C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DISTRICT DE MONTRÉAL **HQD - Demande d'autorisation du projet Lecture à distance Phases 2 et 3**

DOSSIER R-3863-2013

GRAME-I

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats inc.

En collaboration avec

Mme Valentina Poch,
Analyste pour le GRAME

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 13 mars 2014

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les enjeux abordés par le GRAME dans ses présentes observations, soit les compteurs intelligents.

Plus précisément, elle a travaillé à la rédaction des rapports du GRAME aux dossiers R-3579-2005 (Vigie compteurs avancés), R-3610-2006 (Vigie compteurs avancés), R-3644-2007 (Tarification dynamique et projet pilote), R-3677-2008 (Suivi Projet heure juste) et R-3740-2010 (Projet pilote heure juste-Résultats). Finalement elle a rédigé le rapport du GRAME portant sur la demande de compte de frais reportés au dossier R-3723-2010 et participé activement au dossier R-3770-2011, soit la phase I du projet d'investissement LAD.

RÉSUMÉ

Sections I et II

Tout d'abord le GRAME présente un sommaire des dossiers qui ont conduit au projet LAD afin d'éclairer la Régie sur le contexte général précurseur à ce projet, et sur les motifs qui ont servi de base de réflexion aux instances gouvernementales, de même qu'au tribunal administratif qu'est la Régie, pour inciter le Distributeur à étudier un tel projet d'investissement.

Dans son rapport, le GRAME démontre que lors de ses décisions portant sur les dossiers précurseurs (Projet Heure Juste) au projet LAD, la Régie s'intéresse au lien entre la tarification dynamique et les compteurs avancés, lien qu'elle maintiendra dans ses décisions subséquentes, que ce soit dans les décisions relatives aux Plans d'approvisionnement du Distributeur ou dans le cadre des causes tarifaires. Le GRAME fera ainsi la démonstration de ces liens.

En effet, depuis l'approbation des investissements du dossier R-3770-2011, soit le dossier LAD Phase I, d'autres enjeux ont refait surface pour les besoins de réduction des coûts liés aux approvisionnements à la pointe du réseau lors des dossiers tarifaires du Distributeur, de même que pour les besoins exprimés par la Régie lors de l'approbation des Plans d'approvisionnement, et cela, particulièrement en réseaux autonomes.

Par exemple, dans le cas des Plans d'approvisionnement en réseaux autonomes, bien que la Régie n'ait pas à approuver des investissements, la raison pour laquelle la Régie se positionne sur l'accélération de la mise en place de moyens pour réduire la demande à la pointe repose sur les coûts éventuels de ces réseaux, qu'elle cherche à réduire.

Il appert donc important de soumettre à la Régie les enjeux liés à l'extension des compteurs en réseaux autonomes que le Distributeur a annoncée au présent dossier et pour lequel la Régie prendra une décision à l'égard de ces investissements.

À cet égard, bien que la Régie n'ait pas à approuver des investissements additionnels pour les moyens de gestion de la demande, la raison pour laquelle la Régie peut donner une directive générale, une orientation, repose plutôt sur la démonstration faite par la Régie lors des plans d'approvisionnement, de l'existence de bénéfices économiques additionnels au projet LAD, bien que ces bénéfices économiques n'aient pas été quantifiés.

Compte tenu des investissements de plus de 1,5 Milliards consentis par la Régie au projet LAD pour les Phases 1, 2 et 3, il est tout désigné que la formation du dossier d'investissement pour les Phases 2 et 3, puisque ce dossier comprend le déploiement des compteurs avancés en réseaux autonomes, **recherche des moyens additionnels pour rentabiliser ces investissements et ce pour le bénéfice de l'intérêt public.**

Ainsi, dans ce cas précis, une harmonisation des décisions de la Régie serait souhaitable, bien que les raisons soient différentes, elles sont définitivement complémentaires.

Section III

Dans la section III, le GRAME aborde brièvement les fonctionnalités à l'intérieur et à l'extérieur du périmètre du projet LAD. Globalement, le GRAME souligne que plus de transparence de la part du Distributeur serait profitable à l'analyse du dossier en cours, mais constate que des travaux de recherches sont en cours visant l'amélioration de l'architecture des technologies de l'information et des télécommunications, de même que pour l'élaboration de stratégies en gestion de la demande, et cela, via le programme d'innovation réseau intelligent du Laboratoire des

technologies de l'énergie (LTÉ) entre 2012 et 2017 (Voir annexe I), ce qui s'inscrit à l'intérieur du scénario des demandes de la Régie pour le cas spécifique des réseaux autonomes. À cet égard, l'Institut de recherche, soit le Groupe technologie, estime une réduction de la consommation de 595 MW en période de pointe, bien qu'il ne soit pas précisé si cette réduction proviendrait du réseau intégré ou des réseaux autonomes, ou d'une combinaison des deux.

Section IV

Concernant l'approche réglementaire proposée par le Distributeur, le GRAME trouve opportun d'aller de l'avant pour les phases 2 et 3, notamment parce qu'elles comprennent le déploiement des technologies de mesurage avancé en réseaux autonomes.

Concernant le mode de suivi du projet proposé par le Distributeur, soit sa demande de présenter un suivi des résultats pour les phases 1, 2 et 3 du projet LAD, et cela, sans distinction des phases, le GRAME est d'avis qu'il est préférable de ne pas joindre les suivis de ces deux demandes distinctes d'investissements puisque d'une part la Régie dans sa décision D-2014-037 demande au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD, elle maintient **également le dépôt trimestriel du suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative, conformément à la décision D-2012-127** et que d'autre part, la Phase I sera pratiquement terminée au moment de la décision à rendre au présent dossier. Il est donc inutile et nuisible d'ajouter les coûts de la Phase I, à des phases de déploiement qui débutent.

Section V

Concernant la demande d'autoriser le Projet Lecture à distance – Phases 2 et 3, le GRAME est d'avis que les phases 2 et 3 devraient éventuellement être autorisées, dans le but notamment d'un déploiement de cette technologie en réseaux autonomes, mais que la Régie doit les autoriser conditionnellement, ou plus précisément mettre en vigueur son autorisation, si elle l'accordait au Distributeur, seulement après s'être assurée des points relevés par l'expert Finamore dans son rapport et qui sont présentées dans la section recommandations de son rapport en pages 35 et 36.

Le GRAME recommande à la Régie d'établir une liste (basée notamment sur les recommandations de l'expert Finamore) des enjeux que le Distributeur doit résoudre et compléter à la pleine satisfaction de la Régie, et cela, avant que l'autorisation de la Régie n'entre en vigueur.

TABLE DES MATIÈRES

MANDAT **3**

RÉSUMÉ **4**

I) MISE EN CONTEXTE DES OBJECTIFS À TERME DES COMPTEURS AVANCÉS .. **8**
Positionnements du GRAME 8
Dossiers précurseurs au projet LAD 8
Dossier R-3579-2005 (Vigie compteurs avancés) 8
R-3610-2006 (Vigie compteurs avancés) 9
R-3644-2007 (Tarification dynamique, projet pilote) 10
R-3677-2008 (Projet heure juste-suivi) 11
R-3740-2010 (Projet pilote heure juste-Résultats) 12
Positionnement du GRAME en Phase I / R-3770-2011 12
R-3854-2013, dossier tarifaire 12

II) EXTENSION DES COMPTEURS EN RÉSEAUX AUTONOMES **13**
Mise en contexte 13
Décisions de la Régie portant sur la gestion de la demande et les compteurs 13
Décision dossier R-3748-2010, D-2011-162 : Plan d'approvisionnement 13
Décision dossier R-3864-2013, D-2014-017, Plan d'approvisionnement 14
Décision dossier R-3854-2013, D-2014-037, tarifaire 15
Recommandations du GRAME 16

III) SUIVI DES FONCTIONNALITÉS **18**
Fonctionnalités à l'intérieur du périmètre du projet LAD 18
Fonctionnalités hors du périmètre initial du projet LAD 19

IV) APPROCHE RÉGLEMENTAIRE ET MODE DE SUIVI DU PROJET **22**
L'approche réglementaire 22
Mode de suivi du projet 22

V) DEMANDES D'APROBATION PHASES 2 ET 3, ET D'UN COMPTE D'ÉCARTS **24**
Demande à comptabiliser dans un compte d'écarts hors base de tarification 24
Demande d'autoriser le Projet Lecture à distance – Phases 2 et 3 24

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GRAME **25**

ANNEXE I : Hydro-Presse, no1 Janvier-février 2014, Vers un réseau plus intelligent, Innovation technologique, par Sandrine Brindejonc, pages 10 à 13 27

I) MISE EN CONTEXTE DES OBJECTIFS À TERME DES COMPTEURS AVANCÉS

Positionnements du GRAME

Cette section de la preuve énonce le positionnement du GRAME lors des dossiers précurseurs au projet LAD, dans lesquels il a énoncé son intérêt marqué et démontré sa position favorable pour le développement des technologies impliquant des compteurs dits «intelligents».

L'objectif est d'éclairer la Régie sur le contexte général précurseur à ce projet, et sur les motifs qui ont servi de base de réflexion aux instances gouvernementales, de même qu'au tribunal administratif qu'est la Régie, pour inciter le Distributeur à étudier un tel projet.

En résumé, le GRAME est favorable depuis 2005 au déploiement des technologies intelligentes de collectes de données, notamment en raison de possibilités d'intégration de fonctionnalités telles que celles de la tarification différenciée dans le temps et de la gestion de la demande.

