautés rurales que dans les villes. Les projets interconnectés du programme des Îles intelligentes fournissent un modèle novateur pour la fourniture de production d'énergie locale, notamment le développement d'un réseau électrique intelligent, la gestion locale des déchets et des eaux usées, et l'électrification du chauffage et des transports. Une approche multiservice vise à résoudre ces problèmes de manière intégrée, les secteurs public et privé travaillant ensemble pour trouver les bonnes solutions pour les îles.

D'ici 2025, les objectifs des îles Scilly sont les suivants :

- Réduire les factures d'électricité de 40 %;
- Accroître à 40 % la part des énergies renouvelables et remplacer 40 % des véhicules par des véhicules à faibles émissions de carbone ou électriques.

Avec la deuxième plus forte consommation résidentielle moyenne d'électricité par ménage au Royaume-Uni (7 801 kWh) et les combustibles fossiles importés y étant plus chers que sur le continent, les îles Scilly se classent au huitième rang en Angleterre en ce qui concerne la pauvreté énergétique. De plus, bien qu'elles comptent en moyenne 280 heures d'ensoleillement de plus que Londres, les énergies renouvelables locales ont toujours couvert moins de 2 % de la demande annuelle d'énergie.

Objectifs

Le programme des Îles intelligentes des îles Scilly offre un « laboratoire vivant » pour tester les technologies dont le Royaume-Uni aura besoin au cours des prochaines décennies. Il s'agit d'une approche intégrée en matière d'infrastructures, de services publics et de défis de santé. Il fait la démonstration d'un modèle reproductible de décarbonisation et montre comment toutes les communautés du Royaume-Uni peuvent bénéficier d'une transition rapide vers des technologies plus propres et à faibles émissions de carbone.



Figure 15 : cadre Smart Energy Islands des îles Scilly

Dans le cadre du vaste programme des îles intelligentes, le projet Smart Energy Islands vise à démontrer qu'une plateforme de réseau intelligent alimentée par l'Internet des objets (Ido), qui réagira numériquement pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité, permettra une utilisation plus efficace de l'énergie produite localement.

Les îles Scilly sont confrontées à des défis liés à la mise à l'essai des analyses de rentabilité des installations d'énergie renouvelable. En effet, le réseau énergétique local connaît une surproduction d'électricité, en raison de l'abondance de la production d'énergie renouvelable en Cornouailles. À son tour, l'énergie renouvelable nouvellement installée est arrêtée (réduite) par l'exploitant du réseau lorsque la production est supérieure à la consommation. La plateforme Internet des objets contrôlera les différentes installations de chauffage et de transport afin d'augmenter la demande d'énergie

sur les îles, atténuant ainsi la réduction en consommant de l'énergie localement. L'exploitant du réseau remet ensuite en marche le jardin solaire des îles, tirant le meilleur parti de l'énergie produite localement sur les îles.

Le système Smart Energy Islands permet également d'anticiper la demande et l'offre. Il prévoit les conditions dans lesquelles la production de l'archipel pourrait être réduite le lendemain et planifie la consommation d'énergie des véhicules électriques, le stockage de l'énergie résidentiel et les technologies de chauffage intelligent pour éviter toute réduction.

La plateforme Internet des objets présente la capacité d'augmenter la production d'énergie renouvelable dans les îles à l'avenir sans qu'elle soit réduite. Le projet Smart Energy Islands a jeté les bases nécessaires pour atteindre les objectifs de production d'énergie renouvelable des îles.

Source : <http://www.smartenergyislands.net> [en anglais seulement]

Description du projet

Smart Energy Islands et la plateforme Ido :

Le projet Smart Energy Islands vise à permettre une utilisation plus efficace de l'énergie produite localement à deux niveaux :

1. Optimisation de l'énergie à l'échelle de l'île — maximiser les revenus tirés de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (p. ex., jardins photovoltaïques) en trouvant un équilibre entre le surplus d'électricité et la gestion de la demande afin de minimiser la réduction.
2. Optimisation énergétique des maisons — maximisation de l'autoconsommation de l'électricité produite par les panneaux solaires photovoltaïques sur les toits.

Environ 400 kW de panneaux solaires ont déjà été installés. Les foyers mettent également à l'essai d'autres technologies énergétiques, notamment les batteries domestiques et les thermopompes à air. La plateforme Internet des objets d'Hitachi, hébergée dans le nuage, gèrera la consommation d'énergie, notamment l'apprentissage des habitudes de consommation, l'optimisation de la collecte et de

l'utilisation de l'énergie dans toute la maison, et la connexion au réseau électrique plus vaste. Grâce à l'intégration de l'énergie solaire, des batteries et des technologies de chauffage intelligent, le programme permettra à 100 maisons d'être plus écoénergétiques. Le projet offre également un soutien en matière d'efficacité énergétique à 200 entreprises sur les îles et en Cornouailles.

Véhicules électriques intégrés au réseau dans le projet Go-EV

Les véhicules électriques et l'infrastructure du réseau de recharge seront livrés par Go-EV, un autre projet du partenariat des Îles intelligentes entre 2018 et 2020. Les véhicules électriques VaR seront intégrés dans le réseau intelligent appuyé par l'Internet des objets des îles, qui a été construit dans le cadre du projet Smart Energy Islands.

Isles of Scilly Community Venture (entreprise d'intérêt communautaire)

Cette entreprise d'intérêt communautaire à but non lucratif créée en 2018 vendra l'énergie produite par les panneaux solaires du projet Smart Energy Islands et recyclera les revenus afin de réduire les factures d'électricité pour tous les habitants des îles. À la fin du projet Go-EV, elle mettra en place un système d'autopartage pour offrir aux habitants des îles une nouvelle option de déplacement durable.

Résultats du projet

Le projet Smart Energy Islands vise à développer une solution innovante et reproductible en matière de :

- Gestion des réductions agissant sur les signaux de l'exploitant du réseau, Western Power Distribution (WPD);
- Représentation de la flexibilité dans le Universal Smart Energy Framework et développement d'algorithmes pour déterminer la meilleure combinaison de gestion active de la demande;
- Optimisation d'un large éventail d'actifs résidentiels contrôlables (p. ex., thermopompe, batterie de stockage, thermoplongeur ou commande de chauffe-eau à accumulation) par un centre de maisons intelligentes;
- Système de TIC soutenant un modèle opérationnel novateur mis en œuvre par une entreprise d'intérêt communautaire des îles Scilly, dénommée Isles of Scilly Community Venture (Ioscv.co.uk).

Plus précisément, les principaux résultats et réalisations de cette phase du programme comprennent :

- Amélioration de l'efficacité énergétique de 100 logements sociaux;
- Un projet pilote de 10 maisons « intelligentes » équipées de thermopompes à air, de panneaux solaires photovoltaïques et de systèmes de stockage d'énergie;
- 200 entreprises locales soutenues dans l'amélioration de l'efficacité énergétique;
- 450 tonnes de CO₂ économisées d'une année à l'autre;
- Un système de contrôle de l'énergie à l'échelle des îles construit sur une plateforme de TIC fondée sur l'Internet des objets avec des interfaces de programmation d'applications ouvertes, et l'intention que d'autres entreprises puissent développer des idées novatrices et facilement « brancher » leurs applications sur la plateforme. Il fournira des interfaces ouvertes aux installations énergétiques connectées qui permettront des changements dynamiques dans le système énergétique afin d'équilibrer la production et la consommation; et,
- 463 kW d'énergie renouvelable totale installée à ce jour (janvier 2019).

Le projet Smart Energy Islands a jeté les bases nécessaires à l'avenir énergétique durable des îles. La plateforme Internet des objets présente la capacité d'augmenter la production dans les îles à l'avenir sans qu'elle soit réduite. Sans la plateforme du projet Smart Energy Islands, les véhicules rechargeables à partir du réseau électrique ne pourraient pas être utilisés dans le cadre du système énergétique des îles.

Le résultat attendu du projet Go-EV est l'introduction d'un réseau de 25 points de charge bidirectionnels (VaR), dix auvents solaires, dix véhicules électriques mis à la disposition de la population locale sur une base commune, et deux points de connexion multimodaux améliorés à l'aéroport et au quai de St Mary's. En outre, le projet Go-EV fournira une plateforme de TIC d'autopartage et une intégration avec la plateforme du projet Smart Energy Islands.

Leçons retenues

Les projets sont en cours et seule une évaluation ex ante a été effectuée pour le projet Smart Energy Islands. Le projet Go-EV a été officiellement lancé le 13 février 2019.

Prochaines étapes

Le plan d'infrastructure énergétique du Conseil des îles Scilly vise à produire 40 % d'énergie renouvelable sur les îles au moyen d'un éventail de technologies de production. Outre les projets en cours décrits ci-dessus, pour atteindre l'objectif de 40 %, il sera nécessaire d'explorer les possibilités d'augmenter la capacité de production des énergies renouvelables :

	Stade 1 (2015 à 2020)	Stade 2 (2020 à 2025)
Énergies renouvelables	Énergie photovoltaïque, digestion anaérobie, gazogène, énergie éolienne et marine	Énergie photovoltaïque, ondulatoire, microtechnologies pour le traitement des eaux usées, stockage du gaz
Capacité	3,1 MWé	~ 3+ MWé
Infrastructure	Traitement des eaux usées, chauffage collectif, nouvelle centrale électrique, stockage de l'énergie	La production d'énergie ondulatoire doit être raccordée au réseau des îles, conversion d'électricité en gaz? Est-ce une nouvelle connexion pour relier le réseau des îles?
Part de la production de l'électricité	40 %	100 %
Part de la production de l'énergie non électrique	Max. 10 %	Jusqu'à 40 %
Commentaire	Toutes les technologies éprouvées et les problèmes d'intégration sont compris	Nouvelle technologie et intégration plus poussée, plus difficile

Source : Mise à jour du Conseil des îles Scilly au Conseil plénier relativement au programme des Îles intelligentes, 14 décembre 2018.

ÉTATS-UNIS

Modernisation du réseau — cadre et aperçu

Le réseau électrique des États-Unis est une infrastructure essentielle qui joue un rôle clé dans la prospérité de sa nation. La stratégie adoptée par le gouvernement américain vis-à-vis de son système énergétique prend sa source dans la stratégie de sécurité nationale (NSS) de 2017, laquelle exige que les États-Unis maintiennent une position centrale au sein du système énergétique mondial en tant que producteur, consommateur et innovateur énergétique de premier ordre en s'appuyant sur des marchés ouverts et sur une infrastructure résiliente et sécuritaire. La NSS promeut une approche visant à équilibrer la sécurité énergétique, la prospérité et la croissance de l'économie, ainsi que la protection de l'environnement. Elle tire également profit de l'efficacité énergétique des États-Unis et de leurs abondantes ressources énergétiques pour développer l'économie et donner accès à une électricité peu coûteuse aux consommateurs et aux entreprises, tout en réduisant les émissions. La clé de cette stratégie consiste à adopter tous les combustibles et technologies énergétiques (autrement dit, « tout ce qui précède »), y compris le charbon, le gaz naturel, le pétrole, les énergies renouvelables, le nucléaire (traditionnel et de pointe), l'efficacité énergétique, les réseaux électriques intelligents et le stockage de l'énergie, et à innover en la matière, en reconnaissant que la sécurité énergétique repose sur divers approvisionnements, sources et voies d'acheminement.

Une électricité abordable

Les prix de l'électricité ont augmenté dans de nombreuses économies avancées du monde, ce qui a contribué à accroître la pauvreté énergétique, laquelle s'entend les foyers consacrant plus de 10 % de leurs revenus à l'énergie. Les États-Unis ont cherché à améliorer le développement de leur économie grâce à une électricité abordable, qui a soutenu une croissance saine des entreprises et allégé le fardeau des consommateurs à faibles revenus au moyen de prix énergétiques parmi les plus bas des économies avancées. En 2019, le prix moyen de l'énergie aux États-Unis, tous secteurs confondus, s'élevait à 10,27 cents par kilowatt-heure (kWh), tandis que le prix moyen payé en Europe était de 24 cents par kWh. La région qui a présenté les prix de l'énergie les plus bas en 2019 a été celle du « Centre sud-ouest », qui se compose des États de l'Arkansas, de la Louisiane, de l'Oklahoma et du Texas, avec une moyenne de 8 cents par kWh. Les prix les plus élevés de la région continentale des États-Unis ont été ceux des États du Pacifique, à savoir la Californie, l'Oregon et Washington, avec 13,24 cents par kWh.

Composition actuelle et future des sources d'énergie

En 2019, environ 4,118 milliards de kWh (ou environ 4,12 billions de kWh) d'électricité ont été produits aux États-Unis dans des installations de production d'électricité détenues par des services publics⁸³. Environ 63 % de cette production d'électricité provenait de combustibles fossiles comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et les autres gaz. Environ 20 % de cette production provenait de l'énergie nucléaire, et environ 18 % de sources d'énergie renouvelable. L'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis estime qu'en 2019, une production d'électricité supplémentaire de 35 milliards de kWh provenait des systèmes solaires photovoltaïques à petite échelle⁸⁴.

Initiatives de modernisation

Contexte

Le réseau électrique américain alimente la croissance du pays depuis le début du 20^e siècle. L'accès à l'électricité est un facteur économique si fondamental que l'académie nationale de génie des États-Unis, la National Academy of Engineering, a qualifié « l'électrification » de la plus grande réalisation du 20^e siècle en matière d'ingénierie. Cependant, le réseau électrique américain ne possède actuellement pas les attributs nécessaires pour répondre aux demandes du 21^e siècle et des siècles à venir.

L'architecture traditionnelle du réseau se base sur une production à distance à grande échelle, sur des structures de contrôle hiérarchiques à rétroaction minimale, sur un stockage de l'énergie limité et des charges passives. Cinq tendances clés sont à l'origine de cette transformation qui pose des difficultés au niveau de la capacité du réseau. Ces cinq tendances englobent notamment :

- Un changement de composition dans les types et les caractéristiques de production électrique, notamment en matière d'énergie variable et distribuée;
- Une demande croissante pour un réseau plus fiable et résilient, principalement en raison des phénomènes météorologiques, des attaques physiques et des cyberattaques;
- Des possibilités croissantes de participation aux marchés de l'électricité pour les clients, tant du côté de l'offre que de la demande;
- L'émergence de systèmes de renseignements et de contrôle en lien avec l'interconnexion électrique; et
- Une infrastructure électrique vieillissante.

Pour faire face à ces difficultés, le Département de l'Énergie des États-Unis (DOE) a créé l'initiative de modernisation du réseau, ou Grid Modernization Initiative (IMR), afin d'accélérer la réalisation d'investissements dans la recherche et le développement en matière de modernisation du réseau.

⁸³ Données préliminaires pour 2019. La production d'électricité à l'échelle commerciale correspond à une production d'électricité dans une centrale électrique d'une capacité de production d'électricité totale d'au moins un mégawatt (ou 1 000 kilowatts). Les données portent sur la production nette d'électricité.

⁸⁴ Les systèmes solaires photovoltaïques à petite échelle sont des générateurs d'électricité d'une capacité de production d'électricité inférieure à un mégawatt, habituellement installés sur les lieux de consommation ou à proximité de ceux-ci. La plupart des systèmes solaires photovoltaïques à petite échelle sont installés sur le toit de bâtiments.

