RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^{O} 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC

Référence : HQD-1 doc. 1 : PROJET CATVAR (HQD 22/10/2010)

(page 5) C'est par une gestion optimisée de la tension sur son réseau, dont il évalue le potentiel à 2 TWh, que le Distributeur entend compléter son engagement de réaliser 11 TWh d'économies d'énergie en 2015. Pour ce faire, il a développé le projet CATVAR (Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive), qui permettra une réduction de la consommation d'énergie directement chez les clients, tout comme le font les programmes du PGEÉ.

D.1.a : Justifiez votre affirmation, en apportant des preuves concrètes, à l'effet que les économies du projet CATVAR viseront essentiellement les clients d'H.Q. et n'intégreront aucunement des économies sur le réseau de distribution.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que les gains associés au système de gestion de la tension CATVAR reposent sur le phénomène connu de sensibilité de la charge au niveau de tension d'alimentation. L'exploitation du réseau à des niveaux de tension près des limites inférieures spécifiées par les normes permet de réduire essentiellement la consommation des clients. Les simulations de réseau pour tous les postes visés par CATVAR démontrent une réduction très marginale des pertes du réseau de distribution de l'ordre de 16 GWh.

1.b : Si vous baissez la tension des postes et des lignes de distribution de 2% à 4% dans quelle proportion baisserez-vous les pertes résistives sur le réseau ? Si vous contrôlez-mieux la puissance réactive sur le réseau, réduirez-vous les pertes sur le réseau de distribution ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.a.

(p. 6) « La tension diminuant lorsque l'on s'éloigne du poste satellite (figure 1), elle doit être plus élevée en début de ligne afin de s'assurer du respect des normes de tension minimale pour les clients situés au bout du réseau. Il faut souligner que la chute de tension sur une ligne de distribution est fonction de la charge raccordée, de sa répartition sur la ligne ainsi que de la période de l'année. »

D.2.a : Pour une même charge raccordée est-ce que la chute de tension sera plus forte en été qu'en hiver, considérant une température extérieure plus élevée ? justifiez votre réponse ?

Réponse :

Oui, mais l'écart sera très marginal.

D.2.b : Montrez comment la répartition de la charge affectera la chute de tension, en discutant d'un cas où la charge est plus importante en début de ligne, relativement à un cas où la charge est uniformément répartie sur la ligne et un cas où la charge est plus importante en fin de ligne ?

Réponse :

La chute de tension est fonction de la longueur du réseau, du calibre du conducteur et des charges raccordées. En considérant seulement les charges sur une ligne, si celles-ci sont réparties uniformément, la chute de tension sur cette ligne sera aussi répartie uniformément sur sa longueur. Dans le cas où la charge est située majoritairement en début de ligne, la chute de tension y sera plus importante. Inversement, si la charge est plus importante en fin de réseau, la plus grande proportion de la chute de tension s'y produira.

D. 2.c : Quels types de charges sont plus susceptibles de causer les chutes de tension les plus importantes ? Quels sont les moyens actuellement utilisés par H.Q. pour limiter la chute de tension causée par ces types de charges ?

Réponse :

Ce sont les charges de grande puissance avec une composante inductive (présence de gros moteurs), situées loin du poste, qui causent les chutes de tension les plus importantes. Pour limiter la chute de tension, le Distributeur installe, lorsque nécessaire, des condensateurs ou des régulateurs de tension. Le Distributeur exige également, de la part des clients ayant des charges importantes, le respect d'un facteur de puissance minimum afin de limiter la composante inductive de ces charges.

D.2.d : sans CAT et VAR quel niveau de chute de tension s'observe typiquement sur les lignes de réseau de distribution sur une échelle de 120 Volts ?

Réponse :

La chute de tension moyenne d'une ligne est d'environ 3 V (sur un équivalent 120 V).

