C A N A D A **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N^{o} : R-3746-2010

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

DEMANDE D'AUTORISATION DU PROJET CATVAR

ARGUMENTATION DE LA DEMANDERESSE HYDRO-QUÉBEC

INTRODUCTION

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser le projet CATVAR (le « **Projet** » ou « **CATVAR** ») tel que présenté dans sa preuve. Ce projet s'inscrit dans le contexte d'une tendance nord-américaine ressortant clairement du balisage mis en preuve par le Distributeur[1], qui révèle que des projets de contrôle asservi de la tension ou de la puissance réactive ont déjà été ou seront réalisés par plusieurs distributeurs.

Le Distributeur a fourni une preuve détaillée concernant tous les aspects du dossier, notamment la rentabilité du projet, le calcul du *Conservation Voltage Reduction* (le « **CVR** »), le déploiement prévu, l'impact sur la fiabilité du réseau et la perception des clients suite à l'implantation de mesures au poste Pierre-Boucher. Le Distributeur soumet respectueusement que sa preuve à l'appui de la demande est probante et complète et qu'il est justifié que la Régie autorise les investissements requis.

I LA PREUVE DU DISTRIBUTEUR

1. Présentation et coûts du projet

Les coûts d'investissements du Projet sont de 152 M$ alors que des charges totales non récurrentes de 18,7 M$ sont requises entre 2010 et 2015. Ces coûts sont notamment liés à l'achat et à l'installation d'équipements de mesure de la tension sur le réseau (1 000 transformateurs de tension télésurveillés) et de télécommande de quelque 800 batteries de condensateurs, des outils de gestion du réseau, de même qu'aux travaux requis sur les réseaux moyenne et basse tensions. Les coûts d'achat et d'installation des condensateurs ne

[1] Annexe B de la pièce HQD-2, document 1.

font pas partie du Projet, car ils ont été prévus dans le cadre du projet d'ajout de condensateurs sur le réseau (dossier R-3698-2009). Toutefois, le contrôle des condensateurs par télécommande est essentiel à une gestion en temps réel et à l'optimisation de la performance du système[2].

Le projet permettra une diminution de la consommation d'énergie des clients grâce à une optimisation de la gestion de la tension sur la ligne, et ce, sans intervention de leur part et dans le respect de la norme CSA CAN3-C235-83 (C2010), laquelle précise notamment les plages de tension à respecter dans l'exploitation du réseau. En outre, le Projet n'affecte en rien la fiabilité du réseau ni la qualité de l'alimentation électrique des clients, ce qui a été confirmé par des appareils de mesure et un sondage auprès des clients.

Le Projet proposé s'appuie sur un projet-pilote réalisé par le Distributeur sur une période de plusieurs années. Celui-ci a démontré de façon probante tous les bénéfices résultant d'une gestion optimale de tension et a permis d'éprouver les équipements nécessaires pour ce faire. L'évaluation des gains énergétiques repose sur une approche solide, largement utilisée dans l'industrie pour sa simplicité et ses avantages méthodologiques[3]. Enfin, la solution proposée est parfaitement adaptée aux particularités du réseau du Distributeur[4].

L'analyse économique du Projet montre une rentabilité (TCTR) à hauteur de 1,2 G$. De plus, l'analyse de sensibilité démontre la grande robustesse économique du Projet, qui resterait rentable même si les économies d'énergie, les coûts du projet et les coûts évités devaient évoluer de façon défavorable. Quant à l'analyse financière, elle indique qu'un impact tarifaire maximal, de l'ordre de 130 M$ serait atteint en 2018, mais que le projet aurait un impact tarifaire favorable à compter de 2023.

2. Renseignements exigés par la réglementation

Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* rend obligatoire la production de certains renseignements relatifs à un projet dont l'autorisation de la Régie est demandée. Le Distributeur soumet respectueusement que toutes ces informations ont été fournies à même la preuve et ses annexes et les réponses aux demandes de renseignements et aux engagements.

Le Projet se justifie par d'importantes économies d'énergie de 2 TWh par année à compter de sa mise en service complète. Il contribue ainsi de façon marquée à l'atteinte de la cible d'économies d'énergie de 11 TWh à l'horizon 2015. Du point de vue de l'efficacité énergétique, l'alternative au projet CATVAR serait la création ou la bonification de programmes d'efficacité énergétique. Toutefois, le coût de tels programmes serait de toute évidence

[2] Réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.
[3] Réponse à la question 1.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.
[4] Réponse à l'engagement n° 7 à la pièce HQD-3, document 2.

plus élevé que celui du Projet. De plus, ce dernier peut être mis en œuvre à relative brève échéance.

II LA PREUVE DES INTERVENANTS

Deux intervenants ont eu recours à des experts dans le présent dossier. Aucun d'entre eux ne recommande le refus de l'autorisation par la Régie. Toutefois, les intervenants se sont intéressés à des sujets particuliers comme l'impact des mesures d'éclairage (GRAME), les postes non retenus (RNCREQ) et les risques (SÉ-AQLPA), sur lesquels le Distributeur souhaite formuler les commentaires qui suivent. Un bref commentaire apparaît également quant au document produit par l'ACEF de Québec.