Dossiers précurseurs au projet LAD

Dossier R-3579-2005 (Vigie compteurs avancés)

Dès 2005, le GRAME recommandait dans son rapport d'entamer une évaluation chiffrée de trois volets du potentiel **économique, social et environnemental** qui consiste en l'installation de compteurs avancés au sein de la société québécoise. Plus concrètement, le GRAME recommandait une analyse des différentes options technologiques disponibles et la mise en place d'un projet pilote, notamment afin de tester la mise en place de compteurs avancés multifonctionnels (Gaz, eau et électricité).[1] L'objectif du projet pilote était de faire en sorte que soit intégré à un éventuel investissement, un ensemble de bénéfices pour la clientèle du Distributeur et que cet investissement soit réalisé dans un objectif de développement durable.

Il est intéressant de constater à postériori que la Régie énonce et s'intéresse au lien entre la tarification dynamique et les compteurs avancés, lien qu'elle maintiendra dans ses décisions subséquentes, que ce soit dans ses décisions relatives aux Plans d'approvisionnement du Distributeur ou dans le cadre des investissements lors des projets pilotes précurseurs au projet LAD.

> ***R-3579-2005, décision D-2006-34, page 89***
>
> *La Régie lui demande de poursuivre sa vigie sur les compteurs intelligents et d'en rendre compte annuellement lors des prochains dossiers tarifaires. La Régie est particulièrement intéressée par les résultats de l'expérience ontarienne et par l'impact de la politique américaine* ***en ce qui a trait à l'obligation pour les distributeurs d'offrir des options de tarification dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs qui en font la demande.***

[1] Dossier R-3579-2005, GRAME-2, document 1, pages 44 et 45

R-3610-2006 (Vigie compteurs avancés)[2]

Au dossier R-3610-2006, le GRAME commentait la vigie sur les compteurs avancés déposée par le Distributeur à la demande de la Régie. Dans ce rapport, le GRAME constatait qu'outre la réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenu, il est possible de réduire les coûts d'approvisionnement via la gestion de la demande et donc éventuellement de réduire la facture de la clientèle, créant ainsi une valeur ajoutée à la fois pour le client et pour le distributeur.

Le GRAME indiquait que parmi les avantages, se retrouve la possibilité d'une amélioration de la gestion des actifs, notamment du cycle de vie des équipements et des systèmes, des processus de recouvrement pour non-paiement et des vols d'électricité, de la prévision de la charge et de la fiabilité de la planification de la capacité du réseau. Le GRAME indiquait que d'autres avantages sont aussi associés à cette mesure, soit la détection en temps réel des pannes, de même que la gestion planifiée directe ou indirecte de la demande.

Le GRAME indiquait que pour arriver à tirer avantage d'une telle technologie, particulièrement pour la gestion planifiée de la demande, la tarification différenciée devrait faire également partie du concept, y être intégrée, de même qu'inciter suffisamment les consommateurs à modifier leurs comportements. Ainsi, le GRAME recommandait la mise en place d'un projet pilote portant sur la tarification différenciée pour procéder à une l'analyse du modèle économique d'élasticité aux prix.

Par ailleurs, dans sa Stratégie énergétique 2006-2015, le Gouvernement du Québec demandait à Hydro-Québec d'implanter progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage.

> *"Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro- Québec* ***implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage****. Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs."*(Notre surligné)
>
> Référence : Gouvernement du Québec, L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 57

En conclusion de ce dossier, le GRAME demandait à la Régie d'orienter le débat vers le développement d'une tarification différenciée « *selon la saison et l'heure d'usage* ».

À cet égard, la Régie énonçait dans sa décision subséquente que *le signal de prix est un des véhicules les plus efficaces pour inciter des comportements optimaux de la part des consommateurs en matière de consommation d'énergie* et que *La correction des structures tarifaires en ce sens est donc une priorité pour la Régie.*[3] De plus, la Régie se déclare *intéressée par la tarification dynamique qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence*.[4]

R-3610-2006, D-2007-012, p 79 et 80, 6. STRUCTURES TARIFAIRES

> *Par ailleurs, dans le cadre de la stratégie énergétique, le Distributeur doit soumettre à la Régie des propositions de changements de structures tarifaires. Cette stratégie énonce, notamment, les pistes d'orientations suivantes :* ***tarification selon la saison et l'heure****,*

[2] R-3610-2006, C-8-4 GRAME
[3] R-3610-2006, D-2007-012, p 79 et 80
[4] R-3610-2006, D-2007-012, 84

révision du nombre de paliers et du seuil de 30 kWh par jour, et cela, sans modifier le revenu global de la société d'État.

La Régie est d'avis que ***le signal de prix est un des véhicules les plus efficaces pour inciter des comportements optimaux de la part des consommateurs en matière de consommation d'énergie. La correction des structures tarifaires en ce sens est donc une priorité pour la Régie.*** *La présente décision traduit cet objectif et s'inscrit en continuité avec la décision du dossier tarifaire précédent.* (Nos surlignés)

R-3610-2006, D-2007-012, p. 83 et 84, Compteurs avancés et tarification dynamique

La Régie prend acte du rapport du Distributeur sur les compteurs avancés. Elle considère qu'à partir du prochain dossier tarifaire, cette vigie devra alimenter sa réflexion sur la révision des structures tarifaires afin de refléter les coûts marginaux de long terme et faire partie du rapport à être déposé.

(…)

La Régie est intéressée par la ***tarification dynamique qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence.*** *Elle invite le Distributeur à tenir compte, dans la conception de ce projet, de la proposition de tarification dynamique annoncée pour le prochain dossier tarifaire.*

R-3644-2007 (Tarification dynamique, projet pilote)

R-3644-2007, C-7-4, GRAME, Rapport sur la tarification dynamique associée à la technologie des compteurs avancés, pages 10 à 13

Au dossier R-3644-2007, le GRAME insistait sur l'un des objectifs de l'implantation des compteurs avancés, soit la gestion de la demande par le biais d'une tarification dynamique, considérant notamment l'applicabilité d'une tarification saisonnière dans un contexte québécois. Dans ce dossier, le GRAME faisait état des résultats très prometteurs obtenus au projet pilote de BC Hydro, dans lequel une réduction réelle de la consommation de l'ordre de 7,6 % durant la période de pointe en hiver a été observée, de même que le transfert d'usage à des périodes en dehors des heures de pointes a été plus importante, soit de l'ordre de 11,5 % à 15,9 %.

Le concept de tarification dynamique implique la notion de bon signal de prix. Le GRAME faisait alors ressortir l'importance de bien évaluer les incitatifs financiers proposés aux consommateurs et citait en exemple le propos de l'Institut Howe à l'égard des incitatifs: « ..doit être suffisamment intéressant pour favoriser le changement de comportement, puisque l'inertie des consommateurs est l'un des obstacles à la réussite d'une telle mesure »[5]. Cette analyse[6] rapporte principalement que **l'élasticité à la substitution de la consommation d'énergie d'une période à une autre dépend, outre notamment des variables climatiques, de l'incitatif financier proposé au consommateur**. En conséquence, le GRAME proposait comme paramètre du projet heure juste un écart supérieur à 1,5 ¢/kWh entre la pointe et l'hors pointe

[5] Dossier R-3610-2006, Mémoire du GRAME C-8-4, page 7

[6] Preventing Electrical Shocks, What Ontario – And Other Provinces – Should learn about smart metering, C.D. Howe Institute Commentary, N. 210, April 2005, ISSN 0824-8001, by Ahmad Faruqui and Stephen S. George, 20 pages.

Par ailleurs, dans sa décision subséquente, la Régie indiquait qu'un tarif qui comporte un écart de prix pointe/hors pointe plus important peut inciter davantage à modifier de manière durable les habitudes de consommation, ce qui est souhaitable au plan de l'intérêt public.

Décision D-2008-024, pages 104 et 105

> *Décision : La Régie autorise le Distributeur à mener à terme le projet de TDT.*
>
> *Néanmoins, la Régie considère que certaines modifications doivent être apportées au projet pilote pour améliorer les résultats.*
>
> *(…)*
>
> *Tout d'abord, la Régie estime* ***que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe*** *retenu pour structurer les tarifs DA et DB* ***envoie un signal de prix insuffisant pour amener un changement de comportement durable****.*
>
> *Décision : La Régie demande au Distributeur d'utiliser la version alternative du tarif DB soumise en réponse à une question de la Régie. Ce tarif présente un écart de 2,2 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe en hiver.*
>
> ***La Régie est d'avis qu'un tarif qui comporte un écart de prix pointe/hors pointe plus important peut inciter davantage les clients résidentiels à modifier de manière durable leurs habitudes de consommation, ce qui est souhaitable au plan de l'intérêt public.***

R-3677-2008 (Projet heure juste-suivi)

R-3677-2008, GRAME C-3-3, Mémoire du GRAME sur la tarification.

Projet tarifaire Heure Juste

Dans ce dossier, le Distributeur présente le projet heure juste pour approbation. Sans entrer dans les détails, le Distributeur demande à maintenir l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe, sauf en hiver. De l'avis du GRAME cet écart sera insuffisant pour résulter un changement de comportement et une réduction de consommation ou à un transfert de l'usage d'une période de pointe vers un période hors pointe.

Dans ce dossier, le GRAME prétendait que si l'écart entre la pointe et le hors pointe n'était pas modifié, le Distributeur verrait les résultats de son projet pilote amputés d'un signal de prix adéquat qui s'avérerait insuffisant pour inciter un changement comportemental, tel que le soutient la Régie dans sa décision D-2008-024. Le GRAME prédisait ainsi que ce projet se dirige vers un échec et ne pourra pas démontrer de résultats positifs.