(p. 6) « Actuellement, le niveau de tension des barres moyenne tension des postes satellites du Transporteur est fixe. Sa valeur est déterminée de telle sorte que la tension

du réseau de distribution respecte en tout point et en tout temps les critères de la norme CAN3-C235-83 de l'Association canadienne de normalisation (CSA-235) et ce, nonobstant les perturbations pouvant affecter le réseau. Cette norme stipule, entre autres, que pour une alimentation résidentielle dite à 120 V, la tension au point de raccordement doit se situer entre 110 V et 125 V. »
et Figure 2, page 7 (tension dans le temps).

D. 3.a : Est-ce que l'abaissement de tension apporté par le projet CATVAR permet d'abaisser la tension des lignes et postes de transport en amont des barres de tension des postes satellites d'HQT ? Si oui cela apporte t-il une économie d'énergie sur le réseau de transport ?

Réponse :

La tension des barres et lignes à haute tension n'est pas affectée par le projet CATVAR.

D.3.b : Comment H.Q. s'assure t-elle de limiter les risques de chutes de tension sous les niveaux limites recommandés (chutes causées par les perturbations transitoires et/ou aléatoires) ?

Réponse :

Le Distributeur souligne que les niveaux de tension recommandés par la norme CSA-235 ne représentent pas les limites de tension que l'on pourrait rencontrer dans des conditions de fonctionnement anormales ou de défaut, ou encore lors du démarrage de moteurs, lorsque les charges de démarrage sont très importantes. Les niveaux de tension recommandés concernent la tension en régime permanent et le Distributeur s'assure de les respecter. Quant aux phénomènes transitoires pouvant occasionner des tensions sous les niveaux recommandés (creux de tension), leur importance et leur fréquence ne sont en rien affectées par la mise en place du projet CATVAR et le Distributeur continuera de les gérer de façon rigoureuse, dans le respect des normes.

D.3.c : Est-ce que le projet CATVAR assure une meilleure protection contre les perturbations transitoires et/ou aléatoires qui sont susceptibles d'affecter la qualité de l'onde ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.b.

D.3.d : Le fait d'abaisser la tension sur le réseau de distribution permet t-il de réduire les risques de surtension causées par des perturbations transitoires et/ou aléatoires ?

Réponse :

L'abaissement de la tension en régime permanent sur le réseau n'a pas d'impact sur les phénomènes de surtension.

D.3.e : Comment H.Q. s'assure t-elle que les perturbations de la production distribuée le long d'une ligne de distribution ne perturbe pas le contrôle de tension et de puissance réactive et n'affecte pas la qualité de l'onde des clients sur cette ligne de distribution.

Réponse :

Les producteurs distribués sont soumis à un processus d'intégration rigoureux. En particulier, ceux-ci doivent se conformer à la norme C.22-03 qui fixe les limites d'émission de papillotement et à la norme C.25-01 qui fixe les limites d'émissions harmoniques. En se conformant à ces deux normes de qualité de l'onde, les producteurs distribués assurent le Distributeur qu'ils n'occasionneront pas de perturbations pouvant nuire à ses clients et à l'opération des équipements servant au contrôle de la tension et de la puissance réactive sur son réseau.

En ce qui a trait au contrôle de la tension et de la puissance réactive, le Distributeur ne permet pas aux producteurs distribués de participer à la régulation de tension sur les lignes de distribution. Ainsi, il exige que les producteurs distribués opèrent à un facteur de puissance constant, lequel est déterminé à l'aide de simulations effectuées lors de l'étude de raccordement. Ce facteur permet de s'assurer que les seuils de tension respectent la norme CSA-235, et ce, en considérant la contribution du producteur distribué, la charge de la ligne et, le cas échéant, la présence de condensateurs liés au projet CATVAR.

D.3.f : la figure 2, indique bien la tension en sortie des postes de départ, en fonction du temps.

Réponse :

Non. Comme l'indique clairement le titre de la figure, elle représente la tension en bout de réseau de distribution au cours d'une année.