1. GRAME

Le GRAME est d'avis que les gains amenés par le Projet sont surévalués. Cette affirmation repose sur les hypothèses que, d'une part, le CVR du poste Pierre-Boucher pourrait avoir été biaisé par une modification du type d'éclairage au cours du projet pilote et que, d'autre part, les changements à venir du marché de l'éclairage réduiront les économies générées par le projet. Ces hypothèses s'appuient elles-mêmes sur l'affirmation de l'expert du GRAME selon laquelle il y a absence de gains, notamment, pour les charges motrices et les lampes fluo-compactes.

Le Distributeur considère mal fondé le rapport d'expertise du GRAME. D'abord, la contre-preuve du Distributeur explique que les charges ne se répartissent pas comme le croit l'expert du GRAME et que ses affirmations concernant l'impact de l'abaissement de tension sur les moteurs et les lampes fluo-compactes sont erronées[5]. Par ailleurs, les affirmations du GRAME dénotent une mauvaise compréhension de la façon dont a été calculé le CVR au poste Pierre-Boucher[6].

Pour toutes ces raisons, le Distributeur soumet respectueusement que les affirmations du GRAME ont une faible force probante.

2. RNCREQ

Le RNCREQ s'intéresse aux postes satellites non retenus dans le Projet. Par l'utilisation d'une méthodologie inappropriée reposant notamment sur l'application à chacun des postes non retenus de la moyenne de tension disponible de l'ensemble des postes retenus, il conclut que le Projet devrait inclure la totalité des postes satellites qu'il a examinés.

[5] Sections 2.1 et 2.2 de la pièce HQD-1, document 2.
[6] Section 2.3 de la pièce HQD-1, document 2 et réponses aux questions 5.1 et 5.3 du GRAME à la pièce HQD-2, document 3.1.

Le Distributeur a déjà expliqué dans sa contre-preuve que cette analyse n'a aucun fondement[7]. Elle est également de nature à induire en erreur et à amener une mauvaise prise de décision au plan économique. Cela étant, le Distributeur n'a jamais mentionné que CATVAR ne pourrait pour l'avenir s'étendre à d'autres postes satellites, mais plutôt qu'il a choisi, dans un premier temps, de concentrer ses efforts sur les postes présentant le potentiel de gains le plus intéressant et où le coût d'implantation du système est avantageux.

Au demeurant, les commentaires du RNCREQ ne visent pas le projet tel qu'il a été soumis à la Régie, mais un projet tel que l'intervenant souhaiterait qu'il soit. Cette approche est contraire au cadre réglementaire relatif à l'article 73 de la Loi, surtout dans un contexte où le RNCREQ appuie néanmoins la réalisation du Projet.

3. SÉ-AQLPA

Les experts de SÉ-AQLPA ont abordé la question de l'impact du Projet sur la puissance en période de pointe. Pour ce faire, ils ont extrait des équations de sensibilité de la charge à la tension d'un dossier antérieur du Transporteur et les ont utilisées à des fins pour lesquelles elles ne sont pas applicables[8]. Il est étonnant qu'un expert en technologies des réseaux de transport d'électricité ait fait pareille erreur.

D'autres affirmations des experts témoignent d'une méconnaissance évidente du réseau de distribution, notamment lorsqu'il est affirmé qu'il n'y a pas de mécanismes de protection sur le réseau de distribution[9]. Or, le Distributeur a rappelé dans sa contre-preuve l'existence de tels mécanismes[10].

Par ailleurs, les experts affirment que le Projet comporte un risque d'erreurs significatif, basé sur une application erronée de principes de sécurité élaborés pour le réseau de transport et une mauvaise compréhension de certains principes inhérents au système CATVAR[11].

Ainsi, avec égards, l'ensemble de ces éléments retirent toute force probante au témoignage des experts.

4. ACEF DE QUÉBEC

Le Distributeur soumet respectueusement que la preuve de l'ACEF de Québec relève davantage du commentaire, du jugement sommaire et de l'impression que d'une opinion éclairée sur le Projet proposé par le Distributeur.

---

[7] Section 3 de la pièce HQD-1, document 2.
[8] Section 4.1 de la pièce HQD-1, document 2 et réponse à la question 2.1a de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-2, document 5.1.
[9] Section 5.1 de la pièce C-SÉ-AQLPA-0012.
[10] Section 5.2 de la pièce HQD-1, document 2.
[11] Section 5.3 de la pièce HQD-1, document 2.

III LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

Le Distributeur demande enfin la création d'un compte de frais reportés hors base pour le Projet. Il compte y verser dès l'autorisation de la Régie les charges de 2010 et 2011, l'amortissement pour ces deux années des investissements mis en service[12] et le rendement sur la base de tarification qui y est lié.

L'estimation du montant par le Distributeur est de 6,9 M$. Le Distributeur soumet que ces sommes sont significatives et suffisamment matérielles pour justifier la création du compte de frais reportés demandé. De plus, le Distributeur a mis en preuve toutes les informations pertinentes pour permettre à la Régie d'apprécier les montants à verser au compte[13].

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

Montréal, le 27 avril 2011

(s) Affaires juridiques d'Hydro-Québec

AFFAIRES JURIDIQUES D'HYDRO-QUÉBEC
(Me Jean-Olivier Tremblay)

[12] Réponse à la question 4.2 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.
[13] Tableaux 3 et 4 à la pièce HQD-1, document 1.