La Régie n'intervient pas à ce stade-ci du projet pilote, mais demande plutôt un suivi des résultats du projet tarifaire Heure Juste.

D-2009-016, 5.4 Projet tarifaire heure juste

> *La Régie prend note du suivi du projet tarifaire Heure Juste présenté par le Distributeur. Elle lui demande de déposer une mise à jour de ce suivi, lors du prochain dossier tarifaire, qui comportera notamment, les résultats disponibles à ce moment.*

R-3740-2010 *(Projet pilote heure juste-Résultats)*

R-3740-2010, GRAME C-10-5 (Résumé)

Concernant les résultats du projet Heure Juste, le GRAME concluait que la structure même des tarifs qui ont été analysés ne permettait pas de mesurer l'élasticité de la demande au prix en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec. Cet objectif aurait pu être atteint en comparant un tarif ayant un écart plus important entre *les prix en pointe et hors pointe* avec un tarif ayant un écart moins important. De plus, les résultats du projet pilote, quoi qu'ils s'avèrent positifs en de nombreux points, notamment par des résultats significatifs en termes de réduction de la consommation de 6% en pointe pour le tarif Réso +, ne permettent pas de conclure sur l'impact de la température sur les changements comportementaux lorsqu'un tarif différencié est utilisé.

Positionnement du GRAME en Phase I / R-3770-2011

Sans entrer dans les détails de l'analyse fournie par le GRAME, et notamment son expert M. Finamore, la question des bénéfices pour la clientèle, de même que toute la question de la gestion de la demande préoccupait le GRAME, alors que précisément le projet de compteurs avancés visait notamment la mise en place d'outils pour améliorer la gestion de la demande en puissance en réseau intégré, de même qu'en réseaux autonomes, et cela, grâce notamment aux options tarifaires, comme la tarification différenciée dans le temps (TDT). En effet, selon le projet déposé par le Distributeur, aucun bénéfice additionnel ne serait ajouté, tant que l'ensemble du déploiement prévu en 3 phases ne soit terminé en 2017 (Date prévue à ce moment-là pour la fin du déploiement des phases 1, 2 et 3). La gestion de la demande étant liée aux tarifs, rien n'était prévu au dossier LAD pour la mise en place d'une TDT, bien que de nombreux efforts et investissements aient été menés avec le projet pilote heure-juste.

Ceci étant dit, le GRAME se déclarait définitivement favorable à ce qu'un tel projet voit le jour au Québec, bien que peu de bénéfices soient offerts à la clientèle en matière de gestion efficiente de la consommation et que le Distributeur ne comptait pas à ce moment-là déployer les compteurs avancés en réseaux autonomes.

R-3854-2013, dossier tarifaire

Plus récemment, au dossier tarifaire du Distributeur, le GRAME présentait des exemples de plateformes interactives impliquant les compteurs de nouvelle génération et la gestion de la consommation qui se font sur d'autres territoires - notamment l'obtention de crédit pour la clientèle réduisant leur consommation en période de pointe. Le GRAME était d'avis qu'une telle plateforme est un moyen pour la clientèle de mieux gérer leur consommation en pointe et de constater les bénéfices des compteurs de nouvelle génération sur leur facture d'électricité tout en favorisant une meilleure acceptabilité sociale des compteurs de nouvelle génération

Cependant, depuis le dossier de 2011, d'autres enjeux ont fait surface pour les besoins de réduction des coûts liés aux approvisionnements à la pointe du réseau lors des dossiers tarifaires du Distributeur, de même que pour les besoins exprimés par la Régie lors de l'approbation des Plans d'approvisionnement, et cela, particulièrement en réseaux autonomes.

Il appert donc important de soumettre à la Régie les enjeux liés à l'extension des compteurs en réseaux autonomes que le Distributeur a annoncée au présent dossier et pour lequel la Régie prendra une décision à l'égard des investissements.

II) EXTENSION DES COMPTEURS EN RÉSEAUX AUTONOMES

Mise en contexte

De l'avis du GRAME, des liens sont nécessaires entre les besoins du Plan d'approvisionnement et les projets d'investissements déposés devant la Régie. Les investissements du Distributeur doivent permettre d'atteindre les objectifs globaux statués par la Régie de l'énergie dans le cadre de l'examen de ces plans.

Ainsi, le cas des réseaux autonomes est particulier, puisqu'il a fait l'objet de plusieurs directives précédentes de la part de la Régie concernant la réduction de la demande à la pointe, donc concernant la recherche de moyens pour la réduire.

Au présent dossier, le GRAME note que la Régie s'intéresse également au cas des réseaux autonomes, et cela, par les questions qu'elle adresse au Distributeur.

Bien que la Régie n'ait pas à se positionner directement sur des ajouts de fonctionnalités pour les réseaux autonomes, puisqu'ils ne sont pas prévus dans les budgets à y être autorisés, le GRAME est d'avis que la Régie peut se positionner, en continuité avec ses décisions antérieures, et ainsi faire ses recommandations concernant les orientations générales à venir pour le cas spécifique des investissements en réseaux autonomes. Et c'est le sens que donne le GRAME à la section suivante.

Décisions de la Régie portant sur la gestion de la demande et les compteurs

Décision dossier R-3748-2010, D-2011-162 : Plan d'approvisionnement

Par exemple, au dossier R-3748-2010, la Régie précisait que «La prévision des besoins d'électricité du Distributeur tient compte de l'impact des économies d'énergie et de puissance.» (D-2011-162, R-3748-2010, page 44-45, par. 132).

Au paragraphe 133, la Régie écrit ceci :

> [133] *Le Distributeur compte sur trois moyens de gestion de la pointe : l'option d'électricité interruptible (850 MW), l'abaissement de tension (250 MW) et la gestion de la consommation.*

Concernant la gestion de la demande, la décision de la Régie constate le lien entre l'offre d'options en gestion de la consommation du Distributeur et le projet LAD, tout en indiquant que peu de mesures tangibles ont été introduites dans les stratégies d'approvisionnement.

> ***3.2.4 GESTION DE LA CONSOMMATION***
>
> *[154] Le Distributeur indique qu'il poursuit ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en matière de gestion de la consommation. Entre autres, le projet de Lecture à distance (LAD) permettra au Distributeur de qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et de développer l'offre d'options en gestion de la consommation. Le Distributeur indique qu'il serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des*

accessoires et des mesures de type comportemental. Par ailleurs, il poursuit ses activités de vigie et de prospection en gestion de la consommation. (Notre souligné)

[155] La Régie constate, à cet égard, que le Distributeur ne prend que peu ou pas d'engagements sur des mesures tangibles de gestion de la consommation et que ces dernières ne sont que faiblement représentées dans ses stratégies d'approvisionnement.

[159] ***La Régie demande au Distributeur d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation, pour tous les secteurs, et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012 du Plan. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ, devra y être distingué et quantifié.*** *(Notre souligné)*

Il est clair que la Régie lance un message direct pour l'amélioration des résultats en gestion de la consommation, et cela depuis 2010.

Décision dossier R-3864-2013, D-2014-017, Plan d'approvisionnement

Dans sa décision D-2014-017, la Régie énonce :

[33] *Dans sa décision procédurale D-2013-183, la Régie a rappelé que le Plan était le forum approprié pour discuter des stratégies générales et du potentiel d'un portefeuille de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande. De plus, aux paragraphes 159 et 160 de la décision D-2011-1626, la Régie a demandé au Distributeur de quantifier, à partir du potentiel technico-économique de la gestion de la consommation, son objectif de réduction de la pointe en référant, entre autres, aux compteurs de nouvelle génération (projet de lecture à distance (LAD)).* (Notre souligné)

[34] *Ainsi, même si le Distributeur* ***ne prévoit pas de nouvelles options tarifaires avant la fin du déploiement des compteurs en 2018****,* ***il est opportun d'examiner les possibilités offertes par les compteurs de nouvelle génération dans le présent Plan****, dont l'horizon s'étend jusqu'en 2023. Il y a d'abord lieu de s'interroger sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs. Par la suite, même si la Régie en venait à la conclusion qu'il serait préférable d'attendre que tous les compteurs soient installés avant de mettre en place des mesures, il y a lieu, dès à présent, de connaître les intentions du Distributeur quant à leur utilisation en lien avec la gestion de la pointe et l'efficacité énergétique.* (Notre surlignée)

La possibilité d'utiliser les compteurs de nouvelle génération en réseaux autonomes pour le déploiement de nouvelles options tarifaires est en lien directement avec la gestion de la pointe, l'efficacité énergétique. **Il semble également possible que la Régie puisse statuer au dossier portant sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023 sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs**.

Sans entrer dans les détails des raisons (qui peuvent être consultées dans les dossiers correspondants) pour lesquelles la Régie s'intéresse aux possibilités des compteurs nouvelle génération, il faut comprendre des décisions de la Régie qui concernent les Plans d'approvisionnement qu'un grand nombre de réseaux autonomes alimentés par des centrales thermiques auront besoin à brève échéances d'ajouts de puissance, comportant des coûts significatifs.

Pour ces raisons, la Régie lance un message qu'il ne faut plus attendre pour trouver des solutions à l'augmentation de la demande à la pointe de ces réseaux. Par conséquent, les outils qu'offre la

gestion de la demande grâce aux compteurs de nouvelle génération permettraient de réduire les besoins de la pointe de ces réseaux et de reporter les investissements qui seraient requis.