Initiative de modernisation du réseau

L'IMR s'axe sur l'élaboration de nouveaux outils, technologies et concepts architecturaux qui mesurent, analysent, prévoient, protègent et contrôlent le réseau de l'avenir. Les conditions institutionnelles qu'elle offre favorisent également un développement plus rapide ainsi qu'une adoption généralisée de ces outils et technologies. Elle jette les bases de la coordination au sein du DOE en reliant les programmes clés de l'Office of Electricity (OE) [Office de l'électricité], de l'Office of Energy Efficiency (EERE) [Bureau de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables], de l'Office of Nuclear Energy (NE) [Office de l'énergie nucléaire] et de l'Office of Cybersecurity, Energy Security, and Emergency Response (CESER) [Office de la cybersécurité, de la sécurité énergétique et des interventions d'urgence]. Le DOE contribuera à structurer les nouveaux éléments architecturaux, à élaborer de nouvelles plateformes d'outils de planification et d'exploitation, à fournir des mesures et des analyses et à renforcer la capacité des États et de l'industrie à concevoir des modèles physiques pour moderniser le réseau avec succès.

Le DOE est soutenu par les laboratoires nationaux dans le cadre du Grid Modernization Lab Consortium (GMLC) [Consortium de laboratoires de modernisation du réseau], un projet de collaboration comportant quatorze laboratoires nationaux du DOE et réseaux régionaux qui contribuent à l'élaboration et à la mise en œuvre du Grid Modernization Multi-Year Program Plan (Grid MYPP) [Plan de programme pluriannuel de modernisation du réseau, ou PPPM du réseau].

Ce PPPM du réseau définit la vision du réseau moderne et relève les principaux défis et possibilités. Il décrit les activités de recherche, de développement et de démonstration sur lesquelles se concentrera le DOE pendant cinq ans, y compris les possibilités de partenariat entre les secteurs public et privé.

Domaines techniques

Les domaines techniques sont des domaines dans lesquels il est nécessaire d'effectuer des recherches pour moderniser le réseau national.

- *Essais en matière de dispositifs et de systèmes intégrés* : Ce domaine technique s'axe sur l'élaboration de dispositifs et de systèmes intégrés, sur la coordination de procédures d'essai et de normes en matière d'intégration, et sur l'évaluation des caractéristiques du réseau des dispositifs individuels ainsi que des systèmes intégrés en vue d'offrir des services énergétiques adaptés au réseau.
- *Capteurs avancés et analyses de données* : Ce domaine technique s'axe sur l'élaboration d'outils et de stratégies visant à déterminer le type, le nombre et l'emplacement des capteurs pour améliorer la visibilité du réseau, des dispositifs individuels aux dispositifs d'alimentation en passant par les réseaux de distribution et les réseaux de transport régionaux.
- *Exploitation du réseau, contrôle et flux d'énergie* : Ce domaine technique s'axe sur les nouvelles technologies de contrôle visant à soutenir les nouvelles technologies en matière de production, de charge et de stockage.
- *Outils de conception et de planification* : Ce domaine technique se concentre sur l'élaboration de la nouvelle génération d'outils de modélisation et de simulation nécessaires à la planification des réseaux électriques.
- *Sécurité physique et cybersécurité* : Ce domaine technique vise à s'attaquer aux problèmes de sécurité physique et de cybersécurité, à analyser l'importance des installations, à évaluer les façons de minimiser les risques, à gérer les risques liés à la chaîne d'approvisionnement (surtout au niveau des transformateurs), et à assurer une bonne connaissance de la situation et du soutien en cas d'incident dans le cadre d'urgences liées à l'énergie.

- *Résilience* : Ce domaine technique offre la possibilité d'améliorer la fiabilité et la résilience de notre infrastructure électrique nationale dans un environnement où les menaces évoluent rapidement et où les réseaux d'infrastructure sont de plus en plus complexes.
- *Production* : Ce domaine technique s'axe sur l'élaboration d'outils et de technologies qui accélèrent l'émergence de systèmes de production et maximisent la valeur des installations de production existantes en raison de la valeur qu'elles confèrent au réseau.
- *Soutien institutionnel* : En plus de fournir de l'assistance technique, ce domaine technique s'axe sur l'élaboration de nouveaux cadres d'analyse liés aux principaux problèmes de modernisation du réseau.

Portefeuille du projet

Mobilisation des laboratoires pour la modernisation du réseau (2016)

En 2016, le DOE a annoncé la première mobilisation des laboratoires pour la modernisation du réseau, un plan complet de trois ans d'une valeur de 220 millions de dollars visant à mobiliser quatre-vingt-sept projets issus des quatre coins du pays. Ce plan réunit le DOE et les laboratoires nationaux ainsi que plus de 100 entreprises, services publics, organismes de recherche, organismes de réglementation étatiques et exploitants de réseaux régionaux, afin de poursuivre des activités de recherche et développement essentielles en matière de systèmes de stockage avancés, d'intégration d'énergies propres, de normes et de procédures d'essai, et de nombreux autres domaines clés de la modernisation du réseau.

Mobilisation des laboratoires pour une distribution résiliente

En 2017, le DOE a annoncé qu'il investirait jusqu'à 32 millions de dollars sur trois ans pour sept projets dans l'objectif d'élaborer et de valider des approches innovantes visant à améliorer la résilience des réseaux de distribution de l'électricité en s'axant sur l'intégration des ressources énergétiques décentralisées, les contrôles avancés, l'architecture du réseau et les nouvelles technologies de réseau intelligent à l'échelle régionale.

En outre, d'autres recherches axées sur les technologies ont été menées.

Orientations futures

Mobilisation des laboratoires pour la modernisation du réseau (2019)

En novembre 2019, le DOE a annoncé un investissement d'environ 80 millions de dollars sur trois ans pour plus d'une vingtaine de projets visant à renforcer, transformer et améliorer la résilience de l'infrastructure énergétique afin de garantir à la nation un accès fiable et sécuritaire aux sources d'énergie dans l'immédiat et dans l'avenir.

Ce portefeuille est axé sur la réalisation de projets liés à la modélisation de la résilience, au stockage de l'énergie, à la flexibilité du réseau, aux capteurs avancés et à l'analyse de données, aux analyses et au soutien institutionnels, à la sécurité physique, la cybersécurité et la production.

Études de cas

Les études de cas suivantes sont des projets de l'IMR ayant pour objectif de mettre au point des approches novatrices visant à améliorer la résilience des réseaux de distribution de l'électricité. Ces projets ont été lancés en 2017 et devraient s'achever dans les douze prochains mois.

Étude de cas n° 15 – CleanStart DERMS : Résilience et restauration du réseau de distribution grâce aux ressources énergétiques décentralisées

Segment du réseau d'électricité
Restauration du réseau de distribution et démarrage à froid
État actuel
En cours
Durée du projet
2017 à 2021
Responsable du projet
Situé en Californie (États-Unis), le Lawrence Livermore National Laboratory est un centre de recherche et de développement financé par le gouvernement fédéral par l'entremise du DOE.
Partenaires du projet
<p><i>Le Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) : centre de recherche et de développement financé par le gouvernement fédéral et exploité pour le compte du département de l'Énergie des États-Unis. Le PNNL est le laboratoire national partenaire de ce projet qui est chargé de gérer l'intégration de la simulation.</i></p> <p><i>Le Los Alamos National Laboratory (LANL) : centre de recherche et de développement financé par le gouvernement fédéral et exploité pour le compte du département de l'Énergie des États-Unis. Le LANL dirige l'élaboration des exigences relatives à l'optimisation.</i></p> <p><i>Services publics de la ville de Riverside (Riverside, Californie, États-Unis) : principal partenaire de démonstration concernant les activités du projet CleanStart DERMS.</i></p> <p><i>Pacific Gas and Electric (Californie du Nord, États-Unis) : service public coté en bourse offrant des conseils sur la mise en œuvre des contrôles dans une autre structure de service public autre et effectuant l'essai sur le matériel réel ainsi que l'essai d'acceptation fonctionnelle dans le cadre du projet CleanStart DERMS.</i></p> <p><i>Smarter Grid Solutions : société de systèmes de gestion des ressources énergétiques décentralisées (DERMS) intégrant des analyses de contrôle et d'algorithmes à sa plateforme STRATA et à ses nœuds de contrôle.</i></p> <p><i>XENDEE Inc : société de conception de microréseaux et de dimensionnement optimal des composants pour les services publics et les services de soutien.</i></p> <p><i>OSISoft : fabricant de logiciels spécialisé dans l'intégration des données liées aux activités des services publics.</i></p>

Coût du projet
Coût du projet (en \$ US) : 6,2 millions Rapport public-privé des montants investis : 5 millions de dollars (secteur public) et 1,2 million de dollars (secteur privé) Programme gouvernemental : Département de l'Énergie des États-Unis
Emplacement du projet
Le projet est en cours de déploiement et de démonstration en Californie, dans le centre des opérations d'urgence et le centre des opérations du service public de la ville de Riverside, ainsi qu'auprès de divers clients commerciaux desservis par ce service public.
Site Web du projet
https://gmlc.doe.gov/projects/1.5.05 [en anglais seulement]

Contexte

À la suite d'un arrêt à grande échelle du réseau, qu'il soit inattendu, accidentel ou même planifié, comme une panne de courant ou un creux de tension, les services publics doivent être en mesure de rétablir le courant électrique des clients le plus rapidement possible. En général, les services publics rétablissent de gros générateurs, la stabilité et les capacités du réseau central pour les clients, ainsi que la charge selon une méthode dite « de la racine aux feuilles ». Des pannes de cette ampleur peuvent être provoquées par de nombreux types de risques, notamment des phénomènes météorologiques prolongés (nuages, vents faibles ou sécheresses), des risques de nature informatique (p. ex., des cyberattaques) ou physique (accidentels ou délibérés), ou encore des catastrophes naturelles (ouragans, feux de forêt). Il est impératif que les services publics soient en mesure de rétablir le courant de manière sûre et fiable en utilisant diverses ressources pour assurer pour la résilience et la fiabilité futures et à long terme du réseau.

L'utilisation des microréseaux et des ressources énergétiques décentralisées dans un contexte d'alimentation électrique résiliente et assurée devient importante pour de nombreux services publics et agences sur le plan du développement. Les systèmes solaires, hybrides et de stockage sont au cœur de ces déploiements. Cependant, l'utilisation des ressources énergétiques décentralisées dans la restauration de la charge est limitée par des obstacles au niveau du déploiement des contrôles et des communications, des normes, de la réglementation, ainsi que par la compréhension fondamentale des difficultés qu'une restauration de la charge segmentée et automatisée pourrait entraîner. La coordination des ressources pour faire face à des conditions anormales et des pannes pourrait être considérablement renforcée par l'utilisation et l'adaptation de ressources qui ne sont généralement pas considérées comme formant un réseau (comme les onduleurs résidentiels), ainsi que par le placement stratégique d'unités décentralisées et collaboratives pouvant démarrer à froid. Ainsi, il ne sera plus question de procéder à la restauration de la charge après un arrêt à grande échelle en recourant uniquement à la méthode de la racine aux feuilles, mais également à une approche dite « des feuilles aux racines », ce qui raccourcit le délai nécessaire à l'électrification complète du réseau.

Les services publics disposent généralement de générateurs diesel de secours pour les charges critiques et de générateurs dédiés qui peuvent fournir un soutien suffisant pour un démarrage à froid, mais cette source d'énergie est coûteuse à entretenir et dépend d'un approvisionnement constant en combustible. Par conséquent, la rupture de la chaîne d'approvisionnement constitue un défi majeur dans divers scénarios. En outre, à l'aide de générateurs, le processus peut mettre jusqu'à 24 h avant d'être achevé, et ce, même si l'infrastructure n'est pas endommagée au niveau central. Les services publics ont besoin

d'une source d'énergie de remplacement qui puisse contribuer à maintenir la stabilité du réseau après un arrêt, à effectuer un redémarrage à froid rapide et à permettre aux clients de s'approvisionner plus vite en électricité tout en réduisant la dépendance aux générateurs diesel.

Objectifs

L'objectif général et ambitieux de ce projet consiste à élaborer une stratégie reproductible pour un microréseau axé sur la résilience et intégrant à la fois une validation de la technologie et de la théorie, ainsi qu'à démontrer un processus d'essai d'acceptation fonctionnelle et une validation complète sur le terrain. L'objectif de CleanStart DERMS est de démontrer d'une manière unique la capacité à démarrer un dispositif d'alimentation en situation de panne d'électricité complète avec une production d'électricité conventionnelle minimale, des feuilles (autrement dit, les ressources énergétiques décentralisées et les clients) à la racine (c'est-à-dire le réseau central). Il vise également une resynchronisation avec le réseau étendu en intégrant et en validant les analyses distribuées, les contrôles et les concepts de systèmes de gestion des ressources énergétiques décentralisées (DERMS) et de systèmes avancés de gestion de la distribution (ADMS) à l'aide d'une communication et d'un contrôle accrus pour un îlotage agile. Les composants des technologies au stade précoce qui feront l'objet d'essais sur le terrain sont notamment les suivants : un contrôle des grappes intégré et un flux d'énergie optimal, résilient et stochastique, des analyses avancées en matière d'évaluation des risques et de contrôle de la topologie, et des couches de chiffrement pour une architecture hiérarchique et un fonctionnement en îlotage dégradé. Les objectifs à atteindre dans le cadre de ce projet grâce à l'intégration de ces technologies sont les suivants :

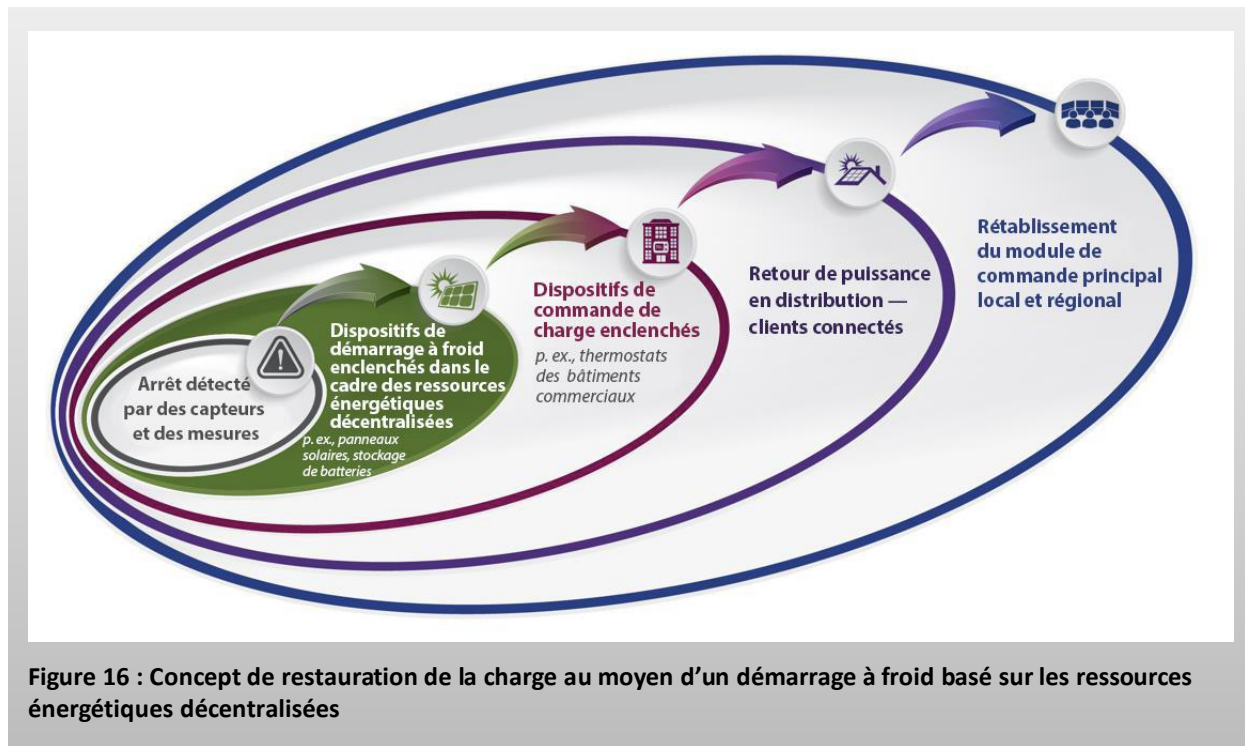
1. Minimiser le temps d'arrêt pour le plus grand nombre de clients en recourant à la plus grande part possible de ressources énergétiques propres et décentralisées.
2. Mettre en œuvre des méthodes de couplage et de validation des analyses prévisionnelles et des contrôles avancés en matière de résilience.
3. Offrir des services de soutien au réseau de transport en situation d'arrêt critique grâce aux ressources énergétiques décentralisées.