(p. 7) « À la suite d'analyses réalisées en collaboration avec le Transporteur, il a été établi que le niveau de tension sur certaines barres moyenne tension des postes satellites pouvait être réglé à la baisse, et ce, sans compromettre le respect de la norme CSA-235. Il s'agit là d'un premier moyen de gestion de la tension…
La mise en place d'une boucle de régulation de la tension entre le réseau de distribution et les postes satellites du Transporteur est à la base de l'asservissement de la tension en distribution. En ayant recours à des mesures de la tension en divers points du

réseau, il sera alors possible d'ajuster continuellement la tension au départ des lignes de distribution de manière à ce qu'elle puisse être, non seulement maintenue plus basse, mais également plus constante. »

D.4.a : Est-ce que le contrôle de la tension se fait et fera strictement au niveau des postes de transformation de départ ? Est-il possible d'assurer un contrôle de la tension en divers points des lignes de distribution, pour assurer un contrôle plus fin de la tension le long des lignes de distribution ? un tel contrôle décentralisé et réparti le long des lignes de transport existe t-il ailleurs ?

Réponse :

Le Distributeur utilise des régulateurs de tension en ligne typiquement pour des lignes rurales longues afin de s'assurer du respect de la norme CSA-235. Toutefois, tous les régulateurs de tension visés par le projet CATVAR sont situés dans les postes satellites.

D.4.b : Qui d'HQT ou d'HQD contrôle la tension aux postes de départ ? Est-ce que les investissements au niveau des postes de départ, dans le cadre du projet CATVAR, feront en réalité partie de la base tarifaire du Transporteur ? Est-ce que le fait de maintenir la tension plus constante permet de réduire les pertes résistives et réactives sur le réseau de distribution ?

Réponse :

Le contrôle de la tension sur la barre alimentant les lignes de distribution est la responsabilité du Transporteur. La consigne de tension au départ des lignes est toutefois déterminée par le Distributeur.

Le coût de devancement des investissements réalisés par le Transporteur n'est pas inclus dans le budget du projet CATVAR mais a été considéré pour l'analyse économique (voir la section 3.4 de la pièce HQD-1, document 1).

En ce qui touche les pertes, voir la réponse à la question 1.a.

(pages 7 et 8) Finalement, le Distributeur prévoit recourir à la télécommande des batteries de condensateurs (VAR, c'est-à-dire Volt ampère réactif), dont le déploiement est en cours dans le cadre de son projet d'Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution »[1] .
Télécommander les manoeuvres de ces batteries contribuera à améliorer le profil de tension et à augmenter la marge de tension, c'est-à-dire la baisse possible de la tension.

1

Le Distributeur précise qu'il préconisait initialement inclure l'installation de batteries de condensateurs télécommandées au projet CATVAR. Cependant, tel que présenté au dossier R-3698-2009, des besoins de compensation réactive requis à court terme pour la stabilité du réseau de transport advenant une pointe exceptionnelle à l'hiver 2011-2012 l'ont amené à devancer l'installation des batteries sur le réseau de distribution[2].
Le Distributeur a alors pu répondre au besoin du Transporteur en amorçant, dès 2010 l'installation de 802 batteries de condensateurs exploitées manuellement. Dans le présent dossier, le Distributeur entend installer des coffrets de télécommande à ces batteries de condensateurs afin de les manoeuvrer à distance et, de ce fait, ajouter à la réduction de la consommation énergétique…
et Figure 3, page 8.

D. 5.a: Dans le cadre du projet CATVAR y aura t-il ajout des batteries de condensateurs ?

Réponse :

Selon les estimations actuelles, quelques dizaines de batteries de condensateurs seraient ajoutées au réseau, surtout en dehors de la boucle métropolitaine de Montréal. Ces ajouts sont inclus à la rubrique « Travaux sur les réseaux moyenne et basse tensions ».

Voir également la réponse à la question 5.e.

D.5.b : indiquer sous quelle conditions et pour quelles types de charges la télécommande des batteries de condensateurs permet d'améliorer le profil de tension et de réduire la tension sur le réseau ? Les batteries de condensateurs peuvent-elles perturber la qualité de l'onde (harmoniques/surtension…) et si oui comment H.Q. s'assure de limiter ces perturbations ?