Décision dossier R-3854-2013, D-2014-037, tarifaire

La Régie est consistante et cohérente dans ses décisions, que ce soit pour le cas de l'approbation des Plans d'approvisionnement ou de ses préoccupations à l'égard de l'approbation des revenus requis pour rencontrer les coûts relatifs à la fourniture lors de l'étude des dossiers tarifaires. Les mesures de gestion de la demande à la pointe sont certes un élément d'importance pour la Régie, que cela soit pour le réseau intégré, ou les réseaux autonomes.

> [475] La Régie est préoccupée par le faible niveau du budget de 2 M$ consacré aux programmes de gestion de la demande à la pointe. Ce budget ne reflète pas l'importance que le Distributeur indique accorder à cet enjeu.
>
> [476] ***Compte tenu que le programme de gestion de la demande en puissance contribue à réduire les tarifs, la Régie invite le Distributeur à développer des mesures performantes et à présenter un budget en conséquence dans son PGEÉ 2015.***

La Régie est également consistante et cohérente dans ses décisions concernant les réseaux autonomes. À titre d'exemple, dans sa décision tarifaire au dossier R-3854-2013, la Régie juge incomplète l'analyse du Distributeur pour les RA à propos du **potentiel de gestion de la demande à la pointe, liée notamment à la présence de chauffage d'appoint.**[7]

> **13.7 POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES**
>
> [505] *À propos du PTÉ d'économies d'énergie au Nunavik, le Distributeur indique que « [c]e territoire présente un profil de consommation de chauffage des locaux et de l'eau entièrement au mazout et le potentiel électrique se retrouve donc exclusivement dans les usages d'éclairage, des électroménagers et des produits électroniques ». Il ajoute que dans les réseaux où le chauffage TAÉ est absent, le potentiel en gestion de la demande en puissance est beaucoup plus limité, puisqu'il ne vise que l'éclairage, les électroménagers et les produits électroniques.*
>
> [506] *Or, la preuve est à l'effet qu'il existe une problématique d'usage du chauffage électrique d'appoint qui contribue de manière significative à la pointe des RA en hiver. La Régie traite de ce sujet dans la section 18.5 de la présente décision.*
>
> [507] *La Régie juge incomplète l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique présentée par le Distributeur pour les RA, notamment au niveau du* ***potentiel de gestion de la demande à la pointe.*** *Elle considère qu'il est nécessaire d'avoir un portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome en fonction de constats réels sur le terrain. Cette identification nécessite une approche globale d'évaluation de la situation, réseau par réseau.*

[7] D-2014-037, par. 507

Toujours dans cette décision D-2014-037, la Régie indique que d'un point de vue tarifaire, le Distributeur doit clarifier ses objectifs et ajuster son offre de programmes de mesures et de tarifs en visant une utilisation optimale de l'énergie dans les RA.[8]

Plus précisément, la Régie indique que le Distributeur doit présenter dès le dossier tarifaire 2015-2016, ***une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018*, et cela, en lien avec les problématiques de chauffage d'appoint, qui ont été également reconnues au plan d'approvisionnement par la Régie.[9]**

> **18.5 MISE À JOUR DE LA TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53E PARALLÈLE**
>
> [758] *La Régie considère qu'il ne dépend pas seulement des clients du Nunavik de mettre en place, de leur côté, des mesures visant à ajuster leur consommation et à réduire l'impact du taux de la 2e tranche des tarifs résidentiels sur leur facture d'électricité, mais que le Distributeur doit également clarifier ses objectifs et ajuster son offre de programmes, de mesures et de tarifs, en visant une utilisation optimale de l'énergie dans les RA au nord du 53e parallèle.* (Notre souligné)
>
> [759] ***La Régie approuve la stratégie de mise à jour des tarifs applicables au nord du 53e parallèle proposée par le Distributeur. Elle accepte le report de la mise en application de la hausse graduelle du tarif de la 2e tranche des tarifs résidentiels au 1er avril 2015.***
>
> [762] ***Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.*** (Notre souligné)

En ce sens, la Régie est cohérente dans ces décisions et elle oriente le débat afin que soient développés des moyens en gestion de la demande en réseaux autonomes avec l'utilisation des compteurs de nouvelle génération.

Recommandations du GRAME

Nous avons constaté le rôle de la Régie lors de l'approbation des plans d'approvisionnement, puis le rôle de la Régie lors des dossiers tarifaires à l'égard de la nouvelle technologie des compteurs de nouvelle génération.

Par exemple, dans le cas des Plans d'approvisionnement en réseaux autonomes, bien que la Régie n'ait pas à approuver des investissements, la raison pour laquelle la Régie se positionne sur l'accélération de la mise en place de moyens pour réduire la demande à la pointe **repose sur les coûts éventuels de ces réseaux, qu'elle cherche à réduire**.

[8] D-2014-037, par. 758
[9] D-2014-037, par. 762

Au présent dossier, bien que la Régie n'ait pas à approuver des investissements additionnels pour les moyens de gestion de la demande, la raison pour laquelle la Régie peut se positionner, ne repose pas sur les coûts éventuels des réseaux autonomes comme au plan d'approvisionnement, mais plutôt sur la démonstration faite par la Régie lors des plans d'approvisionnement, de l'existence de **bénéfices économiques additionnels au projet LAD, bien que ces bénéfices économiques n'aient pas été quantifiés.**

Compte tenu des investissements de plus de 1,5 Milliards liés au projet LAD pour les Phases 1, 2 et 3, il est tout désigné que la Régie, lors de son analyse de la demande d'approbation de cette demande d'investissements recherche des moyens additionnels pour rentabiliser ces investissements et ce pour le bénéfice de l'intérêt public qu'elle représente.

Ainsi, dans ce cas précis, une harmonisation des décisions de la Régie serait souhaitable, bien que les raisons soient différentes, elles sont définitivement complémentaires.

> Référence : R-3863-2013, B-0023, Réponse à la demande no. 1 de la Régie., RDDR 3.1
>
> 3.1 Veuillez préciser l'échéancier prévu de déploiement du projet LAD pour chacun des réseaux autonomes, en plus des Îles-de-la-Madeleine.
>
> **Réponse :** ***Le déploiement de tous les réseaux autonomes est planifié actuellement en parallèle de juin à octobre 2017 afin de profiter des conditions météorologiques favorables à l'installation des compteurs. Le Distributeur rappelle que la stratégie de déploiement vise d'abord à installer les compteurs dans des zones où les gains d'efficience sont les plus élevés.***

Par conséquent

Considérant le déploiement planifié de juin à octobre 2017.[10]

Considérant la demande au Distributeur par la Régie de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD devant être déployée dans les réseaux autonomes vers 2018.[11]

Considérant que la réduction du déficit prévu de 202,3 M$ [12] en 2014 en réseaux autonomes est toute désignée comme un bénéfice économique éventuel concret pour le projet LAD.

Le GRAME est d'avis que la Régie, dans ce cas particulier, peut se positionner et harmoniser sa décision avec ses décisions antérieures, et cela, afin de s'assurer d'un bénéfice économique accru au projet LAD.

Ainsi, la Régie peut, dans le cadre de son mandat, s'assurer que les investissements qu'elle approuvera pour le cas des réseaux autonomes permettent de supporter, à terme, donc lors du déploiement en 2017, les besoins exprimés par la Régie pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023 et la demande faite par la Régie à l'égard de la gestion de la consommation lors de sa décision au dossier tarifaire R-3854-2013.

Subsidiairement, si la technologie actuellement prévue n'est pas complète pour permettre de supporter ces besoins, le GRAME recommande à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'il

[10] R-3863-2013, B-0023, Réponse à la demande no. 1 de la Régie., RDDR 3.1
[11] R-3854-2013, D-2014-037, par. [762]
[12] R-3854-2013, pièce B-0012, p. 7

s'emploie à étudier des moyens pour compléter son offre, et cela, d'ici juin 2017 (juin à octobre 2017), date à laquelle il planifie le déploiement de LAD dans tous les réseaux autonomes.

Dans ce cas, le GRAME recommande à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'il devra revenir devant la Régie pour ajuster, au besoin, sa demande d'investissement, dans le cas où les coûts seraient plus élevés, que cela soit via un dossier d'investissement ou lors d'une cause tarifaire, selon le cas.

III) SUIVI DES FONCTIONNALITÉS

Fonctionnalités à l'intérieur du périmètre du projet LAD

En lien avec le suivi des fonctionnalités à l'intérieur du périmètre du projet LAD, le GRAME constate que des changements ont été inscrits dans le Tableau 6. Changements qui modifient les attentes du GRAME concernant la fonctionnalité Emménagement / déménagement facilités, puisque la description incluait le branchement et débranchement à distance dès 2012 lors de la présentation du 19 mars 2012.

Contribution LAD dès 2012

ALIMENTER L'AVENIR

	Contribution de l'IMA d'Hydro-Québec Distribution		Autres projets IMA
	Fonctionnalités IMA associées	Echéancier	Mis en œuvre ?
Facturation sur relevé réel	Lecture à distance	Dès 2012	Toujours
Emménagement / Déménagement facilités	Lecture à distance, branchement et débranchement	Dès 2012	Souvent
Efficience des processus relève et recouvrement	Lecture à distance, branchement et débranchement	Dès 2012	Souvent
Gestion des pannes et des interruptions		Dès 2012	
> Signalement des pannes et des réalimentations	« Last gasp » du compteur		Souvent
> Localisation des pannes et scénario de rétablissement	Données GPS du compteur et information sur la réalimentation		Parfois
> Infos pannes et interruptions	« Ping » des compteurs		Parfois
Prévision de la demande	Profils de consommation	Dès 2012	Souvent

Référence : R-3770-2011, Présentation, B-098, page 15

En suivi du statut d'avancement des fonctionnalités décrites au Tableau 6, le Distributeur indique que l'emménagement/déménagement facilités est réalisé et que sa date de mise en œuvre est 2013, alors qu'il ressort de la rencontre du 14 février 2014 que tel n'est pas le cas et que le processus commercial n'est pas complété pour la clientèle résidentielle.