Description du projet

L'équipe du projet CleanStart-DERMS élaborera des solutions de restauration et de démarrage à froid exploitant 100 % des ressources énergétiques décentralisées en intégrant un système de gestion de ressources énergétiques décentralisées de son service public partenaire, les services publics de la ville de Riverside.

Cette année, l'équipe du projet a conçu et mis en œuvre une nouvelle méthode de restauration rapide pour les clients en cas d'arrêt du réseau et en fera la démonstration. En outre, l'équipe simulera et validera la capacité de démarrage à froid des services publics à l'aide d'une pénétration élevée des dispositifs de répartition des ressources énergétiques décentralisées à grande échelle en s'appuyant sur le cas d'utilisation du service public associé à la démonstration du projet. Cette démonstration, qui atteste l'efficacité d'un nouveau concept de résilience fondé sur les ressources énergétiques décentralisées, est multidimensionnelle. Elle comportera des analyses en temps réel portant sur la validation et la mise en œuvre, utilisées pour évaluer la stabilité de chacun des segments de ligne, ainsi qu'une grappe de production reconnectée lors de la restauration des segments, et des couches de contrôle des dispositifs et des grappes de ressources énergétiques décentralisées optimisées pour la réalisation du démarrage à froid. Le projet CleanStart DERMS met en œuvre un processus de conception reproductible basé sur une simulation de transport, de distribution et de communication qui n'est pas exclusif à une source de

production et qui peut utiliser toutes les commandes disponibles, ce qui le rend applicable dans de nombreux scénarios.



En outre, le projet recourra à des analyses prévisionnelles et à une détection de haute fidélité, à un contrôle modulaire des ressources énergétiques décentralisées, ainsi qu'à une configuration de microréseau dynamique qui peut être optimisée en temps réel. Cette optimisation en temps réel offrira un soutien au réseau central lors de la restauration de la charge, principalement à partir de petits générateurs de ressources énergétiques décentralisées, notamment d'énergie solaire photovoltaïque, tout en prenant en compte les contraintes liées à la charge critique.

Smarter Grid Solutions, en tant que fournisseur de plateformes de DERMS, a intégré de nouveaux algorithmes de restauration et de contrôle collaboratif à ses produits en vue d'une mise en œuvre et d'un déploiement futurs. Le recours à un fournisseur commercial au niveau de l'intégration a permis de passer rapidement de la recherche fondamentale à la mise en œuvre et à la démonstration.

Le cadre de contrôle et d'analyses en temps réel intègre des analyses en temps réel basées sur des données haute fidélité provenant de capteurs, notamment des synchrophaseurs de distribution et des mesures point sur onde du courant de la ligne. Ces capacités permettent aux utilisateurs d'évaluer à tout moment les risques de panne liés au dispositif d'alimentation, assurant ainsi une segmentation proactive ainsi que la stabilité de chacun des nœuds lors du processus de restauration de Cleanstart DERMS. La stratégie de contrôle repose sur une approche dite « des feuilles aux racines », ou du client au réseau central, laquelle est fondamentalement opposée aux conditions de restauration normale au cours desquelles la priorité est accordée au réseau central.

Les analyses, rendues possibles grâce à l'application aux capteurs avancés de connaissances concernant le renforcement, détermineront la meilleure configuration de dispositif contrôlable disponible avant la panne. Les ressources provenant de cette configuration, combinées à des dispositifs de démarrage à froid basés sur des onduleurs, seront utilisées pour créer un solide réseau îloté. À son tour, le réseau îloté peut

être optimisé pour démarrer à froid le dispositif d'alimentation et les dispositifs de ressources énergétiques décentralisées non contrôlables restants.

L'autorétablissement du microréseau et de la configuration du réseau de distribution sera à l'épreuve des menaces physiques et informatiques. Un protocole de système d'acquisition et de contrôle de données sécurisé sera appliqué à la plateforme DERMS, et les protocoles de communications d'urgence seront soumis à des essais d'applicabilité en situation d'urgence plutôt que de suivre la version communément utilisée. Il offrira également un soutien crucial à la restauration des principaux postes électriques grâce aux énergies renouvelables et à d'autres ressources décentralisées à petite échelle, charges et bâtiments. La méthodologie de CleanStart DERMS permet de procéder à une restauration parallèle en prenant en compte les incertitudes liées à la topologie et à la disponibilité des ressources.

Résultats du projet

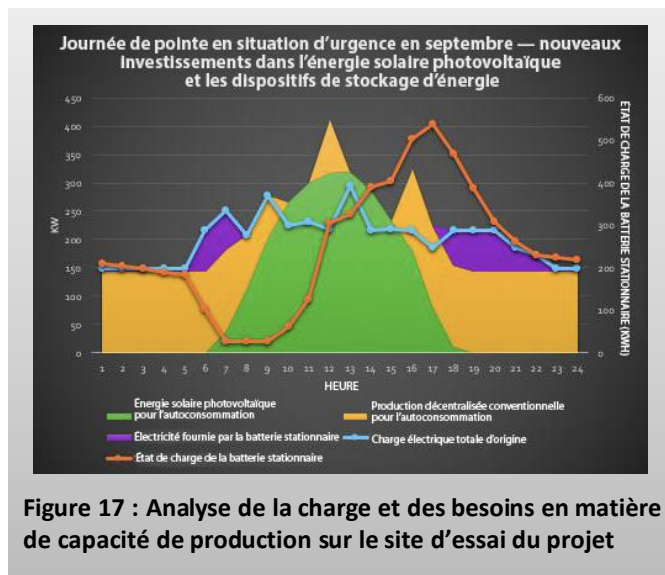
Le principal résultat technologique de ce projet consiste en l'élaboration d'une stratégie pour les microréseaux axés sur la résilience, pour le démarrage à froid basé sur les ressources énergétiques décentralisées, et pour une restauration segmentée qui peut être adaptée à toute région du pays. Cette approche intègre les nouvelles technologies, théories de contrôle du réseau et analyses avancées, et démontre leur application par l'entremise d'une validation sur le terrain. CleanStart-DERMS démontrera la capacité à démarrer un dispositif d'alimentation en situation de panne complète, des feuilles (autrement dit, les ressources énergétiques décentralisées et les clients) à la racine (p. ex., le réseau central), et à le resynchroniser au

réseau étendu à l'aide d'une quantité minimale de production d'électricité conventionnelle. Pour y parvenir, il intégrera et validera les analyses distribuées, les contrôles et les concepts de DERMS/ADMS à l'aide d'une communication et d'un contrôle accrus pour un îlotage agile.

Leçons retenues

Bien que le projet soit en cours, plusieurs leçons ont été apprises. Ces leçons sont les suivantes (liste non exhaustive) :

1. Les interfaces normalisées et sécurisées entre le DERMS, les onduleurs et la protection peuvent être bénéfiques pour les activités de recherche et développement ainsi que pour la participation des fournisseurs.
2. Au cours des pannes, le système de communication est susceptible d'être l'une des principales ressources interconnectées nécessitant un soutien et une alimentation résiliente en elle-même. De nombreux capteurs ne sont pas conçus pour collecter des données au cours des premières étapes de la restauration et disposent de niveaux de courant minimaux. Les infrastructures de collecte de données hébergées dans le nuage ne sont pas utiles lors d'incidents de grande ampleur en raison des problèmes liés à la fiabilité des communications.



3. La contribution des clients et des services publics multipartites est essentielle au succès de la démonstration et doit intervenir rapidement dans le processus pour qu'un projet passe rapidement de la recherche fondamentale à la mise en œuvre.
4. Le fait qu'un fournisseur commercial intervienne dans la transition technologique en début de projet permet de mettre au point des produits de recherche qui peuvent être mis en œuvre de manière utile et reproductible, augmentant ainsi considérablement la valeur de la recherche provenant des laboratoires nationaux. La participation d'autres parties aux activités de conseil industriel facilite également la transition de la recherche vers d'autres architectures et fournisseurs, signifiant donc qu'il ne s'agit pas d'un déploiement ponctuel.
5. Les priorités des services publics partenaires évolueront au cours du projet, c'est pourquoi il vous faudra prévoir une certaine latitude à cet égard dans chaque calendrier. Par exemple, le projet s'est tout d'abord axé sur le démarrage à froid et le soutien aux opérations d'urgence, ce qui, avec le temps et au profit du projet, est devenu le défi le plus important pour nos partenaires plutôt qu'un simple projet intéressant pour l'avenir.

Prochaines étapes

En novembre 2020, le projet CleanStart DERMS fera l'objet d'une démonstration auprès des commanditaires du département de l'Énergie des États-Unis et du service public, ainsi que d'un grand nombre de partenaires de l'industrie. Parallèlement, certains des aspects du projet les plus réussis en matière de simulation et d'algorithmes de contrôle collaboratif ont été repris dans le cadre d'activités de suivi comme le projet Citadels du Grid Modernization Lab Consortium [Consortium de laboratoires de modernisation du réseau], et des activités liées aux contrôles des microréseaux financées par le département de la Défense des États-Unis. La recherche et le développement seront présentés lors de nombreuses conférences de l'industrie au cours de l'année à venir, et la commercialisation sera à la fois assurée par le bureau des partenariats avec l'industrie du laboratoire et par les fournisseurs ayant participé au projet.

Étude de cas n° 16 — Augmenter la résilience du réseau de distribution à l'aide de ressources énergétiques décentralisées et d'installations de microréseaux offertes par OpenFMB (*Increasing Distribution System Resiliency using Flexible DER and Microgrid Assets Enabled by OpenFMB*)

Segment du réseau d'électricité
Résilience du réseau de distribution
État actuel
En cours
Durée du projet
2017 à 2021
Responsable du projet
Le Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) est un centre de recherche et de développement financé par le gouvernement fédéral par l'entremise du DOE.
Partenaires du projet
<p><i>Duke Energy</i> : entreprise de service public appartenant au secteur privé, fournissant de l'électricité à 7,7 millions de clients au détail dans six États.</p> <p><i>Oakridge National Laboratory (ORNL)</i> : centre de recherche et de développement financé par le gouvernement fédéral et exploité pour le compte du département de l'Énergie des États-Unis.</p> <p><i>National Renewable Energy Laboratory (NREL) [Laboratoire national des énergies renouvelables]</i> : centre de recherche et de développement financé par le gouvernement fédéral et exploité pour le compte du département de l'Énergie des États-Unis.</p> <p><i>Université du Tennessee à Knoxville (UTK)</i> : université financée par l'État qui fait partie du système de l'Université du Tennessee.</p> <p><i>Université de la Caroline du Nord à Charlotte (UNCC)</i> : université financée par l'État qui fait partie du University of North Carolina System [Système de l'Université de la Caroline du Nord].</p> <p><i>General Electric Grid Solutions (GE)</i> : entreprise d'énergie renouvelable de GE servant des clients dans environ 80 pays.</p> <p><i>Smart Electric Power Board Alliance (SEPA)</i> : organisme à but non lucratif qui envisage un système énergétique sans carbone d'ici 2050.</p>
Coût du projet
<p>Coût du projet : 7,2 millions de dollars</p> <p>Rapport public-privé des montants investis : 6 millions de dollars (secteur public) et 1,2 million de dollars (secteur privé)</p> <p>Programme gouvernemental : Département de l'Énergie des États-Unis</p>
Emplacement du projet
L'évaluation sur le terrain sera conduite principalement sur le territoire desservi par Duke Energy, dans la ville d'Anderson, en Caroline du Sud.
Site Web du projet
https://gmlc.doe.gov/projects/1.5.03 [en anglais seulement]

Contexte

Ce projet s'attaque à des problèmes opérationnels à court terme rencontrés par Duke Energy — une société de portefeuille d'électricité américaine au service de plus de 7,7 millions de clients — qui ne peuvent être résolus à l'aide des technologies actuelles. Plus précisément, Duke Energy est confrontée à deux problèmes opérationnels présentant des solutions non complémentaires. En premier lieu, une augmentation des phénomènes météorologiques extrêmes affecte la fiabilité et la résilience du réseau. Dans un second temps, un volume croissant de ressources énergétiques décentralisées, généralement sous la forme de grands panneaux solaires photovoltaïques commerciaux et non reliés aux services publics, est en cours de déploiement. Afin de résoudre ces problèmes de fiabilité et de résilience, Duke cherche à déployer des systèmes traditionnels d'autorétablissement. Cependant, en raison de l'augmentation du nombre d'installations solaires photovoltaïques indépendantes, le déploiement des systèmes d'autorétablissement doit être de plus en plus fréquemment suspendu. Le cœur du problème réside dans le manque de coordination efficace entre les systèmes d'autorétablissement centralisés et les panneaux solaires photovoltaïques décentralisés indépendants. Ce projet se concentre sur l'élaboration de concepts d'exploitation axés sur la « flexibilité » visant à soutenir le déploiement de systèmes d'autorétablissement centralisés reliés à des panneaux solaires photovoltaïques décentralisés indépendants. En outre, les concepts élaborés dans le cadre de ce projet seront applicables à un large éventail de services publics, car les problèmes opérationnels rencontrés par Duke Energy ne sont qu'un exemple parmi une vaste catégorie de problèmes nécessitant une coordination entre les systèmes centralisés et décentralisés. Ce projet optimise l'utilisation de logiciels à source ouverte et d'équipements commerciaux disponibles sur le marché (COTS) pour veiller à ce que le projet soit rendu accessible au plus grand segment de l'industrie possible.

Objectifs

L'objectif principal de ce projet est d'améliorer la résilience des réseaux de distribution des services publics aux États-Unis en déployant des stratégies d'exploitation flexible. Ces stratégies seront validées en étant déployées sur le terrain dans l'ensemble du territoire desservi par Duke. Il sera possible d'améliorer la résilience en accroissant la flexibilité opérationnelle de trois façons :

1. D'abord, en fonctionnant avec des segments actifs reconfigurables, coordonnés à l'aide du système de gestion de distribution (SGD) du service public, ayant chacun la capacité de fonctionner avec un certain niveau d'autonomie dans un réseau de distribution. Ce fonctionnement permettra au système de se reconfigurer afin de gérer la charge critique d'utilisation finale lors d'événements extrêmes.
2. Ensuite, au moyen d'une mobilisation coordonnée des ressources énergétiques décentralisées reliées et non reliées aux services publics en tant qu'actifs et non comme obstacles, et en les mobilisant comme des éléments actifs visant à soutenir l'exploitation du système basée sur les segments. Ces actifs d'exploitation de ressources énergétiques décentralisées seront mobilisés au moyen d'un signal incitatif transactionnel.
3. Enfin, au moyen d'une coordination des actifs centralisés et décentralisés : Les ressources énergétiques décentralisées seront en mesure de prendre des décisions rapides au niveau local qui viendront soutenir les réseaux centralisés ayant accès à un éventail de renseignements plus large.

Description du projet

Ce projet accélérera le déploiement de concepts de distribution résiliente et sécurisée grâce à une exploitation flexible des installations traditionnelles, des ressources énergétiques décentralisées et des microréseaux. Les fonctions centralisées du SGD sont raccordées aux ressources énergétiques décentralisées et aux microréseaux à l'aide de l'Open Field Message Bus (OpenFMB), une architecture de référence en matière de sécurité et d'interopérabilité. Ainsi, on ne traite plus les ressources énergétiques décentralisées et les microréseaux comme des conditions limites, comme le voudrait le paradigme opérationnel. On les considère plutôt comme des éléments actifs de système à contrôles décentralisés offrant au réseau une flexibilité visant à s'adapter à tous types de dangers. L'interopérabilité sera également soutenue grâce à l'utilisation des normes ouvertes. Il sera possible d'obtenir cette interopérabilité et cette extensibilité à l'aide d'OpenFMB grâce à la mise au point d'une structure de contrôle OpenFMB, comme illustré dans la Figure 18.