Réponse :

Les condensateurs permettent d'améliorer le profil de tension surtout en forte charge et en présence de charges inductives. La télécommande des batteries de condensateurs permet d'ajuster le niveau de compensation réactive sur une ligne en fonction des éléments suivants :

- **la variation de charge ;**
- **la variation de tension ;**
- **le changement de configuration du réseau ;**
- **la variation des besoins du Transporteur ;**
- **les situations d'urgence.**

[2] La puissance indiquée dans le dossier R-3698-2009 était de 2 400 Mvar. La poursuite de l'analyse du dossier avec le Transporteur a permis de déterminer qu'une puissance de 1 000 Mvar serait suffisante pour répondre aux besoins du réseau jusqu'en 2015.»

Le Distributeur considère des critères de localisation, de distance entre les batteries de condensateurs, de dimensionnement et de nombre de batteries sur le réseau afin de réduire au minimum les perturbations potentielles de la qualité de l'onde.

D.5.c : L'installation des 802 batteries de condensateurs, contrôlées manuellement, a coûté combien exactement ? L'ajout ultérieur des télécommandes des batteries de condensateurs, initialement munies de contrôles manuels, se trouve à augmenter de quel montant les coûts d'investissement dans les batteries de condensateurs ? Si les batteries de condensateurs avaient dès le départ intégré les télécommandes cela aura permis d'économiser quelle somme d'argent ?

Réponse :

Le coût d'installation des batteries de condensateurs a été présenté au dossier R-3698-2009.

Le Distributeur souligne qu'il n'était pas possible d'installer initialement des boîtiers télécommandés. L'installation des batteries de condensateurs devait être mise en œuvre rapidement afin de répondre aux besoins de la pointe de l'hiver 2011-2012 du Transporteur. Or, à ce moment, la technologie requise n'était pas suffisamment rodée.

Le Distributeur prévoyait remplacer 365 boîtiers manuels par un boîtier télécommandé, à un coût d'environ 7 k$ par installation, soit au total 2,6 M$. Le Distributeur a fait tous les efforts afin de réduire au minimum les remplacements de boîtiers manuels requis.

Voir également la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1 et la réponse à l'engagement 3.2 à la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3698-2009.

D.5.d : Indiquez-nous quelle serait la rentabilité réelle du projet CATVAR si le coût des batteries de condensateurs était ajouté au coût actuel du projet CATVAR ? Inversement si les baisses de tension et les économies associées au projet VAR étaient omises de l'évaluation de la rentabilité des économies d'énergie quelles serait la rentabilité réelle du projet CATVAR actuel (sans la partie VAR) ?

Réponse :

L'analyse du projet CATVAR évalue la rentabilité des investissements et des charges futures occasionnées par le projet considérant que ce dernier permet d'éviter des coûts futurs et occasionnera, au fil des années, des pertes de revenus. En analyse économique, les coûts passés ne sont jamais considérés. De surcroît, l'objectif du projet 1000 Mvar était de répondre aux besoins de pointe du Transporteur et

non de procurer des économies d'énergie. Il ne serait donc pas approprié d'inclure à l'analyse du projet CATVAR les coûts d'un autre projet déjà réalisé. Seule l'automatisation des 802 batteries de condensateurs, permettant d'optimiser les gains énergétiques de CATVAR, est incluse à l'analyse économique du projet.

Par ailleurs, la partie VAR fait partie intégrante du projet CATVAR. Le Distributeur ne fait pas d'analyse économique de chacun de ses éléments pris individuellement. Voir également la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.

D.5.e. : Y aura t-il ultérieurement installation de nouvelles batteries de condensateurs pour atteindre la puissance réactive de 2400 Mvar ? Si oui quand, à quel coût, incluant le coût de nouveaux équipements de contrôle de la tension si on veut élargir le projet CATVAR, et cela ajoutera t-il de nouvelles économies d'énergie ?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas d'objectif d'installation d'une quantité précise de condensateurs. Il continuera de les utiliser comme il l'a toujours fait dans ses activités de planification et dans le cadre des travaux MT prévus au projet CATVAR. Selon les projections actuelles, la puissance totale des condensateurs installés se situera près des 1 000 Mvar annoncés.