TABLEAU 6 : STATUT D'AVANCEMENT DES FONCTIONNALITÉS

	Fonctionnalités présentées*	Date prévue*	Statut	Date de mise en œuvre
Dans le périmètre du projet	Facturation sur relevé réel	2012	Réalisé	2012
	Emménagements/déménagements facilités	2012	Réalisé	2013
	Efficience des processus relève et recouvrement	2012	En cours	2014
Hors du périmètre du projet	Gestion des pannes et des interruptions	2012	Réalisé	2013
	Prévision de la demande	2012	En cours	2014
	Gestion de la consommation	2013	En cours	2014
	Détection de la subtilisation	2013	En cours	2015
	Efficacité énergétique - Réduction des pertes	2013	En cours	En continu dès 2014
	Acquisation de données d'équipements réseau	2015-2017	A venir	2015-2017
	Gestion de la recharge de véhicules électriques	2015-2017	A venir	2015-2017
	Télésurveillance/maintenance des équipements	2015-2017	A venir	2015-2017

Note * : Tel que présenté aux pages 15 et 16 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0098) du dossier R-3770-2011.

Référence : R-3863-2013, B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, , Tableau 6, statut d'avancement des fonctionnalités, p. 17

Outre le fait qu'un retard est prévu, soit pour le début d'avril, ce qui en soit n'est pas significatif, **en autant que la mise en place complète de cette fonctionnalité est effective d'ici peu**, ce que le Distributeur n'a pas encore démontré dans sa preuve, le GRAME soumet que le Distributeur devrait faire place à plus de transparence et de cohérence dans ses propos afin d'éviter les contradictions.

Fonctionnalités hors du périmètre initial du projet LAD

En continuité avec les décisions de la Régie et en complémentarité avec les investissements au projet LAD et ceux faits en Innovations technologiques et commerciales, comme le démontre le budget de 11 M$ demandé par le Distributeur en 2014, il semble être clair que le Distributeur investit en l'amélioration des solutions de télécommunications pour l'amélioration du réseau intelligent de distribution, de même qu'il investit en architecture des technologies de l'information et des télécommunications évolutives.

Décision R-3854-2013, D-2014-037, section 13.4.4 INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES ET COMMERCIALES

[484] *Le budget demandé par le Distributeur en 2014 s'élève à près de 11 M$ pour réaliser les activités d'innovation technologique et commerciale, en amont des interventions en efficacité énergétique, des activités qu'il juge essentielles au processus de développement de nouvelles opportunités dans les marchés. Ces activités comprennent les travaux réalisés au Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) et les programmes « Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation » (IDÉE) et « Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces » (PISTE).* (Notre souligné)

En effet, le projet de lecture à distance, c'est bien plus que des équipements de collecte de données, puisqu'il faut non seulement collecter des données et les transmettre, mais également être en mesure d'interagir et de communiquer sur le réseau de distribution. Le terme «communiquer» suggère la transmission d'une information à un tiers et le terme «interagir» suggère plutôt une action ou réaction réciproque entre deux éléments.

On est donc loin du compte au projet LAD actuel pour ce qui est d'interaction, nécessaire pour notamment permettre une fonctionnalité comme la gestion de la demande de puissance à la pointe, fonctionnalité tant recherchée pour résoudre les problèmes soulevés plus tôt dans notre rapport.

Cependant, la bonne nouvelle c'est que le Distributeur y travaille à même le programme d'innovation du réseau intelligent, via notamment les travaux réalisés au Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ), comme le démontre l'Annexe I[13] au rapport du GRAME et les courts extraits qui suivent.

Extrait Annexe I, page 10.

Piloté par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, du groupe – Technologie, le programme d'innovation Réseau intelligent vise à développer l'autonomie et l'intelligence de notre réseau électrique à moyen et à long terme.

Pour ce faire, le programme mise sur la recherche-développement et sur l'intégration des technologies de l'information et des télécommunications. L'objectif consiste à améliorer le rendement, la fiabilité et la réactivité des installations de production, de transport et de distribution, notamment pour mieux servir les clients. *« Le réseau d'Hydro utilise déjà des technologies automatisées, en particulier dans le domaine du transport,* mentionne Jean Lessard. *Nous proposons d'ajouter d'autres fonctionnalités pour le rendre plus performant et pour qu'il s'adapte davantage en temps réel aux conditions d'exploitation. »*

Le GRAME note que le Centre d'expertise en infrastructure informationnelle interactive et la zone de réseau intelligent située au poste de Pierre-Boucher de Boucherville, qui a servi lors du second projet pilote en juin 2011[14], servent à valider les concepts avant leur implantation et d'évaluer l'impact des projets sur le réseau.

Extrait Annexe I, page 12.

Moyens

La cosimulation, le **Centre de calcul scientifique de l'Institut de recherche (CASIR) (A)**, la **ligne expérimentale de distribution (B)**, le Centre d'expertise en infrastructure informationnelle interactive (CE3i), les **grands laboratoires (C)** et la zone de réseau intelligent située au poste Pierre-Boucher de Boucherville (ZRI) servent à valider les concepts et les équipements avant leur implantation et permettent d'évaluer l'impact des projets sur le réseau.

[13] Hydro-Presse, no1 Janvier-février 2014, Vers un réseau plus intelligent, Innovation technologique, par Sandrine Brindejonc, pages 10 à 13

[14] R-3770-2011, B-006, page, 25

L'autre bonne nouvelle concerne la fameuse question de la gestion de la demande pour laquelle l'institut annonce des recherches entre 2012 et 2017 (Voir annexe I), ce qui s'inscrit à l'intérieur du scénario des demandes de la Régie pour le cas spécifique des réseaux autonomes. À cet égard, l'Institut de recherche, soit le Groupe technologie, estime une réduction de la consommation de 595 MW en période de pointe, bien qu'il ne soit pas précisé si cette réduction proviendrait du réseau intégré ou des réseaux autonomes, ou d'une combinaison des deux.

Extrait Annexe I, page 13

5

Gestion de la charge et des ressources distribuées

HQT | **Simulation des impacts sur le réseau de l'éolien (SIRE).** Créer un simulateur de conduite de réseau en temps réel en vue de réaliser des études qui mesurent l'impact d'une forte augmentation de la production éolienne sur l'équilibre entre l'offre et la demande ainsi que sur les contraintes de transport.

HQD | **Gestion de la demande.** Élaborer des stratégies de contrôle des charges adaptées au contexte économique, climatique, énergétique et culturel québécois. Concevoir un modèle de prévision capable de mesurer l'impact de la gestion de la demande sur l'appel de puissance.

HQD | **Échange d'énergie véhicule-réseau ou V2G (vehicle-to-grid).** Mener un projet pilote pour restituer l'énergie stockée dans la batterie d'un véhicule électrique rechargeable sur le réseau de distribution durant les pointes de consommation ou pour atténuer certaines contraintes d'exploitation.

Réduire la consommation de 595 MW en période de pointe

On constate aussi que des solutions de télécommunications alternatives pour le réseau sont étudiées.

Extrait Annexe I, page 13

6

Architecture des technologies de l'information et des télécom-munications évolutive

HQ | **Architecture cible.** Mettre en place une architecture qui permettra l'intégration efficiente et au meilleur coût des applications liées au programme d'innovation Réseau intelligent.

HQD | **Solutions de télécommunications alternatives pour le réseau (STAR).** Définir, valider et faire évoluer les technologies, les architectures et les protocoles de communication qui contribuent à l'amélioration du réseau intelligent de distribution.

HQD | **Concept d'interopérabilité sémantique pour le réseau intelligent (CISRI).** Développer et tester des concepts d'interopérabilité pour assurer une gestion unifiée et sécuritaire des données. Mettre en place une base de connaissances capable de développer un raisonnement.

Implanter des technologies qui faciliteront le fonction-nement des applications

De plus, ces recherches cadrent avec certaines fonctionnalités annoncées par le Distributeur au Tableau 6[15], comme la gestion des pannes et des interruptions, la prévision de la demande et la gestion de la consommation ou encore la réduction des pertes en efficacité énergétique. Le GRAME en déduit que le Transporteur et le Producteur seront mis à contribution, pour certaines fonctionnalités, comme la réduction des pertes sur le réseau et notamment le projet CATVAR, ce qui fait sens et permettra une gestion intégrée et des améliorations au projet LAD qui bénéficieront à l'ensemble de la clientèle du Distributeur, mais également à celle du Transporteur.

[15] R-3863-2013, B-0013, Suivi de la décision D-2012-127, Suivi trimestriel au 31 décembre 2013, Tableau 6, Statut d'avancement des fonctionnalités, page 17

Il y aura peut-être lieu de se questionner sur un partage de certains coûts éventuels du projet LAD en ce qui a trait à l'architecture des technologies de l'information et des télécommunications évolutives qui profiteront à HQ dans son ensemble, et cela, pour les bénéfices qu'en retireront le Transporteur ou le Producteur, le cas échéant.

De même, concernant les investissements de 11 M$[16] en innovations technologiques et commerciales, il y aurait lieu de se questionner si une partie de ces investissements doit être incluse aux coûts du projet LAD.

IV) APPROCHE RÉGLEMENTAIRE ET MODE DE SUIVI DU PROJET

L'approche réglementaire

Concernant l'approche réglementaire proposée par le Distributeur, le GRAME trouve opportun d'aller de l'avant pour les phases 2 et 3, notamment parce qu'elles comprennent le déploiement des technologies de mesurages avancés en réseaux autonomes.