OpenFMB est un cadre élaboré par l'industrie ainsi qu'une architecture de référence permettant la coordination des dispositifs périphériques du réseau grâce à l'interopérabilité et des contrôles distribués. Ce cadre atténue les besoins en matière de contrôles ou de renseignements centralisés et permet de gérer les réseaux de distribution au niveau du circuit. Les adaptateurs OpenFMB rendent possible la communication entre différents protocoles comme : le protocole de réseau distribué DNP-3, Modbus, la norme C12 de l'American National Standards Institute, le protocole de transport de télémesure des messages en file d'attente (MQTT), le protocole de service de données distribué (DDS), le protocole de messages GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) de la norme CEI 61850, le protocole avancé de mise en file d'attente de messages (AMQP) et le NATS. Les adaptateurs OpenFMB ont été mis au point, testés et placés dans la source ouverte.

Les concepts élaborés dans le cadre de ce projet afin d'accélérer le déploiement de systèmes résilients seront validés par un essai opérationnel sur le terrain sur quatre circuits de distribution opérationnels de Duke Energy. Les quatre circuits font partie d'un schéma d'autorétablissement centralisé capable de contrôler quatre disjoncteurs et douze disjoncteurs à réenclenchement; des interrupteurs aériens

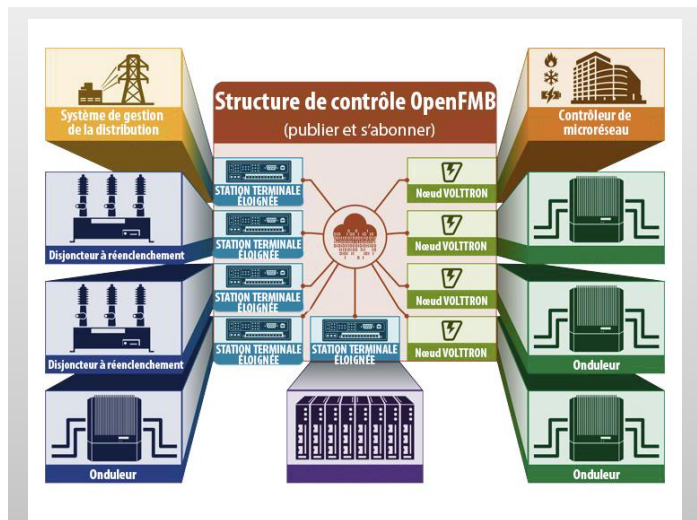


Figure 18 : Vision structurelle du déploiement de la structure de contrôle OpenFMB dans le système illustré à la figure 19

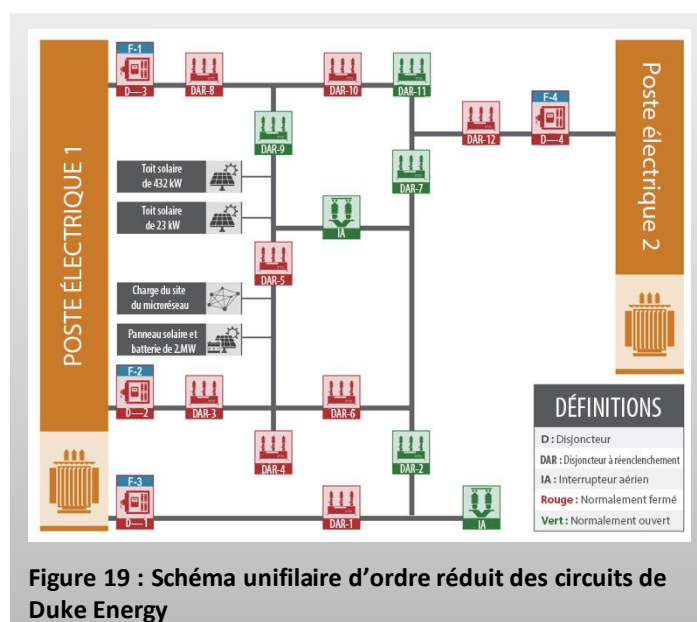


Figure 19 : Schéma unifilaire d'ordre réduit des circuits de Duke Energy

sont également disponibles, mais doivent être actionnés manuellement par les équipes de poseurs de lignes. En plus des dispositifs de commutation, les deux sites disposent d'un microréseau basé sur des onduleurs appartenant au service public et de panneaux solaires installés sur leur toit n'appartenant pas au service public. Le microréseau du service public est conçu pour alimenter un centre communautaire local en cas de panne pendant une tempête majeure, alors que les panneaux solaires installés sur le toit qui n'appartiennent pas au service public sont conçus pour alimenter leurs propriétaires commerciaux. Le centre communautaire est considéré comme une charge critique, car il sert de zone de rassemblement en cas d'urgence pour la région en situation d'événements extrêmes. Un schéma unifilaire d'ordre réduit du réseau de distribution électrique est illustré dans la Figure 19.

D'autres travaux du projet consisteront à examiner l'utilisation des signaux incitatifs transactionnels pour coordonner l'exploitation des actifs non reliés aux services publics, mais ces fonctions ne feront pas l'objet d'une validation sur le terrain. En raison de considérations réglementaires, elles feront l'objet de simulations à l'aide du matériel du laboratoire uniquement.

Résultats du projet

L'objectif final du projet consistera à déployer un réseau de distribution dont l'autorétablissement est basé sur les « segments », qui mobilise activement les ressources énergétiques décentralisées à l'aide d'un système de contrôle transactif. Le système d'autorétablissement basé sur les segments sera conçu pour exploiter quatre circuits de distribution formant un groupe de segments individuels capables de fonctionner comme une unité connectée dans un large éventail de topologies. En situation de résilience, le réseau aura la capacité de se reconfigurer en fonction du contrôle local et des contrôles centralisés afin d'améliorer « l'optimalité ». Pour améliorer la flexibilité du réseau, les ressources énergétiques décentralisées déployées seront connectées à un signal de contrôle transactionnel qui les incitera à fonctionner de manière à augmenter la quantité d'options de reconfiguration disponibles. Plus précisément, un signal incitatif adapté sera envoyé à chacune des ressources énergétiques décentralisées afin de les inciter à ajuster leur puissance de sortie active et réactive afin de modifier les flux d'énergie et la tension de sorte que des opérations de commutation supplémentaires soient disponibles pour permettre au réseau de s'adapter à la situation de résilience. En plus de mobiliser les ressources énergétiques décentralisées comme éléments actifs dans les opérations basées sur les segments, il serait possible de tirer parti des charges en tant que ressources. Même si ce projet n'intégrera aucune charge d'utilisation finale dans le cadre de la démonstration sur le terrain, un « adaptateur » sera mis au point afin que les nœuds VOLTRON puissent se connecter à la structure de contrôle OpenFMB décentralisée. Ce projet pourra ainsi voir le jour et les projets connexes du Consortium de laboratoires de modernisation du réseau pourront s'inspirer les uns des autres. Le projet fournira également les recherches fondamentales nécessaires pour permettre à un segment individuel d'évoluer sans heurts en microréseau si aucune autre source n'est disponible.

La méthodologie de flexibilité mise au point pourra être appliquée à une vaste gamme de combinaisons de technologies, mais la démonstration sur le terrain se concentrera sur un exemple précis de localisation des pannes, d'isolation et de restauration du service, de panneaux solaires photovoltaïques et de microréseaux. Les capacités développées seront applicables aux technologies déployées dans l'intégralité du territoire desservi par Duke, soit dans six États, ainsi que dans des services publics de tout le pays. Plus précisément, le cadre généralisé de coordination des opérations des systèmes centralisés et décentralisés, rendu possible par OpenFMB, pourra s'appliquer aux diverses combinaisons de technologies déployées dans le pays.

Leçons retenues

Bien que le projet soit en cours, plusieurs leçons ont été apprises. Ces leçons sont les suivantes (liste non exhaustive) :

Ce projet compte des travaux allant de l'élaboration d'une architecture fondamentale et des concepts de contrôle au développement d'un système opérationnel. Une telle amplitude nécessite des simulations détaillées à l'aide de logiciels, des essais de contrôle sur le matériel réel, des émulations au niveau du système et des essais d'interopérabilité au moyen de sous-systèmes. Afin de maximiser les avantages présentés par ces activités parallèles, il est nécessaire de coordonner les modèles de source, les données et les résultats. Ainsi, les renseignements tirés d'une activité pourront soutenir directement les autres, et il n'y aura aucune activité « orpheline ».

Pour maximiser l'incidence du projet, il est recommandé d'utiliser les logiciels à source ouverte et le matériel disponible sur le marché autant que possible. Ainsi, il sera possible de soutenir l'interopérabilité entre des systèmes aux fournisseurs multiples et de garantir que le plus grand nombre possible de participants puisse tirer profit des travaux réalisés.

Lors de l'élaboration de stratégies d'exploitation flexibles qui peuvent être mises en œuvre de façon efficace par un service public, il est nécessaire d'employer une approche fondée sur des normes ouvertes. Ainsi, il sera possible d'assurer une interopérabilité entre des produits provenant d'un large éventail de fournisseurs ainsi que la capacité de soutien des équipements déployés tout au long de leur vie. Une approche fondée sur des normes ouvertes prévient l'abandon des actifs après la phase de démonstration initiale.

Lors de l'élaboration de concepts opérationnels axés sur l'amélioration de la flexibilité opérationnelle, il est essentiel d'obtenir le point de vue de multiples intervenants. Il sera ainsi possible d'assurer que les travaux ne sont pas orientés vers une solution trop optimisée pour un scénario en particulier aux dépens des autres. Ce projet a établi un comité consultatif de l'industrie composé de multiples services publics afin de garantir une perspective plus large et une applicabilité plus importante au sein de l'industrie.

Prochaines étapes

Ce projet représente un effort inscrit dans une tendance industrielle plus large visant à intégrer les actifs distribués et périphériques. En plus des nombreux efforts déployés par l'industrie, ce projet a abouti à un projet de suivi direct dans le cadre du Consortium de laboratoires de modernisation du réseau du DOE. Le projet, du nom de Citadels, tire profit des architectures, des contrôles et de la structure de contrôle OpenFMB de ce projet et les applique à l'exploitation de microréseaux interconnectés.

UNION EUROPÉENNE

Modernisation du réseau européen — cadre et aperçu

L'Union européenne (UE) est l'une des rares régions au monde où les réseaux d'énergie s'étendent au-delà des frontières, et la seule qui dispose d'un régime juridique transfrontalier dédié à l'organisation efficace des flux énergétiques sur son réseau. Ce régime porte sur la question du « matériel », c'est-à-dire les aspects entourant la planification et le développement efficaces du réseau.

Le règlement (714/2009) sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité établit une méthodologie pour l'élaboration d'un plan décennal de développement du réseau pour l'Europe. Tous les deux ans, le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (REGRT-E) intègre les besoins en infrastructure décrits dans le plan décennal de développement du réseau et entreprend une évaluation des projets d'infrastructure paneuropéens pertinents.

Le règlement n° 347/2013 sur les réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E) établit une procédure biennale pour la mise en œuvre de projets d'intérêt commun européens en matière d'infrastructure énergétique, qui concernent à la fois l'électricité et le gaz. Par le passé, les infrastructures énergétiques ont été conçues selon une orientation nationale; par conséquent, elles sont souvent sous-optimales d'un point de vue paneuropéen. L'intégration du marché nécessite la mise en place d'une infrastructure adaptée. Le modèle des projets d'intérêt commun a grandement contribué à promouvoir la coopération transfrontalière et régionale.

Il existe quatre groupes régionaux pour l'électricité et le gaz, respectivement, qui se concentrent sur les besoins et ambitions propres aux différentes régions de l'Europe. Les groupes de haut niveau établis fixent les priorités politiques relatives aux différents efforts de coopération régionale, qui comprennent le renforcement des réseaux de transport d'électricité, la numérisation des réseaux et leur transformation en réseaux intelligents, et le déploiement de nouvelles solutions d'infrastructure, en particulier dans le domaine du stockage de l'électricité. En outre, le règlement RTE-E a établi les domaines thématiques pour les réseaux intelligents et les projets d'intérêt commun de transport de dioxyde de carbone, afin de faire avancer le développement et de parvenir à un système énergétique plus durable.

L'utilisation efficace des réseaux d'énergie concerne également les règles qui garantissent une utilisation optimale des réseaux, comme celles qui garantissent une concurrence loyale dans le monopole des réseaux. Ce qui est unique dans le contexte de l'UE, c'est que les réseaux nationaux sont non seulement physiquement interconnectés, mais aussi réglementés par un ensemble commun de règles applicables à l'ensemble de l'UE entourant l'exploitation du réseau et les échanges au sein de celui-ci (p. ex., les tarifs, l'accès des tiers et les règles de séparation des activités). Cela crée de véritables marchés transfrontaliers de l'électricité et du gaz, dans lesquels l'électricité peut être échangée non seulement au sein d'un pays, mais également entre les 27 États membres et certains pays voisins. D'ailleurs, l'UE est la seule région à avoir créé un système multilatéral de couplage des marchés (à l'échelle de l'UE), qui combine les appels d'offres et les offres de l'ensemble de l'UE et envoie l'électricité là où elle est le plus nécessaire.

L'expérience de l'UE montre que le partage des ressources grâce à la connexion transfrontalière des réseaux augmente non seulement considérablement le bien-être des consommateurs et la sécurité de l'approvisionnement, mais permet également une intégration beaucoup plus efficace des énergies renouvelables en agrégeant leur production plus volatile sur de plus vastes régions. Cette agrégation permet d'atténuer les pics et les creux de production et réduit considérablement la nécessité d'avoir recours à un système national de production de secours, prévenant ainsi l'émission de quantités importantes de CO₂.

En plus des projets d'intérêt commun dans le secteur de l'électricité contribuant à la numérisation du réseau et à l'adoption de technologies de réseau intelligent, les projets d'intérêt commun relatif aux réseaux intelligents contribueront de manière importante à l'intégration et à l'engagement des utilisateurs du réseau grâce à de nouvelles exigences techniques concernant leur offre et leur demande d'électricité. Les projets d'intérêts communs relatifs aux réseaux intelligents peuvent recevoir un soutien politique grâce à leur reconnaissance par la Commission européenne en tant que projets d'intérêt commun de même qu'un soutien financier par l'entremise du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Le processus de sélection comporte des exigences rigoureuses, y compris la participation des ESTE et des ESD, ainsi qu'une dimension transfrontalière.

Les projets de réseaux intelligents qui font l'objet d'une demande pour être reconnus en tant que projets d'intérêt commun sont évalués par le groupe régional relatif aux réseaux intelligents établi en vertu du règlement RTE-E⁸⁵, qui propose ensuite de les intégrer à la liste des projets d'intérêt commun de l'Union⁸⁶. La liste des projets d'intérêt commun la plus récente (2019) comprend six projets de réseaux intelligents⁸⁷, comme indiqué ci-dessous.