(pages 9 à 11) Section 2.1.3.1 :

D. 6.a : La localisation des équipements de mesure de la tension (1 000 sur les 2 000 lignes visées) a été décidée sur quelle base et avec quel outil ? Utilisez vous le même logiciel de simulation qui est utilisé pour décider de la localisation des batteries de condensateurs ?

Réponse :

L'emplacement des TTT et des batteries de condensateurs a été établi à l'aide du même logiciel permettant au Distributeur de déterminer les emplacements qui assurent une exploitation respectant la norme CSA 235.

D.6.b : Quels critères économiques, techniques et normatifs (qualité de l'onde), avec leur pondération, sont pris en compte pour décider de la localisation des équipements de mesure et des batteries de condensateurs ?

Réponse :

La détermination de l'emplacement des batteries de condensateurs vise à maximiser la réduction des pertes et l'amélioration du profil de tension. Les contraintes considérées sont essentiellement d'ordre techniques, notamment la distance entre les batteries de condensateurs et le poste source, la distance entre les batteries de condensateurs, et enfin le dimensionnement et le nombre de batteries de condensateurs sur le réseau.

Le critère principal de localisation des équipements de mesure est la proximité des points de tension les plus faibles sur le réseau.

(p. 12) « 5. Les batteries de condensateurs télécommandées sont manoeuvrées au besoin, en fonction du profil de la tension. »

D. 7 : À quel moment et sous quelles conditions opérerent les télécommandes des batteries de condensateurs ? Quelle fraction du temps les batteries de condensateurs seront-elles utilisées en moyenne pour contrôler et corriger le profil de tension ?

Réponse :

Les condensateurs seront manœuvrés lorsque les conditions du réseau l'exigeront, en fonction de la charge réactive consommée, des niveaux de tension sur le réseau et des besoins en puissance réactive du Transporteur. La « *fraction du temps* » est très variable selon la ligne, le poste et les situations. La télécommande des batteries permettra au Distributeur de réagir promptement aux diverses situations rencontrées.

(p. 12) « L'évaluation du CVR est déterminante pour estimer le potentiel de réduction de la consommation énergétique. Cette évaluation du CVR fait appel à des analyses de corrélation entre l'énergie et la tension. Elle peut être complexe en vertu du grand nombre de variables l'influençant tels la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel) ou les facteurs climatologiques. L'approche consiste à mesurer les effets de l'abaissement de tension en amont, soit au poste satellite. »
(p. 15) « La boucle de régulation mise en place au poste Pierre-Boucher a permis au Distributeur de valider les marges de tension obtenues par simulation. »

D.8.a : Quelles sont les autres approches utilisées en Amérique du Nord et en Europe pour évaluer les économies d'énergie apportées par l'asservissement de la tension ?

Réponse :

La méthodologie généralement utilisée dans l'industrie est celle utilisée par le Distributeur et décrite à la réponse à la question 1.1. de la Régie

à la pièce HQD-2, document 1. Certaines entreprises se contentent de faire seulement quelques essais ponctuels d'abaissement de tension et observent l'impact sur la charge. Toutefois, cette dernière méthode est plus appropriée quand les objectifs sont le déplacement ou l'effacement de la pointe, plutôt que la réduction de la consommation d'énergie.

D.8.b : Est-il possible et avez-vous tenté d'évaluer les économies d'énergie par des exercices de simulation du réseau de distribution ? Si vous avez fait l'exercice quel CVR et quelles économies d'énergie avez-vous évalués par cette approche ?

Réponse :

Le CVR n'a pas été déterminé par des simulations mais par des essais. Les simulations de réseau ont été faites pour déterminer les marges de tension disponibles. Voir également la réponse à la question 1.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.