> **4. APPROCHE RÉGLEMENTAIRE**
>
> *Compte tenu de l'ensemble des considérations précédentes, le Distributeur juge opportun de présenter une demande d'autorisation unique pour les phases 2 et 3 du projet LAD.* (R-3863-2013, B-004, page 20)

En effet, compte tenu des décisions précitées et rendues au dossier R-3854-2013 ainsi qu'au dossier R-3864-2013, il est cohérent de procéder à une approche conjointe des phases 2 et 3 et de procéder également par le déploiement du projet LAD en réseaux autonomes.

Mode de suivi du projet

Concernant le mode de suivi du projet proposé par le Distributeur, soit sa demande de présenter un suivi des résultats pour les phases 1, 2 et 3 du projet LAD, et cela, sans distinction des phases, le GRAME est d'avis qu'il est préférable de ne pas joindre les suivis de ces deux demandes distinctes d'investissements.

> **12. MODE DE SUIVI DU PROJET**
>
> *À compter de la date de la décision de la Régie relative aux phases 2 et 3, le Distributeur propose de présenter un suivi des résultats des phases 1, 2 et 3 du projet LAD sans distinction des phases. En effet, le Distributeur est d'avis qu'une répartition par phase n'apporterait pas de raffinement additionnel pertinent au suivi du projet LAD.* (R-3863-2013, B-0004, page 38)

En effet, il est inutile et plutôt nuisible d'ajouter les coûts déjà encourus en Phase I, phase qui doit se terminer au deuxième semestre de 2014[17], dans ceux qui seront encourus pour les Phase 2 et 3.

---

[16] Décision dossier R-3854-2013, D-2014-037, par. 484
[17] R-3863-2013, B-0013, page 9

TABLEAU 1 : NOMBRE DE COMPTEURS DE NOUVELLE GÉNÉRATION POUR LA PHASE 1 INSTALLÉS ET PRÉVUS PAR TRIMESTRE (EN K)

	Travaux préparatoires réel	2013 réel				2014		Total prévu
		T1	T2	T3	T4	T1 prévu	T2 prévu	
R-3814-2012 [1]	20	68	262	334	334	334	337	1 690
Nouvelle prévision	20	20	208	386	403	311	342	1 690
Écart R-3814-2012 vs Nouvelle prévision	0	(48)	(55)	52	69	(23)	5	0

Note 1 : Tableau R-42.4 de la pièce HQD-13, document 1 (B-0082) du dossier R-3814-2012 pour les données de T1 à T4 de 2013; tableau 1 du Suivi du projet lecture à distance – phase 1, période du 1er janvier au 30 juin 2013 pour les données de T1 et T2 de 2014.

Référence : R-3863-2013, B-0013, page 9

Ce faisant, il sera difficile, voire impossible, de suivre l'évolution du déploiement des Phases 2 et 3 dans le temps, par rapport aux projections présentées au présent dossier.

D'autre part, les décisions que doit rendre la Régie aux dossiers tarifaires pour l'approbation annuelle des coûts des investissements impliquent une analyse et un suivi comparatif entre la demande autorisée et les coûts réels qui doivent être inclus à même les revenus requis et les tarifs de la clientèle. Cet état de fait doit guider la Régie dans sa décision sur la demande du Distributeur de joindre ou de refuser de joindre le suivi des deux dossiers.

En effet, présentement, deux dossiers ont été soumis, ces deux dossiers comportent des demandes de coûts d'investissements précis, devant faire l'objet de demandes additionnelles pour un dépassement éventuel.

De plus, bien que la Régie dans sa décision D-2014-037 demande au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD, elle maintient **également le dépôt trimestriel du suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative, conformément à la décision D-2012-127.**

R-3854-2013, décision D-2014-037

[447] La Régie est d'avis que le rapport annuel déposé en vertu de l'article 75 de la Loi doit inclure l'ensemble des suivis des projets supérieurs à 10 M$. ***Elle demande donc au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD sur une base annuelle et cumulative dans son rapport annuel, à compter de l'année 2013.***

[448] ***La Régie maintient également le dépôt trimestriel du suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative, conformément à la décision D-2012-127.***

Pour ces raisons, et puisque la Phase I doit se terminer d'ici le deuxième semestre de 2014, le GRAME est d'avis qu'il n'est pas approprié de joindre les dossiers R-3770-2011 et R-3863-2013 ensemble pour les suivis, des suivis distincts étant essentiels pour permettre une vigie adéquate des coûts du Projet LAD a posteriori par la Régie.

V) DEMANDES D'APROBATION PHASES 2 ET 3, ET D'UN COMPTE D'ÉCARTS

Demande à comptabiliser dans un compte d'écarts hors base de tarification

Le Distributeur demande *à comptabiliser dans un compte d'écarts hors base de tarification, les coûts inhérents aux phases 2 et 3 inclus aux revenus requis de l'année témoin 2014 du dossier tarifaire R-3854-2013*.[18]

> [146] *Considérant que la décision sur le projet LAD - Phases 2 et 3 n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des revenus requis et des revenus de mise en conformité de l'année témoin 2014 l'impact du projet LAD, totalisant 27,9 M$, et un montant de 32,9 M$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes). Elle lui demande également de verser à un compte d'écarts hors base les charges nettes inhérentes à ce projet, conformément à la décision D-2012-024*. (D-2014-037, par. 146)

Considérant la décision rendue dans le dossier R-3854-2013, par. 146, le GRAME recommande l'approbation du compte d'écarts hors base de tarification, *les coûts inhérents aux phases 2 et 3,* sous réserve de sa recommandation suivante.

Demande d'autoriser le Projet Lecture à distance – Phases 2 et 3[19]

Le GRAME est d'avis que les phases 2 et 3 devraient éventuellement être autorisées, dans le but notamment d'un déploiement de cette technologie en réseaux autonomes, mais que la Régie doit les autoriser conditionnellement, ou plus précisément mettre en vigueur son autorisation, si elle l'accordait au Distributeur, seulement après s'être assurée des points relevés par l'expert Finamore dans son rapport et qui sont présentés dans la section recommandations de son rapport en pages 35 et 36.

Les risques dont fait état l'expert Finamore sont suffisamment significatifs pour que la Régie agisse avec prudence et diligence, et cela, afin que les phases 2 et 3 puissent être déployées en toute confiance et atteigne les performances souhaitées et attendues.

Plus précisément, la Régie devrait mettre en vigueur son autorisation, si elle l'accordait, après que la Phase I soit complétée et que les risques technologiques soient résolus à la pleine satisfaction de la Régie.

L'expert Finamore est d'avis qu'un terme de 6 mois serait nécessaire pour valider les éléments comportant des risques de nature à accroître significativement les coûts totaux du projet LAD des phases 2 et 3. Ainsi, le GRAME adopte les conclusions et recommandations du rapport de l'expert Finamore et demande à la Régie de tenir compte de ces recommandations.

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'établir une liste (basée notamment sur les recommandations de l'expert Finamore) des enjeux que le Distributeur doit résoudre et compléter à la pleine satisfaction de la Régie, et cela, avant que l'autorisation de la Régie entre en vigueur.

---

[18] R-3863-2013, B-003, page 5
[19] R-3863-2013, B-003, page 5

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS DU GRAME

SECTIONS I ET II

Compte tenu des investissements de plus de 1,5 Milliards liés au projet LAD pour les Phases 1, 2 et 3, il est tout désigné que la Régie, lors de son analyse de la demande d'approbation de cette demande d'investissements, recherche des moyens additionnels pour rentabiliser ces investissements et ce pour le bénéfice de l'intérêt public qu'elle représente.

Considérant que la réduction du déficit prévu de 202,3 M$ [20] en 2014 en réseaux autonomes est toute désignée comme un bénéfice économique éventuel concret pour le projet LAD.

Le GRAME est d'avis que la Régie, dans ce cas particulier, peut se positionner et harmoniser sa décision avec ses décisions antérieures, et cela, afin de s'assurer d'un bénéfice économique accru au projet LAD.

Ainsi, la Régie peut, dans le cadre de son mandat, s'assurer que les investissements qu'elle approuvera pour le cas des réseaux autonomes permettent de supporter, à terme, donc lors du déploiement en 2017, les besoins exprimés par la Régie pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023 et la demande faite par la Régie à l'égard de la gestion de la consommation lors de sa décision au dossier tarifaire R-3854-2013.

Subsidiairement, si la technologie actuellement prévue n'est pas complète pour permettre de supporter ces besoins, le GRAME recommande à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'il s'emploie à étudier des moyens pour compléter son offre, et cela, d'ici juin 2017 (juin à octobre 2017), date à laquelle il planifie le déploiement de LAD dans tous les réseaux autonomes.

SECTION III

Concernant les fonctionnalités à l'intérieur et à l'extérieur du périmètre du projet LAD. le GRAME souligne que plus de transparence de la part du Distributeur serait profitable à l'analyse du dossier en cours, mais constate que des travaux de recherches sont en cours visant l'amélioration de l'architecture des technologies de l'information et des télécommunications, de même que pour l'élaboration de stratégies en gestion de la demande, et cela, via le programme d'innovation réseau intelligent du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) entre 2012 et 2017 (Voir annexe I), ce qui s'inscrit à l'intérieur du scénario des demandes de la Régie pour le cas spécifique des réseaux autonomes au dossier du Plan d'approvisionnement R-3864-2013 et au dossier tarifaire R-3854-2013.