⁸⁵ Key cross-border energy infrastructure projects — The PCI lists https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en?redir=1#the-pci-lists [en anglais seulement]

⁸⁶ Smart Grid Regional Group : https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/regional-groups-and-their-role/smart-grid-regional-group_en?redir=1 [en anglais seulement]

⁸⁷ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf; [en anglais seulement]

Des résumés des activités couvertes par ces projets ont été rendus publics pendant la phase de consultation avant l'établissement de la liste de l'Union européenne à l'adresse : https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/detailed_information_about_smart_grids_candidate_project_for_consultation.pdf [en anglais seulement]

4 ^e liste de l'Union — Déploiement des réseaux intelligents dans les domaines thématiques prioritaires
SINCRO.GRID ⁸⁸ (Slovénie, Croatie) – Le projet repose sur une intégration innovante de solutions synergiques basées sur des technologies matures afin d'augmenter simultanément la sécurité des activités des réseaux électriques slovène et croate
ACON ⁸⁹ (Tchéquie, Slovaquie) – L'objectif principal du projet ACON (Again COnnected Networks) est de favoriser l'intégration des marchés de l'électricité tchèque et slovaque
Smart Border Initiative ⁹⁰ (France, Allemagne) – Le projet Smart Border Initiative reliera les politiques établies par la France et l'Allemagne afin de soutenir les stratégies de transition énergétique de leurs villes et territoires, ainsi que l'intégration du marché européen
Danube InGrid ⁹¹ (Hongrie, Slovaquie) – Le projet améliore la coordination transfrontalière de la gestion des réseaux électriques, en mettant l'accent sur la mise en place de systèmes intelligents de collecte et d'échange de données
Data Bridge (Estonie, Lettonie, Lituanie, Danemark, Finlande, France) – Le projet vise à construire une plateforme européenne commune de pont de données, afin de permettre l'intégration de différents types de données (données de compteurs intelligents, données d'exploitation de réseau, données du marché), en vue de concevoir des solutions évolutives et reproductibles pour l'UE
Projet de flexibilité transfrontalier (Estonie, Finlande) – Le projet vise à soutenir l'intégration des sources d'énergie renouvelable et à accroître la sécurité de l'approvisionnement grâce à la fourniture transfrontalière de services flexibles à l'Estonie, à la Finlande et à la province d'Åland par la production décentralisée

Entre autres choses, les projets d'intérêt commun profitent de meilleures conditions réglementaires et peuvent déposer une demande de soutien financier auprès du MIE⁹². À ce jour, trois projets d'intérêt commun de réseaux intelligents ont été sélectionnés pour recevoir une aide financière à la suite des appels de 2016 et 2018, pour un total de 135 millions d'euros⁹³.

L'intégration accrue d'énergie renouvelable dans le réseau électrique nécessite une plus grande flexibilité. Les nouveaux défis comprennent des problèmes tels que l'inertie, l'accroissement et la réduction de la production et le maintien d'une fréquence stable à tout moment, tous susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement.

La proportion d'énergie solaire et d'énergie éolienne devrait doubler en 2030 et atteindre 29 % de la production totale, contre environ 15 % aujourd'hui, où une grande partie de cette production d'énergie renouvelable variable est reliée aux réseaux de distribution, une tendance qui devrait se poursuivre à l'avenir.

⁸⁸ <https://www.sincrogrid.eu/en> [en anglais seulement]

⁸⁹ <https://www.acon-smartgrids.eu/> [en anglais seulement]

⁹⁰ <https://www.sbi-energy.eu/fr>

⁹¹ <https://danubeingrid.eu/> [en anglais seulement]

⁹² <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility> [en anglais seulement]

⁹³ Projets d'intérêt commun ayant reçu un financement du MIE à ce jour : « SINCRO.GRID », « ACON » et « Smart Border Initiative » dans le cadre des appels de 2016 et 2018 du MIE – https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/funding-for-PCIs_en [en anglais seulement]

Selon le cadre de l'UE (directive 2019/944 en matière d'électricité), les ESD sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux de distribution. Dans ce contexte, les ESD des États membres sont responsables des investissements, y compris de la modernisation de leurs réseaux. Les autorités de réglementation nationales en matière d'énergie sont responsables de superviser ces investissements et de mettre en place des mesures incitatives pour les ESD par l'entremise d'un cadre réglementaire et d'un système de rémunération appropriés afin d'accroître l'efficacité, de favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement, et de soutenir les activités de recherche connexes.

Dans ce cadre, les États membres et les ESD peuvent profiter du financement européen et des occasions de financement décrites en détail dans la section suivante.

En outre, sur la base des exigences de la directive en matière d'électricité, les États membres de l'UE ont procédé au déploiement de systèmes de compteurs intelligents afin d'optimiser l'utilisation de l'électricité et d'améliorer l'exploitation du réseau. En décembre 2017, environ 37 % des ménages de l'UE disposaient de compteurs intelligents. Sept États membres ont achevé leur déploiement (installation de compteurs intelligents dans 80 % des ménages ou plus), à savoir le Danemark, l'Estonie, la Finlande, Malte, l'Espagne, la Suède, ainsi que l'Italie, qui installe actuellement des compteurs intelligents de deuxième génération. Dix autres États membres se sont engagés à effectuer un déploiement à grande échelle.

Un récent rapport sur le déploiement de systèmes de compteurs intelligents dans l'UE a permis d'établir les constats suivants⁹⁴ :

- Près de 225 millions de compteurs intelligents pour l'électricité et 51 millions de compteurs intelligents pour le gaz seront déployés dans l'UE d'ici 2024. Cela représente un investissement potentiel de 47 milliards d'euros.
- D'ici 2024, près de 77 % des consommateurs européens devraient disposer d'un compteur intelligent pour l'électricité et environ 44 % en auront un pour le gaz.
- Dans l'UE, le coût d'installation d'un compteur intelligent se situe en moyenne entre 180 € et 200 €.
- Selon les données recueillies dans le cadre de projets pilotes, les compteurs intelligents permettent d'économiser en moyenne 230 € pour le gaz et 270 € pour l'électricité par point de mesure (répartis entre les consommateurs, les fournisseurs, les exploitants de réseau de distribution, etc.), ainsi que de réaliser des économies d'énergie de l'ordre de 2 % à 10 % en moyenne.

La transition vers l'énergie propre offre des occasions commerciales considérables et contribue largement à la croissance économique. Une plus grande flexibilité, des installations de stockage et des solutions intelligentes aident les exploitants de réseau à gérer les réseaux plus efficacement. De plus, elles offrent le potentiel de générer de nouvelles sources de revenus, notamment pour les consommateurs, qui peuvent vendre la flexibilité qu'ils apportent au réseau par l'entremise de batteries de véhicules électriques ou d'appareils intelligents, ou devenir des « consommateurs proactifs » (où l'utilisateur final contribue également au réseau en produisant de l'énergie).

⁹⁴ Étude : « [Benchmarking smart metering deployment in the EU-28](https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en) »; <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en> » [en anglais seulement];
« Supporting Country Fiches »; <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/09ca8b61-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en> [en anglais seulement]

Le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » (qui comprend la refonte de la directive en matière d'électricité) définit le cadre approprié pour déployer des systèmes de compteurs intelligents interexploitables et adaptés à l'usage prévu, et donne à chaque consommateur le droit de demander un compteur intelligent et de participer à des programmes de gestion de la demande. En outre, il fournit un cadre complet pour la gestion de la demande et pour l'offre de contrats à tarification dynamique sur le marché. Actuellement, l'Europe dispose de 21 GW de participation de la demande qui pourrait faire l'objet d'une activation, à partir d'un potentiel théorique de plus de 100 GW. On estime qu'en 2030, plus de 50 GW seront accessibles par le biais de programmes de gestion de la demande, offrant de multiples avantages aux consommateurs et au réseau électrique.

Davantage d'investissements dans l'innovation et les réseaux intelligents pourraient diminuer la pression du coût de l'électricité pour les ménages grâce à divers programmes de soutien en matière d'énergies renouvelables et réduire le besoin en investissements dans la capacité du réseau ordinaire.

En décembre 2019, la Commission européenne a présenté le pacte vert pour l'Europe, une feuille de route pour rendre l'économie de l'UE durable en transformant les défis climatiques et environnementaux en occasions dans tous les domaines politiques et en rendant la transition juste et inclusive pour tous. La communication relative au pacte vert pour l'Europe reconnaît le rôle crucial des infrastructures énergétiques, à savoir :

« La transition vers la neutralité climatique nécessite également des infrastructures intelligentes. Une coopération régionale et transfrontière accrue permettra de récolter les fruits de la transition vers une énergie propre à des prix abordables. Il faudra réexaminer le cadre réglementaire relatif aux infrastructures énergétiques, y compris le règlement RTE-E, pour en garantir la cohérence au regard de l'objectif de neutralité climatique. Ce cadre devrait favoriser le déploiement de technologies et d'infrastructures innovantes, comme les réseaux électriques intelligents, les réseaux de distribution d'hydrogène ou le captage, le stockage et l'utilisation du carbone, le stockage de l'énergie, permettant également l'intégration sectorielle. Certaines infrastructures et certains actifs existants devront être modernisés afin de rester adaptés à leur finalité et résilients au changement climatique. »

Ces dispositions orienteront les initiatives européennes de modernisation du réseau ainsi que l'innovation relative aux systèmes énergétiques dans les années à venir.

Certains pays choisissent le nucléaire comme source d'énergie sobre en carbone pour atteindre leurs objectifs climatiques. Dans ce contexte, la Commission européenne continuera de contribuer au renforcement de la sûreté nucléaire.

Un parti du budget du programme d'assistance au déclassé d'installations nucléaires (Nuclear Decommissioning Assistance Programme; NDAP) a également servi à investir dans des mesures visant à renforcer le secteur de l'énergie en Bulgarie, en Slovaquie et en Lituanie après la fermeture anticipée de huit réacteurs nucléaires. Une part importante de ces investissements a été réservée à la modernisation des lignes de transport d'électricité et à l'intégration transfrontalière (par exemple, la connexion Lit-Pol).

Initiatives de modernisation

Le principal programme européen de soutien à la recherche et à l'innovation relatives aux réseaux intelligents et aux systèmes énergétiques est le programme Horizon 2020 (H2020). Il s'agit du plus grand programme de recherche et d'innovation de l'UE jamais organisé. Il dispose d'un financement de près de 80 milliards d'euros sur 7 ans (2014 à 2020) dans différents domaines thématiques. Son successeur, le nouveau programme Horizon Europe, sera mis en œuvre de 2021 à 2027.

Dans le cadre du programme Horizon 2020, près de 6 milliards d'euros ont été alloués à la recherche et à l'innovation dans le domaine de l'énergie, dont environ 700 millions d'euros étaient destinés à des projets sur les réseaux intelligents, le stockage et les systèmes énergétiques entre 2014 et 2020 (programme de travail [PT] 2014-2015 : 239 M€; PT 2016-2017 : 166 M€; PT 2018-2019 : 174 M€).

Les priorités financées dans le cadre de ces appels se concentrent sur les domaines suivants.

Distribution :

- Réseau de distribution et marché de détail
- Démonstration de technologies pour l'intégration du système énergétique, des réseaux intelligents et du stockage avec une part croissante d'énergies renouvelables : réseaux de distribution
- Options de flexibilité et relatives au marché de détail pour le réseau de distribution

Transport :

- Innovation et technologies pour le déploiement de réseaux maillés extracôtiers
- Réseau de transport et marché de gros
- Démonstration de l'intégration du système énergétique avec des technologies de réseau intelligent de transport et de stockage avec une part croissante d'énergies renouvelables
- Solutions pour une coopération transfrontalière régionale accrue dans le réseau de transport

Stockage :

- Stockage local/à petite échelle
- Stockage d'énergie à grande échelle
- Technologies de nouvelle génération pour le stockage de l'énergie

Chauffage et refroidissement par des sources d'énergie renouvelable (SER) :

- Conception de technologies de nouvelle génération relatives à l'électricité renouvelable ainsi qu'au chauffage et au refroidissement

Domaines transversaux :

- Recherche sur les outils de pointe et le développement technologique
- ESTE-ESD-consommateur : démonstrations à grande échelle de services de réseau innovants grâce à la gestion de la demande, au stockage et à la production d'énergie renouvelable à petite échelle
- Forum paneuropéen pour la recherche et l'innovation (R et I) sur les réseaux intelligents, la flexibilité et les réseaux énergétiques locaux
- Engagement du client dans la gestion de la demande

Îles géographiques et énergétiques :

- Systèmes énergétiques locaux intégrés (îles énergétiques)
- Décarbonisation des systèmes énergétiques des îles géographiques
- Mécanisme pour les îles européennes : accorder du financement pour les transitions énergétiques et aider les îles à développer des concepts d'investissement

En complément du programme H2020, il existe un certain nombre d'autres programmes européens accordant des fonds à la recherche et à l'innovation sur les réseaux intelligents et les systèmes énergétiques :

- L'ERA-Net Smart Energy System (SES) : un programme transnational de recherche, de développement et d'innovation (RDI) financé par plusieurs États membres et régions européennes, ainsi que la Commission européenne. L'ERA-NET SES est le résultat de la fusion de deux programmes ERA-NET :

ERA-Net Smart Grids Plus (SG+) et ERA-Net Regional and local energy systems and networks (RegSys). Depuis 2015, le programme ERA-Net SG+ a offert au total plus de 53 millions d'euros de financement à 34 projets transnationaux. L'appel RegSys 2018 devrait fournir un financement supplémentaire de 33 millions d'euros.

- Le programme relatif à l'énergie du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE-Énergie) : le principal programme de financement de l'UE visant à moderniser l'infrastructure énergétique de l'UE pour répondre à la demande d'énergie future, pour garantir la sécurité de l'approvisionnement et pour soutenir le déploiement à grande échelle d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Le programme disposait d'un budget total d'environ 5 milliards d'euros pour 2014-2020, principalement consenti sous forme de subventions. Au cours de la mise en œuvre du programme, 139 mesures contribuant à la mise en œuvre des projets d'intérêt commun ont été financées. Dans le cadre du MIE-Énergie, plus de 2 milliards d'euros de fonds ont été alloués à des projets dans les secteurs de l'électricité et des réseaux intelligents.
- Autres programmes de l'UE : les Fonds européens structurels et d'investissement (FESI) financent des projets nationaux ou régionaux axés notamment sur la recherche et l'innovation. Le programme pour l'environnement et l'action pour le climat, connu sous le nom de programme LIFE, offre un financement pour la mise en œuvre et la mise à l'essai de solutions ayant un effet positif sur l'environnement et le climat. Le Fonds européen pour les investissements stratégiques (EFIS) contribue à combler le déficit d'investissement actuel dans l'UE. Il s'agit également de l'un des trois piliers du plan d'investissement pour l'Europe, qui vise à relancer l'investissement dans des projets stratégiques dans tout le continent pour garantir que l'argent parvienne à l'économie réelle.

Orientations futures

Le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » fournit le cadre juridique pour l'exploitation du réseau dans un système où l'on mise davantage sur une production d'énergie renouvelable décentralisée, la gestion de la demande et un équilibre de l'électricité. Le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » met particulièrement l'accent sur la réalisation d'investissement dans les réseaux, notamment la numérisation et les solutions intelligentes relatives aux réseaux, ainsi que sur la mise en œuvre d'une gestion novatrice du réseau par les ESTE et les ESD. L'établissement de marchés et de plateformes pour obtenir des services de flexibilité fait également partie du tableau.

Étant donné que la flexibilité est essentielle pour relier les sources d'énergies renouvelables au réseau et éviter la diminution de la production, les marchés doivent récompenser cette production à tous les niveaux et sous différentes formes. Par exemple, plutôt que de réduire la production, il est préférable pour un exploitant de réseau de tirer parti de la flexibilité des producteurs ou des consommateurs locaux (foyers équipés de panneaux solaires photovoltaïques, voitures électriques, systèmes de chauffage intelligents, etc.), lorsque possible. Si la congestion est structurelle, les exploitants de réseau devraient continuer à investir dans le but d'accroître la capacité du réseau. Cependant, récompenser la flexibilité peut réduire le besoin d'investissements au profit des utilisateurs du réseau.