D.8.c : Est-il possible et avez-vous tenté d'évaluer théoriquement les économies en vous basant sur la consommation d'énergie des différents usages (et clientèles) et sur les CVR propres à chaque usage ? Si vous avez fait l'exercice quel CVR et quelles économies d'énergie avez-vous évalués par cette approche ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1. de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.

(page 6) Selon la norme CSA-235 pour une alimentation résidentielle dite à 120 V, la tension au point de raccordement doit se situer entre 110 V et 125 V.
(tableau 1, page 15) Limites d'exploitation sur la moyenne tension (base 120 V), la limite supérieure est de 126 V à la pointe, 125,5 V en charge moyenne et 125 V au creux de la charge.

D. 9.a : Devons-nous comprendre que durant la période de pointe et de charge moyenne certaines parties du réseau (et le service électrique des clients s'y trouvant rattachés) ne respectent pas la limite de tension de 125 V, en régime permanent, prescrite par la norme canadienne CSA-235 ?

Réponse :

Non. Le Distributeur s'assure de respecter en tout temps les niveaux recommandés par la norme CSA-235.

(page 15) « Durant le projet pilote, le Distributeur a envisagé différents moyens pouvant augmenter les marges de tension. À cette fin, et afin d'en évaluer les coûts, il a analysé le réseau de distribution, non seulement du poste Pierre-Boucher, mais également de quatre autres postes afin de disposer d'un échantillon plus large. Il en ressort que la réalisation de travaux mineurs sur le réseau permet de dégager une marge de tension supplémentaire. Les travaux requis peuvent impliquer l'équilibrage des charges sur les phases du réseau ou encore un transfert de charges d'une ligne de distribution à une autre, située à proximité »

D. 10.a : Quelle marge de tension est gagnée par ces interventions mineures ? Combien coûteront les différentes interventions mineures dans le cadre du projet CATVAR ? Comment faites-vous pour équilibrer les charges sur les phases du réseau ?

Réponse :

Selon les estimations actuelles, les interventions sur le réseau moyenne tension permettront d'augmenter les marges de tension d'environ 2 V. Le coût total des différentes interventions prévues est évalué à 19 M$, tel que précisé au tableau 3 de la pièce HQD-1, document 1.

Pour équilibrer les charges sur les phases, le Distributeur identifie les blocs de charge monophasés les plus susceptibles de causer le déséquilibre et les transfère sur la phase appropriée.

(pages 18 et 19) « Le projet proposé par le Distributeur prévoit le déploiement de l'asservissement de la tension sur environ 130 postes satellites, soit quelque 2 000 lignes du réseau de distribution. Le projet inclut :
· l'installation d'environ 1 000 TTT aux fins de mesurage de la tension sur le réseau moyenne tension ;
· des travaux mineurs sur les réseaux moyenne et basse tensions permettant l'optimisation des marges de tension disponibles ;
· la télécommande des quelque 800 batteries de condensateurs installées dans le cadre du projet d'addition de compensation réactive sur le réseau ;…
Le choix des postes pour l'implantation de l'asservissement de tension est basé sur des critères économiques (potentiel de réduction de la consommation et coûts de mise en œuvre) et techniques (présence de régulateurs de tension dans le poste).»
(page 19) Tableau 2 **DÉPLOIEMENT PRÉVU DES TTT**

D. 11.a : Fournissez-nous le nombre total de postes satellites, le nombre de lignes en distribution et l'énergie totale y transitant pour le réseau intégré d'HQD et pour les 5 régions présentées au tableau 2 (page 19) ? Indiquez-nous le nombre de postes actuellement munis de régulateurs de tension sur l'ensemble du réseau et pour les 5 régions énoncées ?

Réponse :

Le tableau R-11.a présente l'information demandée.