[20] Dossier R-3854-2013, pièce B-0012, p. 7

SECTION IV

L'approche réglementaire

Concernant l'approche réglementaire proposée par le Distributeur, le GRAME trouve opportun d'aller de l'avant pour les phases 2 et 3, notamment parce qu'elles comprennent le déploiement des technologies de mesurage avancé en réseaux autonomes.

Mode de suivi du projet

Concernant le mode de suivi du projet proposé par le Distributeur, soit sa demande de présenter un suivi des résultats pour les phases 1, 2 et 3 du projet LAD, et cela, sans distinction des phases, le GRAME est d'avis qu'il est préférable de ne pas joindre les suivis de ces deux demandes distinctes d'investissements puisque d'une part la Régie dans sa décision D-2014-037 demande au Distributeur de déposer le suivi annuel du projet LAD, elle maintient **également le dépôt trimestriel du suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative, conformément à la décision D-2012-127** et que d'autre part, la Phase I sera pratiquement terminée au moment de la décision à rendre au présent dossier. Il est donc inutile et nuisible d'ajouter les coûts de la Phase I, à des phases de déploiement qui débutent.

SECTION V

Demande à comptabiliser dans un compte d'écarts hors base de tarification

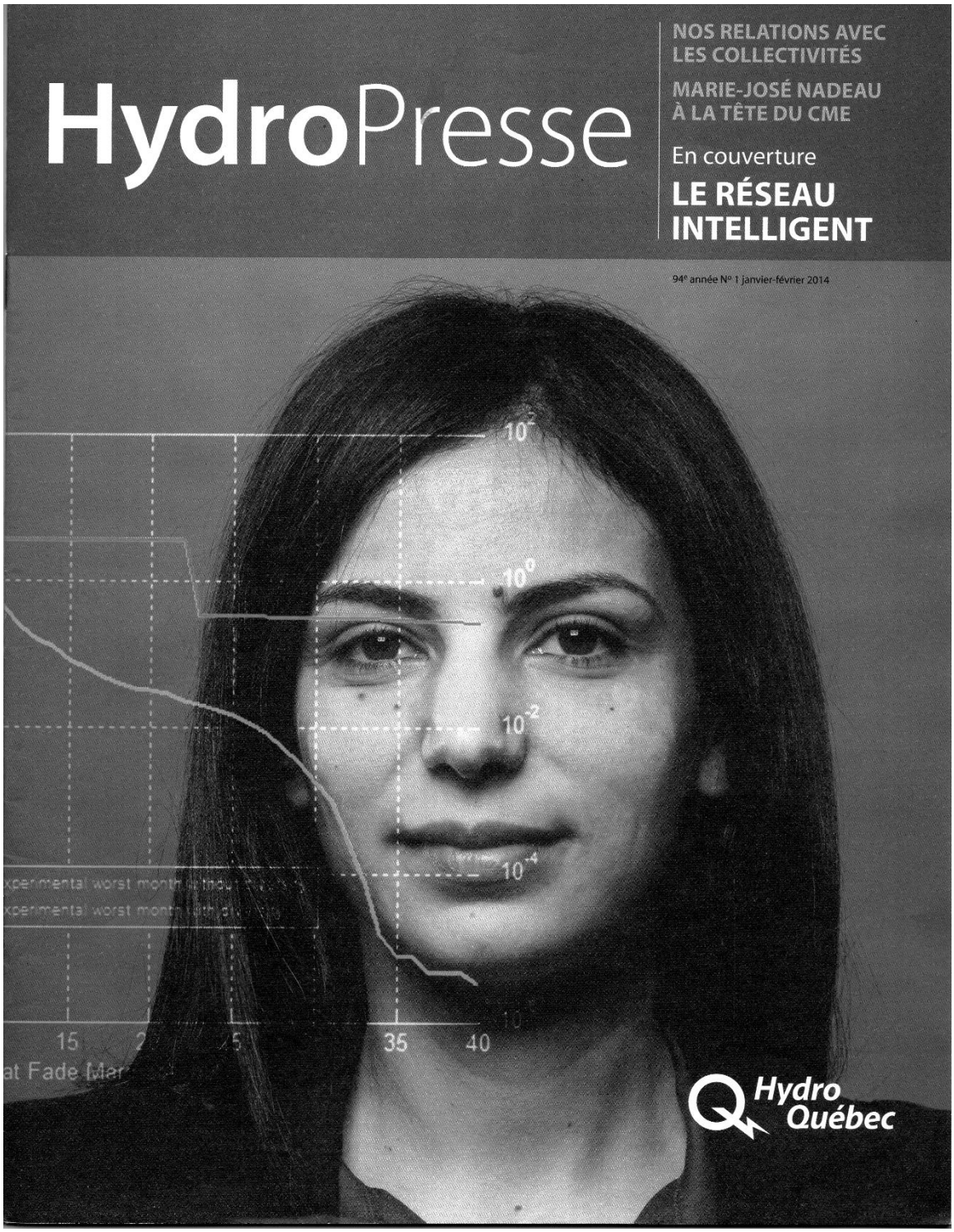
Considérant la décision rendue dans le dossier R-3854-2013, par. 146, le GRAME recommande l'approbation du compte d'écarts hors base de tarification, *les coûts inhérents aux phases 2 et 3,* sous réserve de sa recommandation suivante.

Demande d'autoriser le Projet Lecture à distance – Phases 2 et 3

Le GRAME est d'avis que les phases 2 et 3 devraient éventuellement être autorisées, dans le but notamment d'un déploiement de cette technologie en réseaux autonomes, mais que la Régie doit les autoriser conditionnellement, ou plus précisément mettre en vigueur son autorisation, si elle l'accordait au Distributeur, seulement après s'être assurée des points relevés par l'expert Finamore dans son rapport et qui sont présentés dans la section recommandations de son rapport en pages 35 et 36.

Le GRAME recommande à la Régie d'établir une liste (basée notamment sur les recommandations de l'expert Finamore) des enjeux que le Distributeur doit résoudre et compléter à la pleine satisfaction de la Régie, et cela, avant que l'autorisation de la Régie entre en vigueur.

ANNEXE I : Hydro-Presse, no1 Janvier-février 2014, Vers un réseau plus intelligent, Innovation technologique, par Sandrine Brindejonc, pages 10 à 13



Vers un réseau plus intelligent

INNOVATION TECHNOLOGIQUE

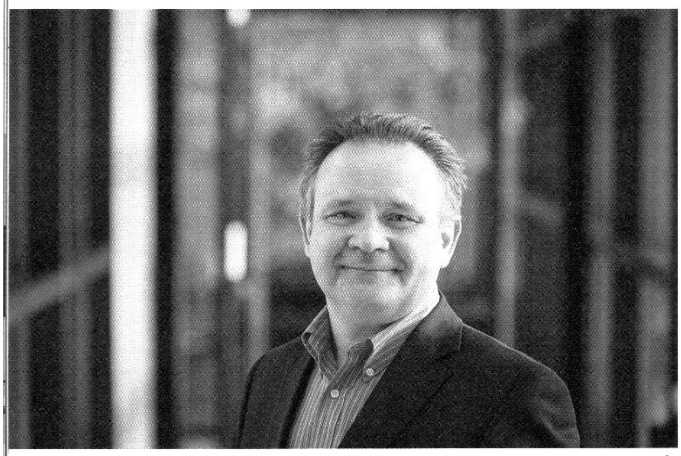
par Sandrine Brindejonc

Piloté par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, du groupe – Technologie, le programme d'innovation Réseau intelligent vise à développer l'autonomie et l'intelligence de notre réseau électrique à moyen et à long terme.

Pour ce faire, le programme mise sur la recherche-développement et sur l'intégration des technologies de l'information et des télécommunications. L'objectif consiste à améliorer le rendement, la fiabilité et la réactivité des installations de production, de transport et de distribution, notamment pour mieux servir les clients. *« Le réseau d'Hydro utilise déjà des technologies automatisées, en particulier dans le domaine du transport,* mentionne Jean Lessard. *Nous proposons d'ajouter d'autres fonctionnalités pour le rendre plus performant et pour qu'il s'adapte davantage en temps réel aux conditions d'exploitation. »*

1 / Jean Lessard, directeur – Innovation technologique.

2 / Champlain Landry, chef – Technologie – Réseau intelligent.



1

JEAN-FRANÇOIS LEMIRE

LE FRUIT D'UNE RÉFLEXION

En 2009, l'Institut travaille en collaboration avec Hydro-Québec Production, Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution à l'élaboration de stratégies d'innovation qui favorisent l'atteinte des objectifs de leurs stratégies d'affaires respectives. La démarche repose sur l'innovation technologique pour réaliser des gains de performance et d'efficience dans les divisions.

Au printemps 2010, les quatre équipes plateformes qui gèrent les portefeuilles de projets d'innovation production, transport, réseau de distribution et clientèles dévoilent leurs stratégies. *« L'exercice a révélé que les divisions partageaient des préoccupations communes,* souligne Jean Lessard. *À titre d'exemple, le transporteur et le distributeur cherchaient à optimiser la conduite du réseau. Le producteur et le transporteur souhaitaient réaliser des gains d'efficience pour ce qui est de la capacité de transit. »*

Voulant coordonner les efforts de recherche afin d'atteindre les objectifs communs aux divisions et optimiser les gains à l'échelle de l'entreprise, l'Institut opte pour une approche transversale. À l'automne 2010, il met sur pied une table de concertation pour le réseau intelligent. Présidée par Denis Faubert, directeur principal – Institut de recherche d'Hydro-Québec, la table réunit des représentants des divisions, des directions principales – Technologies de l'information et Télécommunications, du groupe – Technologie, ainsi que des Affaires publiques et gouvernementales.