Dans ce contexte, les nouvelles règles de conception du marché offrent un cadre permettant aux exploitants de réseau de se procurer des services de flexibilité, et chaque fois qu'il est plus rentable, d'y avoir recours plutôt que d'investir dans le réseau.

La création de nouveaux liens entre les vecteurs énergétiques, tels que l'électricité et le gaz, constitue une voie connexe vers la décarbonisation du réseau. Une telle mesure pourrait aider à éviter la réduction de production grâce à la transformation d'une partie de l'excédent d'électricité renouvelable en hydrogène, lequel peut être injecté dans le réseau de gaz afin d'être utilisé ou stocké (de plus, l'hydrogène constitue

l'une des rares formes d'énergie sans carbone pouvant être stockée à long terme). L'intégration avancée du système énergétique pour l'ensemble des vecteurs peut également contribuer à décarboniser des secteurs à forte demande de manière rentable en partie grâce à l'utilisation du réseau de gaz existant, avec quelques adaptations. L'un des défis de cette évolution prometteuse est le changement de paradigme dans la planification des infrastructures, passant d'une planification sectorielle de réseaux parallèles à une planification intersectorielle holistique comprenant de plus en plus d'interconnexions entre les réseaux.

L'UE poursuit l'objectif de faire de l'Europe le premier continent climatiquement neutre d'ici 2050. D'ici 2030, plus de la moitié de l'électricité de l'UE devrait provenir de sources d'énergie renouvelable. De plus, les ambitions du pacte vert pour l'Europe visent à transformer et à décarboniser complètement le système énergétique de l'UE. Le pacte vert pour l'Europe offre une feuille de route claire comprenant des mesures visant à rendre l'économie de l'UE durable en transformant les défis environnementaux en occasions dans tous les secteurs, y compris les infrastructures énergétiques. Le pacte vert pour l'Europe donne un nouvel élan au déploiement de technologies et d'infrastructures innovantes, comme les réseaux électriques intelligents, les réseaux de distribution d'hydrogène, le captage, le stockage et l'utilisation du carbone, ainsi que le stockage de l'énergie. Il vise également à permettre l'intégration du secteur et à explorer pleinement son potentiel pour stimuler la pénétration des énergies renouvelables et aider à la décarbonisation des autres secteurs.

En ce sens, la Commission européenne travaille sur une approche stratégique pour la transformation du système énergétique, reliant les secteurs, vecteurs énergétiques et usages, et exploitant les synergies que permet un système énergétique intégré. Ces travaux comprendront l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables grâce à l'électrification des secteurs qui dépendent encore actuellement des combustibles fossiles, tels que les transports et le chauffage. L'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable jouera un rôle clé dans le remplacement des combustibles fossiles et des gaz dans des secteurs difficiles à décarboniser. Le secteur de l'énergie devrait également devenir plus circulaire, sur la base du principe de « l'efficacité énergétique d'abord », par exemple, en utilisant la chaleur résiduelle.

L'objectif de cette initiative est de renforcer les liens nécessaires entre les différents secteurs de notre système énergétique et de saisir toutes les occasions pour réduire les émissions. Cette intégration de notre système énergétique est nécessaire si nous voulons parvenir à décarboniser nos économies de façon radicale, mais aussi rentable. Pour ce faire, il faudra mettre en place un système énergétique plus décentralisé et qui intègre les technologies numériques, dans lequel les consommateurs auront la capacité de faire des choix en matière d'énergie.

L'UE continuera d'investir dans la recherche et l'innovation pour soutenir la transition vers un système énergétique neutre en carbone et contribuer à garantir la sécurité, la fiabilité, la résilience et la qualité globales de l'approvisionnement énergétique. En ce qui concerne la modernisation des systèmes énergétiques, les domaines de recherche possibles pourraient se concentrer sur des solutions d'intégration pour les systèmes énergétiques et pour le couplage de différents vecteurs d'énergie, réseaux et infrastructures; des solutions pour un système énergétique numérique et cybersécurisé; ainsi que de nouvelles approches pour renforcer la participation des acteurs du marché, des consommateurs et des communautés.

Études de cas

Étude de cas n° 17 — Flexibilité opérationnelle généralisée (Generalized Operational FLEXibility; GOFLEX) pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de distribution

Segment du réseau d'électricité	
<ul style="list-style-type: none"> • Réseau de distribution • Options en matière de flexibilité • Outils de gestion, de surveillance et de contrôle du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion de la demande • Intégration du stockage • Services auxiliaires
État actuel	
En cours	
Durée du projet	
2016 à 2019	
Responsable du projet	
IBM IRELAND LIMITED (IRLANDE)	
Partenaires du projet	
<ul style="list-style-type: none"> • Université de Chypre (Chypre) • Archi Ilektrismou Kyprou (Chypre) • Aalborg Universitet (Danemark) • B.A.U.M. Consult Gmbh (Allemagne) • Sww Wunsiedel Gmbh (Allemagne) • Technische Universitaet Dresden (Allemagne) • Avtomatizacija Doo (Slovénie) 	<ul style="list-style-type: none"> • Etrek Svetovanje In Druge Storitve Doo (Slovénie) • Inea Informatizacija Energetika (Slovénie) • Robotina D.O.O., Podjetje Za Inz Eniring, Marketing, Trgovino In Proizvodnjo (Slovénie) • Haute école spécialisée de Suisse occidentale (Suisse) • L'Énergie de Sion-Région Sa, Esr (Suisse)
Coût du projet	
<p>Coût du projet : 11,2 millions d'euros</p> <p>Rapport public-privé des montants investis : 6,8 millions d'euros (secteur public) et 4,4 millions d'euros (secteur privé)</p> <p>Programme gouvernemental : Appel de propositions d'Horizon 2020 LCE-02-2016 (démonstration de technologies pour l'intégration du système énergétique, des réseaux intelligents et du stockage avec une part croissante d'énergies renouvelables : réseaux de distribution)</p>	
Emplacement du projet	
<p>Sites de démonstration physique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Campus de l'Université de Chypre et consommateurs proactifs dispersés à Chypre (Nicosie, Chypre) • Démonstration de flexibilité allemande (Wunsiedel, Allemagne) • Démonstration de flexibilité suisse (Sion, Suisse) 	
Site Web du projet	
http://www.goflex-project.eu/ [en anglais seulement]	

Contexte

Le projet GOFLEX est axé sur l'utilisation active de sources de flexibilité décentralisées pour fournir des services aux exploitants du réseau, équilibrer la demande et l'offre d'électricité et optimiser la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale. Les sources de flexibilité des charges comprennent le stockage thermique (chauffage et refroidissement) et électrique (recharge et décharge des véhicules électriques). Une plateforme de services de données de base offre aux intervenants des estimations locales et des prévisions à court terme pour les aider à prendre des décisions fondées sur les données. Les sites de démonstration du projet GOFLEX se trouvent à Chypre, en Suisse et en Allemagne et couvrent un large éventail de conditions structurelles et opérationnelles du réseau de distribution.

Objectifs

- Utilisation active de sources de flexibilité décentralisées pour fournir des services aux exploitants du réseau, équilibrer la demande et l'offre d'électricité et optimiser la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale.
- Offre d'un soutien aux intervenants pour les aider à prendre des décisions fondées sur les données en leur fournissant des estimations locales et des prévisions à court terme grâce à une plateforme principale de services de données
- Mise à l'essai de solutions sur trois sites de démonstration européens, situés en Allemagne, en Suisse et à Chypre, comptant sur la participation de plus de 400 consommateurs proactifs de l'industrie, des bâtiments et des transports.

Description du projet

Le projet GOFLEX comprend la création d'un système où on offre la flexibilité énergétique à un marché et où on l'utilise pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité à l'échelle locale. Le projet vise à permettre aux ESD, en équilibrant les parties responsables ou d'autres acteurs, de soumissionner pour la flexibilité offerte par les consommateurs proactifs. En outre, le projet vise à favoriser les échanges dans le secteur de l'énergie pour divers types de consommateurs proactifs « flexibles » (industriels, tertiaires et résidentiels). Les travaux menés actuellement dans le cadre du projet GOFLEX portent notamment sur la conception d'une plateforme infonuagique qui intégrerait des données traditionnellement examinées de façon isolée, telles que les données de télémétrie du réseau et les données sur les profils des clients. Ces innovations pourraient stimuler l'arrivée de nouvelles entreprises sur le marché.

Le projet comporte des démonstrations d'échanges de services de flexibilité sur trois sites européens; les résultats de ces démonstrations seront rendus publics.

Résultats du projet

Le projet s'appuie sur la technologie existante (niveau de maturité technologique [Technology Readiness Level; TRL] 5 à 7) dans plusieurs domaines :

- Infrastructures et schémas relatifs à la gestion de la demande
- Systèmes de stockage d'énergie
- Systèmes de gestion de l'énergie
- Électrification des transports
- Surveillance et gestion du réseau de distribution
- Infrastructures de gestion des données énergétiques

Un résultat attendu du projet est une augmentation de la maturité technologique dans ces domaines, passant au niveau 7 ou 8.

Le projet adopte une approche progressive au cours de sa période de mise en œuvre de trois ans. Une première analyse des besoins au mois 6 a conduit à l'achèvement des premiers prototypes. Les prototypes de deuxième année ont été intégrés et mis à l'essai dans des conditions simulées et réelles. Au cours de la troisième année, des systèmes entièrement intégrés ont fait l'objet de démonstrations et d'évaluations.

Leçons retenues

Reproductibilité : En adoptant le modèle de marché harmonisé et en déployant chaque solution technologique dans au moins deux cas, on peut obtenir des solutions reproductibles.

Socioéconomie : Le projet GOFLEX propose une technologie permettant aux consommateurs finaux de participer activement au marché de l'énergie. Les modes de consommation et de production de l'utilisateur final s'alignent ainsi mieux avec les prix de gros de l'énergie et sont donc plus économiques.

Environnement : En proposant des technologies permettant l'injection d'une part plus importante d'énergies renouvelables dans le réseau et l'électrification des transports, le projet GOFLEX soutient la réduction des émissions à effet de serre.

Transformation du marché : Les services et solutions ciblés par le projet GOFLEX sont conçus pour les exploitants de réseau de distribution (négociation en temps réel de la flexibilité des charges et amélioration de l'observabilité de la demande d'énergie, de la production et de la flexibilité à l'échelle locale), les agrégateurs (flexibilité de la charge pour composer le portefeuille souhaité de services relatifs au réseau) et l'autonomisation des consommateurs proactifs sur le marché de l'énergie.

Politique : Les activités de démonstration peuvent orienter les recommandations en matière de politiques. Le projet GOFLEX vise à démontrer que les solutions de flexibilité basées sur la gestion de la demande peuvent concurrencer d'autres moyens pour étendre la capacité des réseaux, éviter la congestion du réseau et équilibrer l'offre et la demande.

Étude de cas no 18 — FLEXITRANSTORE, une plateforme intégrée pour une flexibilité accrue des réseaux de transport intelligents grâce à des entités de stockage et une pénétration importante des sources d'énergie renouvelable

Segment du réseau d'électricité	
Réseau de transport, options de flexibilité, gestion de la demande, intégration du stockage, gestion de réseau, outils de surveillance et de contrôle, marché de l'électricité, services auxiliaires	
État actuel	
En cours	
Durée du projet	
2017 à 2021	
Responsable du projet	
Europe Dynamics Belgique S.A. (Belgique)	
Partenaires du projet	
<ul style="list-style-type: none"> • Operatori Sistemit Transmetimit OST (Albanie) • EMAX (Belgique) • CEZ Distribution Bulgaria AD (Bulgarie) • Elektroenergien Sistemen Operator EAD (Bulgarie) • Independent Bulgarian Energy Exchange EAD (Bulgarie) • Software Company Ltd. (Bulgarie) • Université technique de Sofia (Bulgarie) • Studio elektronike Rijeka d.o.o. (Croatie) • Cyprus Energy Regulator Authority (Chypre) • Electricity Authority of Cyprus (Chypre) • Cyprus Transmission System Operator (Chypre) • Université de Chypre (Chypre) • GE Energy Products France SNC (France) • Independent Power transmission Operator (Grèce) 	<ul style="list-style-type: none"> • Institut de la communication et des systèmes informatiques de l'Université technique nationale d'Athènes (Grèce) • Université de technologie et d'économie de Budapest (Hongrie) • VPP Energy Zrt (Hongrie) • Smart Wires Europe (Irlande) • Centro de Investigação em Energia REN-State Grid, S. A. (R&D NESTER) (Portugal) • C&G d.o.o. Ljubljana (Slovénie) • Elektro Ljubljana, d.d. (Slovénie) • JEMA Energy S.A. (Espagne) • Université Loyola Andalousie (Espagne) • Schneider Electric España SA (Espagne) • WING Computer Group SRL Abengoa Innovación S.A. (Espagne)
Coût du projet	
Coût du projet : 21,7 millions d'euros Rapport public-privé des montants investis : 17 millions d'euros (secteur public) et 4,7 millions d'euros (secteur privé)	

Programme gouvernemental : Appel de propositions d’Horizon 2020 LCE-04-2017 (démonstration de l’intégration du système énergétique avec des technologies de réseau intelligent de transport et de stockage avec une part croissante d’énergies renouvelables)
Emplacement du projet
Site de démonstration physique : contrôleur de poste électrique actif avec intégration de stockage à l’interface ESTE/ESD (Athienou, Chypre)
Site Web du projet
www.flexitranstore.eu [en anglais seulement]

Contexte

Les énergies renouvelables gagnent une part croissante des ressources utilisées pour la production d’électricité dans le monde. Elles présentent de nombreux avantages, dont la décarbonisation des réseaux, la sécurité énergétique à long terme et l’expansion de l’accès à l’énergie dans les pays en développement, en raison de la nature décentralisée des sources renouvelables. Cependant, le chemin vers une meilleure intégration des énergies renouvelables demeure semé d’embûches. Les obstacles comprennent leur production intermittente et imprévisible, la nécessité d’une intégration du stockage à grande échelle et la sous-évaluation de leurs services par le marché de l’énergie.

Selon le projet FLEXITRANSTORE, l’intégration de la flexibilité dans le réseau électrique européen serait la principale solution pour surmonter les obstacles susmentionnés et atteindre une pénétration plus élevée des SER. Sur le plan technique, il faudrait introduire de nouvelles technologies de réseau intelligent, ainsi que de nouvelles méthodes de contrôle et de stockage dans le réseau électrique existant. En ce qui concerne les solutions à mettre en œuvre au niveau du marché, de nouveaux plans opérationnels, acteurs et règles de marché faciliteront la valorisation des services de flexibilité offerts par les énergies renouvelables et permettront une augmentation des flux transfrontaliers.