TABLEAU R-11.A
ENSEMBLE DES POSTES SATELLITES

Territoires	Nombre de postes	Nombre de postes avec régulateur de tension	Nombre de lignes	Énergie transitée en 2009 (GWh)
Laurentides	104	99	753	27 005
Montmorency	89	88	621	25 486
Montréal	47	45	908	30 572
Matapédia	70	56	214	5 962
Richelieu	76	72	593	25 787
Total	**386**	**360**	**3 089**	**114 812**

D.11.b : Pour le réseau intégré et les 5 régions du tableau 2 (p. 19) indiquez-nous : la capacité et l'énergie transitant par les postes visés par le projet CATVAR, le nombre de postes visés (par région), le nombre total de lignes reliées à ces postes, ainsi que le nombre de clients résidentiels, commerciaux/institutionnels et industriels visés par le projet CATVAR ?

Réponse :

Le Tableau R-11.b présente l'information demandée.

TABLEAU R-11.B
POSTES AVEC ASSERVISSEMENT DE TENSION OU RÉVISION DE CONSIGNE*

Territoires	Nombre de postes impliqués	Énergie transitée en 2009 (TWh)	Nombre de lignes	Nombre de clients en 2009				
				Résidentiel - Tout à l'électricité	Résidentiel - Non tout à l'électricité	Commercial et Institutionnel	Industriel	Total
Laurentides	57	19,4	531	454 981	168 954	40 442	1 717	666 094
Montmorency	39	18,2	428	392 828	170 056	39 027	1 938	603 849
Montréal	39	27,5	807	549 424	269 359	62 824	2 824	884 431
Matapédia	17	2,5	78	47 651	22 247	6 962	254	77 114
Richelieu	48	19,7	446	443 517	146 876	43 945	2 534	636 872
Total général	**200**	**87,3**	**2 290**	**1 888 401**	**777 492**	**193 200**	**9 267**	**2 868 360**

*** Remarque : Environ 130 postes et 2 000 lignes sont visés par l'asservissement de tension (CAT). 70 postes additionnels ne sont touchés que par la révision des consignes de tension.**

D. 11.c : Combien de postes sur le réseau intégré ne rencontrent pas le critère de rentabilité économique (lorsque le critère est appliqué à l'échelle du poste) ?

Réponse :

31 postes présentent des contraintes techniques qui rendent impossible l'asservissement de la tension et 221 postes ne rencontrent pas le critère de rentabilité économique. Il s'agit en général de petits postes en zone rurale. Certains de ces postes sont cependant touchés par la révision des consignes de tension.

Voir également la réponse à la question 5.1 du GRAME à la pièce HQD-2, document 3.

D.11.d : Fournissez-nous un tableau sur le déploiement des télécommandes de batteries de condensateurs par région (comparable au tableau 2, page 19).

Réponse :

Le tableau R-11.d présente l'information demandée.

TABLEAU R-11.D

DÉPLOIEMENT PRÉVU DES TÉLÉCOMMANDES DE BATTERIE DE CONDENSATEURS

	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Laurentides	-	95	93	-	-	**188**
Montmorency	-	26	11	-	-	**37**
Montréal	-	213	144	-	-	**357**
Matapédia	-	3	4	-	-	**7**
Richelieu	-	100	113	-	-	**213**
Total	**-**	**437**	**365**	**-**	**-**	**802**

(p. 20) « Coût du projet

Le Distributeur souligne que le coût total du projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Distributeur en informera la Régie en temps opportun. Cependant, il s'efforcera de contenir les coûts de son projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

3.3.1. Investissement

Les estimations de coûts ont été faites sur la base des conclusions de l'implantation d'un système CATVAR sur le réseau de distribution du poste Pierre-Boucher »

D.12.a : Indiquez-nous quelles données tirées de l'expérience CATVAR au poste Pierre-boucher ont servi à évaluer les divers composantes de coûts du projet global CATVAR. De même indiquez nous quelles autres sources de données ont été utilisées pour évaluer les coûts du projet global CATVAR, en justifiant la pertinence d'utiliser ces différentes sources d'informations ?