Le réseau électrique d'Hydro-Québec sera de plus en plus intelligent. Les efforts en ce sens se multiplient à l'échelle de l'entreprise. Des projets intégrant les technologies de l'information et des télécommunications sont déjà implantés ou en voie de l'être. *Hydro-Presse* jette un regard sur le programme d'innovation Réseau intelligent qui coordonne les initiatives en matière de recherche-développement.

La table se dote alors du programme d'innovation Réseau intelligent, « *un plan d'ensemble qui permet d'accroître l'efficience des systèmes que nous implantons tout en optimisant les investissements* », précise Jean Lessard. Le programme comprend une vingtaine de projets majeurs en production, en transport et en distribution. Il comporte six objectifs : augmenter le transit, réduire les pertes, gérer les actifs de façon optimale, éviter les pannes, gérer la charge et les ressources distribuées – comme la petite éolienne, le solaire, les véhicules électriques – et poursuivre l'évolution des technologies de l'information, des télécommunications et de leur architecture. Pour chaque objectif, on a effectué une estimation globale des gains potentiels escomptés.

UN CHOIX AVANTAGEUX

Les projets ciblés dans le nouveau programme intègrent tous des technologies de l'information et des télécommunications qui facilitent la gestion et l'exploitation du réseau ainsi que l'analyse des données. Regrouper des projets sous un même chapeau permet de concevoir une architecture technologique globale qui sera utile à plusieurs projets en même temps. « *Les divisions ont avantage à développer des systèmes normalisés capables de communiquer les uns avec les autres, de s'adapter dans le temps et de répondre à des besoins différents* », explique Champlain Landry.

Par ailleurs, le programme favorise la réalisation de plus petits projets. Développer des infrastructures technologiques nécessite d'importants investissements. « *Dans le cas de projets de moindre envergure, les retombées ne sont pas toujours suffisamment importantes pour justifier la dépense,* fait remarquer Champlain Landry. *En intégrant ces projets au programme, nous accroissons les retombées et nous rentabilisons les infrastructures qui desservent plusieurs usagers à l'interne.* »

Le programme tire également profit des infrastructures technologiques utilisées dans des projets comme IMAGINE en transport (implantation de la maintenance automatisée et gestion des informations numériques des équipements) ou l'installation des compteurs de nouvelle génération en distribution. « *Nous tenons compte des investissements en cours et nous nous assurons de poursuivre une évolution cohérente de notre réseau électrique intelligent tout en continuant d'assurer sa fiabilité et sa sécurité* », spécifie Jean Lessard.

EN VIDÉO

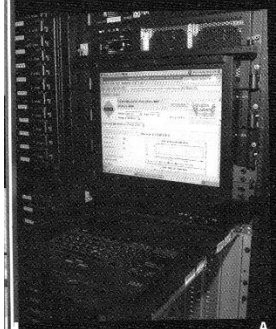
Pour en savoir plus sur le projet ACOR, consultez HydroPresse dans l'intranet.

LUC LAVERGNE

2

LE PROGRAMME D'INNOVATION RÉSEAU

CIBLES	HORIZON 2012-2017	GAINS
1 **Augmentation du transit**	HQT | **Amélioration du comportement du réseau (ACOR-Commandes).** Améliorer la stabilité et la robustesse du réseau en modifiant l'exécution des commandes, en intégrant de nouveaux relais de protection, en régulant les compensateurs, en développant l'infrastructure de communication entre les sites. HQT | **Optimisation des limites de transit et maintien de la sécurité du réseau (OLS).** Instaurer un processus qui mène à la réalisation plus rapide des études de limites de transit et de sécurité du réseau. HQT | **Prévision de la demande.** Examiner les options qui consistent à optimiser l'exploitation du réseau. Développer une méthode d'estimation dynamique des paramètres d'exploitation et de l'incertitude. Développer de nouveaux modèles qui seront combinés aux modèles existants. Améliorer les prévisions météorologiques. HQT | **Hypersim.** Simuler en temps réel les phénomènes électromagnétiques transitoires afin de valider et d'optimiser les systèmes de commande des interconnexions à courant continu, des compensateurs statiques, des systèmes de protection et des automatismes.	**Jusqu'à 3 500 MW en cas d'événement** (maintenance des équipements, panne, etc.)
2 **Réduction des pertes**	HQP-HQT-HQD | **Amélioration interdivisions de l'exploitation et des stratégies (AIDES).** Optimiser l'exploitation du réseau électrique d'Hydro-Québec, de la production jusqu'à la consommation par le client, en passant par les réseaux de transport et de distribution. HQT | **Régulation, performance et efficacité de la gestion du réseau (REPERE).** Améliorer l'estimateur d'état du réseau, développer des outils pour minimiser les pertes de transport, assurer le maintien de la fiabilité et le contrôle de tension. HQD | **Profils de charge personnalisés pour la fonction de conduite du réseau et Équilibrage des tensions du réseau (PROPRE-ÉTE).** Développer un outil de calcul qui favorise une meilleure connaissance en tout temps de l'état réel du réseau (PROPRE). Concevoir un outil de diagnostic (en temps réel et en différé) et d'aide à la décision qui recommande des actions visant à réduire le déséquilibre sur le réseau de distribution (ÉTE).	**0,7 TWh**
3 **Gestion optimale des actifs**	HQT | **Modèle d'évaluation d'état des transformateurs (MEET).** Développer des modèles d'interprétation des données en utilisant les technologies de surveillance en continu. HQT | **Augmentation de la charge des transformateurs (ACT).** Concevoir un modèle de simulation de la température des transformateurs afin de déterminer leur capacité réelle en surcharge et développer des outils de gestion dynamique de la surcharge. HQD | **Outil décisionnel pour la maintenance (ODÉMA).** Élaborer un outil d'aide à la décision utilisé par les planificateurs de projets de maintenance et de pérennité pour choisir entre la réparation ou le remplacement des équipements.	**Augmenter de 3,5 % l'utilisation des équipements**



A

Moyens

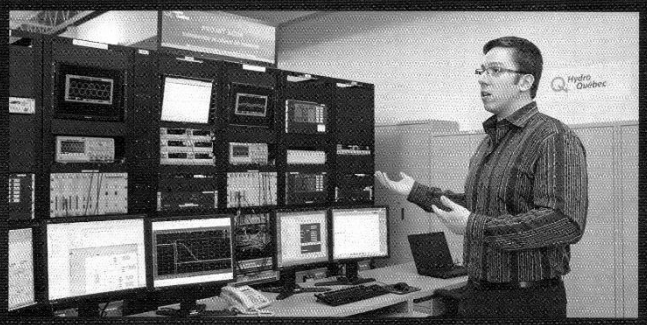
La cosimulation, le **Centre de calcul scientifique de l'Institut de recherche (CASIR) (A)**, la **ligne expérimentale de distribution (B)**, le Centre d'expertise en infrastructure informationnelle interactive (CE3i), les **grands laboratoires (C)** et la zone de réseau intelligent située au poste Pierre-Boucher de Boucherville (ZRI) servent à valider les concepts et les équipements avant leur implantation et permettent d'évaluer l'impact des projets sur le réseau.

GUY LAVIGUEUR

INTELLIGENT, EN BREF

CIBLES	HORIZON 2012-2017	GAINS
4 Réduction des pannes	HQT | **Amélioration du comportement du réseau (ACOR-Automatismes).** Poursuivre le développement et l'installation d'automatismes qui détectent les perturbations et qui protègent le réseau de transport afin d'en améliorer la fiabilité et la sécurité. HQD | **Maintenance prédictive des lignes de distribution (MILE).** Implanter un outil qui localise les défauts avec une grande précision avant qu'une panne survienne et qui détermine leur cause probable (contact avec la végétation, bris d'un équipement, galop des conducteurs, etc.).	**Améliorer de 5 minutes l'indice de continuité**
5 Gestion de la charge et des ressources distribuées	HQT | **Simulation des impacts sur le réseau de l'éolien (SIRE).** Créer un simulateur de conduite de réseau en temps réel en vue de réaliser des études qui mesurent l'impact d'une forte augmentation de la production éolienne sur l'équilibre entre l'offre et la demande ainsi que sur les contraintes de transport. HQD | **Gestion de la demande.** Élaborer des stratégies de contrôle des charges adaptées au contexte économique, climatique, énergétique et culturel québécois. Concevoir un modèle de prévision capable de mesurer l'impact de la gestion de la demande sur l'appel de puissance. HQD | **Échange d'énergie véhicule-réseau ou V2G (vehicle-to-grid).** Mener un projet pilote pour restituer l'énergie stockée dans la batterie d'un véhicule électrique rechargeable sur le réseau de distribution durant les pointes de consommation ou pour atténuer certaines contraintes d'exploitation.	**Réduire la consommation de 595 MW en période de pointe**
6 Architecture des technologies de l'information et des télécom-munications évolutive	**HQ | Architecture cible.** Mettre en place une architecture qui permettra l'intégration efficiente et au meilleur coût des applications liées au programme d'innovation Réseau intelligent. HQD | **Solutions de télécommunications alternatives pour le réseau (STAR).** Définir, valider et faire évoluer les technologies, les architectures et les protocoles de communication qui contribuent à l'amélioration du réseau intelligent de distribution. HQD | **Concept d'interopérabilité sémantique pour le réseau intelligent (CISRI).** Développer et tester des concepts d'interopérabilité pour assurer une gestion unifiée et sécuritaire des données. Mettre en place une base de connaissances capable de développer un raisonnement.	**Implanter des technologies qui faciliteront le fonction-nement des applications**

B



C

LUC LAVERGNE