Objectifs

- Faciliter l’évolution vers un réseau de transport paneuropéen caractérisé par des niveaux élevés de flexibilité et d’interconnexion
- Démontrer des applications de ressources flexibles qui atténuent les effets de la variabilité du réseau des SER

Description du projet

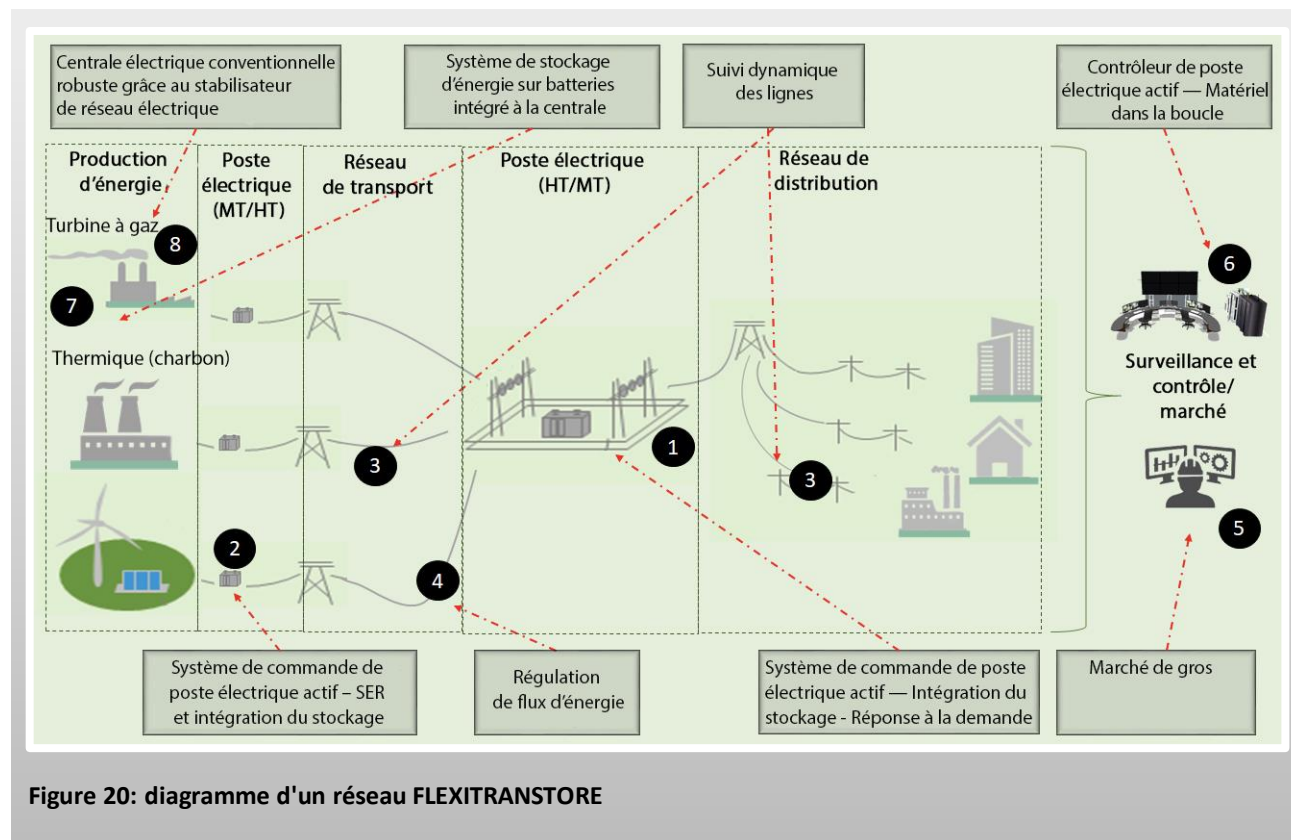
Le projet FLEXITRANSTORE vise à faciliter l’évolution vers un réseau de transport paneuropéen caractérisé par des niveaux élevés de flexibilité et d’interconnexion. Le réseau d’énergie flexible proposé comprend l’adaptation et l’intégration de technologies pour garantir que leur gestion s’appuie sur des applications de ressources flexibles qui atténuent les effets de la variabilité des SER sur le réseau. Le projet soutient l’avancement du marché intérieur européen, en se concentrant sur les technologies qui facilitent la mise en réseau des acteurs transfrontaliers et le commerce de l’énergie. Dans ce contexte, les objectifs stratégiques du projet ont été définis comme suit :

- Améliorer et accélérer l’intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques européens.
- Augmenter les flux d’électricité transfrontaliers au sein de l’Europe.

Pour améliorer la flexibilité du réseau énergétique, on utilise une gamme de TIC de pointe et des améliorations dans les mesures de contrôle, de manière à intégrer la gestion du stockage et de la demande.

Résultats du projet

- Intégration du stockage des SER : atténuer la volatilité des sources d'énergie renouvelable, en visant une compensation de leurs variabilité et ainsi permettre de les contrôler
- Dispositifs pour diminuer la congestion : réduire la congestion et exploiter la capacité restante du réseau
- Plateforme d'échanges : démontrer une plateforme de marché qui rémunère les services de flexibilité sur le marché de gros
- Génération conventionnelle flexible et stable : solutions adaptées aux centrales à turbines à gaz pour améliorer la stabilité des oscillations de basse fréquence et fournir plusieurs services, y compris la réponse en fréquence et la capacité de démarrage à froid.
- Flexibilité de la demande à la frontière ESTE-ESD : contrôleurs et stockage dans des batteries situés à la frontière ESTE-ESD



Leçons retenues

Reproductibilité : Des travaux sont en cours pour créer un marché de l'énergie libéralisé à Chypre. FLEXITRANSTORE peut s'inspirer de ce projet. Une fois mise en œuvre avec succès, l'approche du réseau chypriote pourra être considérée comme un point de départ pour une adaptation à l'échelle régionale et éventuellement paneuropéenne en vue de créer un seul marché intérieur de l'énergie en Europe.

Socioéconomie : La nouvelle approche comprendra la participation des consommateurs au marché. Les nouvelles technologies faciliteront une meilleure utilisation de l'énergie disponible, réduisant ainsi les coûts liés à l'exploitation et à la capacité. Le projet garantira que le réseau électrique de l'UE fonctionne sur un marché de gros, offrant aux consommateurs des prix concurrentiels et intégrant des sources renouvelables.

Environnement : En permettant une pénétration plus élevée des SER, le projet FLEXITRANSTORE contribuera à la réduction des émissions de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre.

Transformation du marché : Le projet FLEXITRANSTORE s'aligne à la feuille de route sur 10 ans en matière de recherche et d'innovation de la plateforme européenne de technologie et d'innovation sur les réseaux intelligents pour la transition énergétique (*ETIP SNET 10 Year R&I Roadmap*) et à la feuille de route en matière de recherche et d'innovation de 2017 à 2026 du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (*ENTSO-E R&I Roadmap 2017-2026*); de plus, le projet sera pertinent à la fois pour les participants existants et nouveaux du marché.

Politique : Le projet FLEXITRANSTORE fournira des recommandations politiques aux ESTE, aux ESD, aux organismes de réglementation des marchés, aux propriétaires de centrales électriques et aux autres acteurs de la chaîne de valeur énergétique.

3. DÉFIS ET POSSIBILITES

Cette section vise à aborder les principaux défis et possibilités liés à la modernisation du réseau d'électricité. Ces découvertes ont été résumées à partir des conclusions et des leçons retenues présentées dans la section précédente.

DES TECHNOLOGIES EN PLEINE ÉVOLUTION

Les mises à niveau de l'infrastructure physique du réseau font partie des défis et des possibilités les plus évidents associés à la modernisation du réseau électrique. La majeure partie de l'infrastructure du réseau électrique de tous les pays membres du G7 ayant contribué au présent rapport ont été installées il y a des dizaines d'années et ont été conçues pour un réseau d'électricité unidirectionnel. Cette architecture présente deux défis : (1) l'infrastructure physique est vieille de plusieurs décennies et doit être remise en état, et (2) sa conception d'origine ne répond plus aux besoins des réseaux électriques modernes (p. ex., charges nouvelles ou trafic bidirectionnel visant à intégrer efficacement une quantité croissante de ressources énergétiques décentralisées). Ainsi, il serait plus prudent sur le long terme de ne pas limiter les mises à niveau des infrastructures à une simple remise en état des technologies existantes, mais également de faire des ajouts à l'échelle de la conception du système qui contribueraient à faciliter la transition des pays vers les réseaux électriques de demain. Les applications novatrices des ressources énergétiques décentralisées, ou « solutions de remplacement sans ajout de capacité (Non-wires alternatives en anglais) », et la flexibilité qu'elles offrent peuvent contribuer à reporter les mises à niveau onéreuses de l'infrastructure du réseau et améliorer l'utilisation des installations existantes.

Pour maximiser l'intégration des ressources énergétiques décentralisées, il sera nécessaire de recourir à des mécanismes de contrôle et de coordination supplémentaires comme les centrales électriques virtuelles. Il est également possible d'utiliser les microréseaux afin d'améliorer la résilience. Les centrales électriques virtuelles et les microréseaux nécessitent tous deux la visibilité et le contrôle des ressources raccordées pour gérer efficacement l'électricité qui circule entre les ressources énergétiques décentralisées et les charges non flexibles. Des ressources comme les panneaux solaires connectés à des onduleurs intelligents, le stockage de l'énergie, les véhicules électriques et les charges flexibles permettent d'obtenir la visibilité et le contrôle souhaités et de fournir des services de réseau. Il est possible de recourir aux technologies pour exploiter le potentiel des ressources des réseaux existantes et pour créer des outils visant à maximiser leur potentiel de manière rentable.

L'électrification de divers secteurs présente également plusieurs défis et possibilités pour le réseau électrique. Par exemple, l'électrification des transports peut générer une demande importante lorsque plusieurs véhicules électriques se rechargent simultanément. Sans les capacités de contrôle adéquates, les installations du réseau pourraient être soumises à des contraintes élevées et surcharger le système sans avertissement. Des outils devraient être mis en place afin de bien intégrer les VE et d'optimiser le potentiel qu'ils offrent. Des concepts associés aux systèmes du véhicule au bâtiment (VaB) et du véhicule au réseau (VaR) sont actuellement à l'étude afin d'améliorer l'exploitation des bâtiments, des réseaux et des entités auxquels les VE sont intégrés (connexion du véhicule). Des essais portant sur des technologies et modèles opérationnels « véhicule au réseau » (VaR) démontrent que les secteurs énergétiques traditionnellement distincts les uns des autres (comme ceux de l'électricité et des transports) peuvent

être connectés pour maximiser l'utilisation économique de ces installations et contribuer à atteindre des objectifs tels que la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Au-delà des VE et du secteur des transports, l'électrification d'autres secteurs est aussi une possibilité pour le réseau électrique intelligent. Sur le plan de la conversion de l'électricité, l'hydrogène devrait être de plus en plus utilisé comme capacité de suivi de charge de la prochaine génération grâce à son potentiel de stockage de l'énergie à long terme, qui permet d'ajuster l'approvisionnement en fonction des saisons pour répondre à la demande.

La normalisation des technologies de l'information et de la communication permet de faciliter l'intégration de ressources énergétiques supplémentaires ainsi que la communication entre les réseaux intelligents au fil de leur expansion. Comme les éléments au sein du réseau interagissent les uns avec les autres, la normalisation de ces dispositifs et le partage des interfaces entre eux permettront de rationaliser l'intégration. De même, un important défi consiste à veiller à ce que les services des technologies de l'information soient suffisamment avancés pour entretenir ces vastes réseaux interconnectés. Parallèlement, il est nécessaire de continuer à assurer la sécurité physique et informatique du réseau à mesure qu'il devient plus dépendant des ressources énergétiques décentralisées et des technologies numériques, tout en reconnaissant l'importance de mettre au point des réseaux électriques fiables pour maintenir la croissance de l'économie et assurer la sécurité nationale.

COMPORTEMENTS DES CLIENTS

Les clients encouragent l'adoption de solutions commerciales et peu coûteuses pour la modernisation du réseau électrique. Ils jouent notamment un rôle plus actif dans le réseau électrique, et les services publics y répondent en élaborant des modèles de service axés sur le client. Les consommateurs proactifs investissent dans diverses ressources énergétiques décentralisées (p. ex., panneaux solaires photovoltaïques installés sur des toits, véhicules électriques) pour éviter les coûts d'énergie élevés ou pour jouer un rôle dans l'adoption de solutions réduisant les émissions de GES. Les services publics peuvent profiter du potentiel de flexibilité et de l'investissement des consommateurs proactifs dans les ressources énergétiques décentralisées en créant des outils pour les clients et en incitant ceux-ci à donner accès à leurs ressources, du côté client de leur compteur. Le déploiement de ces outils est une étape essentielle pour encourager les comportements des consommateurs proactifs et faciliter la modernisation du réseau électrique.

Par exemple, au Canada et aux États-Unis, la norme de données « Green Button » (Bouton vert) facilite ce type d'interactions en permettant aux clients de choisir entre différentes solutions logicielles offrant dans un format convivial un accès sûr et simplifié à leurs données énergétiques. En outre, la prestation d'une expérience client sans heurts accroît l'engagement des clients dans les nouveaux programmes d'efficacité énergétique. D'autres démonstrations de la norme Bouton vert effectuées en Europe et en Corée montrent comment elle peut être déployée à l'échelle internationale. Des outils peuvent donc être conçus et partagés en vue de créer une valeur ajoutée pour tous les clients en leur offrant un accès à des données structurées de façon universelle au-delà des limites des services publics. Des solutions énergétiques facilement accessibles, conviviales et adaptées aux services publics présentent des avantages pour les clients et pour l'environnement, tout en ouvrant de nouvelles possibilités d'amélioration de la fiabilité du réseau pour l'avenir. Il est également important que les services publics acquièrent une meilleure compréhension des différents types de services qu'ils peuvent offrir en matière de gestion active de la demande (p. ex., par l'entremise de projets comme UK DESIRE). Une meilleure compréhension des types de services et des exigences des clients vis-à-vis de leurs produits aboutira à des changements en matière de conception et de capacité des installations intelligentes comme les réservoirs à eau chaude et les batteries.

Étant donné que la flexibilité jouera un rôle crucial dans la conception des réseaux électriques de demain, les décideurs politiques devraient réfléchir à des façons de la récompenser à différents niveaux. Idéalement, les exploitants de réseau devraient être en mesure de tirer parti de la flexibilité des producteurs ou des consommateurs locaux (foyers équipés de panneaux solaires photovoltaïques, voitures électriques, systèmes de chauffage intelligents, etc.) et de leur permettre de participer activement au réseau énergétique. Les habitudes de consommation et de production de l'utilisateur final seraient mieux harmonisées avec les prix de gros de l'énergie, ce qui permettrait d'améliorer l'efficacité et, par extension, les coûts. Par exemple, le projet britannique Piclo-Flex recourt à des marchés en ligne pour permettre aux exploitants du réseau de distribution d'accéder à des ressources flexibles localisées et de renforcer la flexibilité et la décentralisation du réseau. Il est important que les exploitants du réseau de distribution fassent preuve de souplesse et d'adaptation, car ils joueront un rôle essentiel en équilibrant activement les réseaux intelligents locaux et en facilitant le déploiement de la production décentralisée, du stockage et des dispositifs intelligents. Dans le même temps, pour que ces systèmes d'échange soient une réussite, il est nécessaire de recourir à un large éventail de fournisseurs de gestion de la demande (batteries, services de commutation de charge, agrégateurs) qui auront tous des exigences différentes par rapport à la plateforme. De même, il pourrait être nécessaire de procéder à des mises à jour en matière de politiques et de réglementation pour réduire les obstacles, assurer l'ouverture et la transparence des marchés et permettre un déploiement rentable.

Une infrastructure de compteurs intelligents et avancés pourrait offrir aux services publics de nouvelles façons de collaborer avec les consommateurs en vue d'une meilleure gestion de la consommation. Par exemple, les compteurs intelligents peuvent jouer un rôle clé dans le déploiement de stratégies de gestion de la demande comme la tarification au compteur horaire ou d'autres structures de tarification dynamique. La facturation nette permet également aux clients de profiter du déploiement des compteurs intelligents pour devenir des consommateurs proactifs qui utilisent et produisent leur propre électricité. Cette relation en constante évolution entre les clients et les services publics nécessite la mise au point d'outils supplémentaires appuyés par des cadres stratégiques et réglementaires et des structures de marché bien conçues pour profiter de scénarios avantageux pour tous.

Des solutions transactionnelles entre pairs sont de plus en plus étudiées dans une perspective de démocratisation du système énergétique. Les clients recherchent des solutions de plus en plus interactives et de plus en plus numériques qui offrent davantage d'options. Pour déployer ces solutions, divers aspects doivent être examinés attentivement, comme la gestion des profils des clients, l'échange de données relativement aux enjeux de sécurité et la mise en œuvre de cadres économiques. Les solutions de ce type remettent en question le modèle actuel, dans lequel un fournisseur d'électricité détient un monopole, et proposent un modèle où les clients ont un plus grand contrôle sur leur service d'électricité.

DONNÉES

Les données sont essentielles pour mieux comprendre les moyens d'améliorer la gestion des ressources énergétiques. Des ensembles de données triées et structurées peuvent contribuer à la création ou l'amélioration des outils pour les clients et les services publics, afin d'aider ces derniers à optimiser l'utilisation de leurs installations tout en modernisant leur relation avec leurs clients. Dans divers secteurs, des concepts comme les mégadonnées et l'exploration de données sont envisagés, et le secteur de l'énergie peut lui aussi employer ces concepts dans le cadre de ses efforts de modernisation du réseau. Les services publics en particulier possèdent d'énormes ensembles de données provenant des systèmes de gestion des pannes, des systèmes d'automatisation de la distribution, des systèmes d'acquisition et de contrôle de données, de la gestion des installations et des systèmes de facturation qui peuvent être utilisés par une plateforme intégrée pour améliorer l'exploitation, la planification et les relations avec les

clients. Une infrastructure de réseau de transport et de distribution avancée peut recueillir des données pertinentes pour une plateforme intégrée pouvant comprendre des fonctions comme la gestion automatisée des charges flexibles des clients en situation de gestion de la demande. Pour les services publics, il s'agit d'une solution rentable, puisque les investissements effectués dans les charges flexibles ont déjà été effectués par les clients.

En déployant les canaux de communication appropriés pour accéder aux données pertinentes, des stratégies d'information peuvent être utilisées pour optimiser l'exploitation et la planification du réseau. Des techniques comme des modèles de contrôle prédictif et l'apprentissage basé sur l'IA peuvent être utilisées pour optimiser l'exploitation, la planification et l'entretien du réseau tout en tenant compte de divers paramètres dépendant de l'environnement, de l'économie, de l'état des ressources ou de facteurs humains.

Ces techniques peuvent aussi être utiles dans le cadre de mesures de sécurité informatiques ou physiques. La cybersécurité en particulier doit traiter les menaces volontaires (p. ex., virus et vols de données) et involontaires (p. ex., erreur humaine et risques environnementaux) lorsque la confidentialité, l'intégrité, la disponibilité et la responsabilité de données numériques sont vulnérables. L'interconnexion croissante recherchée afin d'intégrer des systèmes d'énergies décentralisées et variables accentue la vulnérabilité de la sécurité de notre énergie, qui pourrait être exploitée par des acteurs malveillants. La collaboration avec d'autres secteurs en matière de cybersécurité peut être envisagée afin que le réseau électrique intelligent soit bien outillé et protégé contre les attaques informatiques. En outre, la modernisation des règlements portant sur l'utilisation, le partage et la vulnérabilité des données sensibles doit être envisagée afin d'assurer la protection du public tout en ouvrant la voie aux nouvelles possibilités offertes par l'échange des données.

Au sein des réseaux électriques subsistent des défis cruciaux en matière d'intégration et d'interopérabilité, comme la collecte et la gestion durables et sécurisées des données. Dans tous ces domaines, le partage multilatéral des résultats, le transfert des connaissances ou même les collaborations en matière de recherche et d'innovation joueront un rôle important afin de nous aider à trouver des solutions pour nos futurs réseaux électriques.

COLLABORATIONS MULTILATÉRALES

Les collaborations et travaux communs mis en œuvre dans le cadre des initiatives internationales ont permis de relever des enjeux communs et des synergies possibles. Ce point est abordé plus en détail dans la première section du présent rapport. Toutefois, il devrait être explicitement reconnu comme un défi sur le plan de l'intégration géographique et technologique, mais aussi comme une possibilité en matière d'amélioration de l'efficacité et de partage des connaissances.

Parmi les exemples, on peut citer : l'approche nord-américaine relative aux efforts d'intégration des énergies renouvelables ayant abouti à l'étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables, une étude de trois ans visant à évaluer comment les trois pays peuvent réduire l'intensité des émissions de leurs sources d'approvisionnement en électricité, améliorer l'exploitation des interconnexions et appliquer des méthodes et des ensembles de données communs à l'échelle des trois pays; ainsi que les documents « Une énergie propre pour tous les Européens », qui fournit un cadre juridique pour un réseau électrique offrant une plus grande production d'énergies renouvelables décentralisées, une réponse à la demande et un équilibrage de l'électricité. Les documents « énergie propre » mettent particulièrement l'accent sur la réalisation d'investissement dans les réseaux, notamment dans les solutions intelligentes relatives aux réseaux, ainsi que sur la mise en œuvre d'une gestion novatrice du réseau par les exploitants des réseaux de transmission et de distribution, et sur la mise en place de meilleurs marchés et de meilleures plateformes visant à acquérir des services de flexibilité.

4. REMARQUES FINALES

Sous la présidence canadienne du G7 en 2018, les pays membres du G7 ont convenu de mettre en œuvre des mesures concrètes pour faire progresser la modernisation des réseaux électriques qui soutiennent la croissance économique, assurent la sécurité énergétique et améliorent la protection de l'environnement. Un moyen essentiel d'y parvenir consiste à investir dans des sources et technologies énergétiques plus propres, fiables et abordables. La mise au point de réseaux électriques efficaces, sûrs, durables et résilients qui offrent des possibilités à une grande diversité de travailleurs et d'industries est essentielle pour permettre aux pays d'effectuer leurs transitions énergétiques. Pour moderniser les systèmes énergétiques de demain, il est essentiel de promouvoir les innovations relatives aux technologies de réseaux électriques intelligents.

Ce rapport a rassemblé 18 études de cas provenant de tous les pays membres du G7 et de l'Union européenne. La valeur totale de ces projets s'élève à plus de 1,2 milliard de dollars américains en investissements publics et privés. Certains d'entre eux représentaient des travaux de recherche et développement, et d'autres présentaient des démonstrations et des déploiements de stades plus avancés qui abordaient le mélange de technologies et de modèles opérationnels éprouvés et émergents couvrant le processus de modernisation des réseaux électriques. Ces études abordaient également la topographie du réseau, du transport à la distribution à l'entrée et à la sortie des compteurs, et nombre d'entre elles constataient combien les lignes opérationnelles distinctes entre ces infrastructures sont devenues floues. Les défis et possibilités liés à la progression de la modernisation des réseaux électriques ont été reconnus concernant l'évolution des technologies, les comportements des clients, les collaborations multilatérales et la création de valeur ajoutée basée sur les données. Un tableau récapitulatif des études de cas est inclus dans l'Annexe du présent rapport.

Enfin, il est à noter que ce rapport et les études de cas qu'il comporte ont été rédigés avant le début de la pandémie de la COVID-19. Bien que les perspectives immédiates et à moyen terme des pays membres du G7 soient très certainement affectées par la reprise économique requise, les défis et possibilités abordés dans la section 3 resteront probablement pertinents, surtout sur le long et moyen terme. En outre, la poursuite de l'élaboration de projets de réseau intelligent peut jouer un rôle stratégique en contribuant à la reprise de l'économie.

GLOSSAIRE

Terme	Terme complet
AIE	Agence internationale de l'énergie
ANR	Agence nationale de la recherche
AREA	Arctic Renewable Energy Atlas
ARENA	Arctic Remote Energy Networks Academy Project
ARERA	Autorité réglementaire italienne pour l'énergie, les réseaux et l'environnement
BCUC	British Columbia Utilities Commission
BEIS	Ministère des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle
Bundesnetzagentur	Agence fédérale des réseaux
C.-B.	Colombie-Britannique
CA	Courant alternatif
Cadre pancanadien	Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques
CC	Courant continu
CCHT	Courant continu à haute tension
CEI	Commission électrotechnique internationale
CEM	Conférence ministérielle sur l'énergie propre
CEV	Centrale(s) électrique(s) virtuel(les)
CLMR	Consortium de laboratoires de modernisation du réseau
COP21	21 ^e Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)
COTS	Disponible sur le marché
DERMS	Système de gestion des ressources énergétiques décentralisées
DI1	Mission Innovation (MI) — Défi d'innovation n° 1 sur les réseaux électriques intelligents
DOE	Département de l'Énergie des États-Unis
EDL	Entreprise de distribution locale
EEG	Loi sur les sources d'énergie renouvelable
EERA	Alliance européenne de recherche dans le domaine de l'énergie
Énergie NB	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
ERD	Exploitant(s) de réseau de distribution
ERV	Énergie(s) renouvelable(s) variable(s)
ESD	Exploitant(s) du réseau de distribution
ESTE	Exploitant(s) du réseau de transport d'électricité
ETIP	Plateformes européennes de technologie et d'innovation
GAD	Gestion active de la demande
GES	Gaz à effet de serre

GIC	Gestion intelligente de la charge
GOFLEX	Generalized Operational Flexibility (Flexibilité opérationnelle généralisée)
Grid MYPP	Grid Modernization Multi-Year Program Plan
GWh	Gigawattheure
H2020	Programme Horizon 2020
IA	Intelligence artificielle
IdO	Internet des objets
IMA	Infrastructure de mesurage avancé
IMR	Initiative de modernisation du réseau
IPA	Interface de programmation d'application
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISGAN	Réseau international d'action sur les réseaux électriques intelligents
LCCIG	Ligne de courant continu à isolation gazeuse
LIG	Ligne à isolation gazeuse
MDE	Maîtrise de la demande en énergie
MI	Mission Innovation
MIE	Mécanisme pour l'interconnexion en Europe
MiSE	Ministère du Développement économique
MT	Moyenne tension
NABEG	Loi sur l'accélération de l'extension du réseau
NARIS	Étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables
NREL	Laboratoire national des énergies renouvelables
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
OpenFMB	Open Field Message Bus
PAN	Puglia Active Network
PCI	Projets européens d'intérêt commun
PCT	Programme(s) de collaboration technologique
PDDR	Plan décennal de développement du réseau
PIA (Programme d'investissements d'avenir)	Fonds national de l'innovation
Plan SET	Plan stratégique européen pour les technologies énergétiques
PNEC	Plan national en matière d'énergie et de climat
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PV	Photovoltaïque
R-D	Recherche et développement
R-D-D	Recherche, développement et démonstration
RdS	Fonds pour l'étude du réseau électrique
RECSI	Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité
RED	Ressources énergétiques décentralisées
REGRT-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité
R-I	Recherche et innovation

RIIO	Cadre de contrôle des prix Revenus = Incitatifs + Innovation + Produits
RNCan	Ressources naturelles Canada
RRCC	Recharge rapide à courant continu
RTE	Réseau de transport d'électricité
RTE-E	Réseaux transeuropéens d'énergie — Règlement en matière d'énergie
SEN	Stratégie énergétique nationale
SER	Sources d'énergie renouvelable
SETIS	Système d'information du plan SET
SGD	Système de gestion de la distribution
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)
SINTEG	Vitrines de l'énergie intelligente — Agenda numérique pour la transition énergétique
SNET	Réseaux intelligents pour la transition énergétique
SRC	Systèmes de renseignements des clients
TRG	Tarif(s) de rachat garantis
TWh	Térawattheures
UKRI	UK Research and Innovation
VaR	Véhicule au réseau
VE	Véhicule(s) électrique(s)
VEB	Véhicule électrique à batterie
VEH	Véhicule électrique hybride
VEHR	Véhicules électriques hybrides rechargeables
VEP	Véhicule fonctionnant à l'énergie propre

ANNEXE 1 — TABLEAU RÉCAPITULATIF DES ÉTUDES DE CAS

Étude n°	Titre de l'étude de cas	Pays	Type de projet	Segment du réseau d'électricité	Valeur du projet (millions \$ US)			Page
					Public	Privé	Total	
1	PowerShift Atlantique : démonstration du contrôle de la charge des clients des provinces maritimes pour l'intégration de l'énergie éolienne	Canada	Démonstration/projet pilote	De la production à la distribution	11,1	12,7	23,8	22
2	Projet d'infrastructure intelligente pour véhicules électriques de la Colombie-Britannique	Canada	Déploiement	Réseau de distribution	4,8	1,1	5,9	27
3	Favoriser l'autonomie du client des services publics numériques grâce à une plateforme de données ouvertes utilisant les données des compteurs intelligents	Canada	Démonstration/projet pilote	Réseau de distribution	S.O.	S.O.	S.O.	32
4	Smart Grid Vendée	France	Démonstration/projet pilote	Réseau de distribution	10,4	19,8	30,2	42
5	Postes intelligents	France	Démonstration/projet pilote	Réseau de transport/postes électriques secondaires	10,6	24,3	34,9	45
6	Lignes aériennes peu encombrantes « compactLine »	Allemagne	Démonstration/projet pilote	Réseau de transmission	2,0	1,4	3,4	53
7	Ligne de courant continu à isolation gazeuse (LCCIG)	Allemagne	R-D et essais	Réseau de transmission	12,6	13,1	25,7	58
8	Vitrine de l'énergie intelligente : Agenda numérique pour la transition énergétique (SINTEG)	Allemagne	R-D et essais	Transmission, réseaux de distribution et microréseaux éloignés	217,8	326,8	544,6	64
9	Puglia Active Network (PAN)	Italie	Déploiement	Réseau de distribution	92,6	92,6	185,2	73

Annexe 1 — Tableau récapitulatif des études de cas

Étude n°	Titre de l'étude de cas	Pays	Type de projet	Segment du réseau d'électricité	Valeur du projet (millions \$ US)			Page
					Public	Privé	Total	
10	Ricerca di Sistema (RdS) (Fonds pour l'étude du réseau électrique)	Italie	R-D et essais	Réseaux de transmission et de distribution, microréseaux	228,7	0	228,7	76
11	Projet de démonstration visant à développer les technologies des centrales électriques virtuelles et à concevoir des modèles opérationnels	Japon	Démonstration/projet pilote	Ressources énergétiques décentralisées, maîtrise de la demande en énergie	51,1	51,2	102,3	82
12	Piclo-Flex	Royaume-Uni	Démonstration/projet pilote	Réseau de distribution	1,2	0,3	1,5	92
13	Étude de cas n°13 — DESIRE (Domestic Energy Storage Integrating Renewable Energy) [Stockage de l'énergie résidentielle intégrant les énergies renouvelables]	Royaume-Uni	R-D et essais	Réseau de distribution	2,2	0,9	3,1	95
14	Programme des Îles intelligentes (Smart Islands Programme), Îles Scilly	Royaume-Uni	Démonstration/projet pilote	Réseau de distribution	14,7	2,7	17,4	99
15	CleanStart DERMS : résilience et restauration du réseau de distribution grâce aux ressources énergétiques décentralisées	États-Unis	Démonstration/projet pilote	Réseau de distribution	5,0	1,2	6,2	108
16	Augmenter la résilience du réseau de distribution à l'aide des ressources énergétiques décentralisées flexibles et d'installations de microréseaux offertes par OpenFMB	États-Unis	Déploiement	Réseau de distribution	6,0	1,2	7,2	114
17	Flexibilité opérationnelle généralisée (GOFLEX) pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de distribution	Union européenne	Démonstration/projet pilote	Transmission, distribution, exploitation du réseau	7,4	4,8	12,2	127

Annexe 1 — Tableau récapitulatif des études de cas

Étude n°	Titre de l'étude de cas	Pays	Type de projet	Segment du réseau d'électricité	Valeur du projet (millions \$ US)			Page
					Public	Privé	Total	
18	FLEXITRANSTORE, une plateforme intégrée pour une flexibilité accrue des réseaux de transport intelligents grâce à des entités de stockage et une pénétration importante des sources d'énergie renouvelable	Union européenne	Démonstration/projet pilote	Transmission, distribution, exploitation du réseau	18,5	5,1	23,6	130