Réponse :

L'implantation d'un système CATVAR au poste Pierre-Boucher a permis d'évaluer les coûts reliés notamment :

- **à l'acquisition des divers équipements (en plus d'en préciser les spécifications requises) ;**
- **à la main d'œuvre pour installer ces équipements (monteurs, techniciens, ingénieurs, électriciens) ;**
- **aux encadrements à réaliser ;**
- **à la conception des cours de formation et leur diffusion ;**
- **aux travaux sur les réseaux moyenne et basse tensions ;**
- **aux outils de gestion du réseau ;**
- **à la gestion du projet et au support.**

Les projets tels que *Automatisation du réseau de distribution* et *Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution* ont également permis de déterminer certains coûts du projet CATVAR puisque les équipements sont très comparables. De plus, les responsables et équipes mobilisés dans ces projets ont participé aux évaluations du projet CATVAR.

D.12.b : Qui a fixé, et sur quelles bases, la marge de dépassement de 15% avant de devoir demander une nouvelle autorisation au CA d'H.Q. ? Quels incitatifs sont appliqués à l'interne pour qu'HQD minimise ses coûts d'investissements et évite les dépassements de coûts ?
À quelle fréquence et comment HQD doit-elle faire rapport de l'évolution de ses projets d'investissements et des coûts d'investissement au CA d'HQD?
Le montant autorisé par la Régie exclut t-il la contingence, HQD devant justifier l'utilisation de la contingence, ou si le montant autorisé par la Régie inclut la contingence, l'utilisation de cette dernière n'ayant pas à être justifiée ?

Réponse :

L'écart cumulatif autorisé fait partie des règles de bonne gouvernance que s'est données l'entreprise. Ce critère s'applique pour tous les projets d'investissement majeurs, lesquels doivent être approuvés par le Conseil d'administration. Si les coûts devaient excéder ce seuil, ils devraient faire l'objet d'une nouvelle approbation par le Conseil d'administration, ce qui implique pour les responsables une justification des dépassements et de la pertinence de poursuivre le projet.

Une fois la recommandation acceptée par le Conseil d'administration, le Distributeur n'est pas tenu d'effectuer un suivi régulier du projet auprès de cette instance, dans la mesure où la recommandation est respectée.

Le Distributeur souligne que tous les projets dont les investissements sont supérieurs à 10 M$ sont autorisés et suivis par la Régie. Le montant autorisé inclut systématiquement la contingence, cette dernière faisant partie intégrante du coût du projet. Le Distributeur rappelle que seules les sommes réellement investies sont ultimement incluses à la base de tarification lors de leur mise en service.

D. 12.c : Nous comprenons que le dépassement de coût total pouvant survenir, sans avoir à justifier de dépassement de coût au CA d'H.Q. est de 25,5 M$ (contingence) plus 15% de 152,4 soit 22,86 M$, soit en tout 48,36 M$ (ou 38,11% de 126,9 M$ le coût avant contingence) : prouvez-nous que ce niveau total de dépassement de coût est raisonnable et est reconnu et accepté dans d'autres juridictions, pour le secteur électrique nommément ?

Réponse :

La compréhension de l'ACEF de Québec relative à la notion de contingence est erronée. Cette dernière fait partie intégrante du budget et ne peut être assimilée à un dépassement de coût. La présence d'une contingence est inhérente à tout projet d'investissement. Elle permet de couvrir raisonnablement les aléas intrinsèques à la réalisation de tous travaux importants.

En ce qui concerne les règles de gestion internes applicables aux dépassements de coûts relatifs à un projet d'investissement, le Distributeur réfère l'ACEF de Québec à la réponse à la question 12.b. Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il effectuera le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie, exercice au cours duquel un rendre compte sera fait quant aux coûts réels encourus et au respect des budgets et des objectifs visés par le projet.

(p. 21) **TABLEAU 3 DÉTAIL DU COÛT DU PROJET EN INVESTISSEMENT**

D. 13.a : Indiquez-nous en détail comment et sur quelles bases (écart de coûts historique …) a été évalué la contingence en justifiant le niveau de contingence associé à chaque composante de coûts ?

Réponse :

Le niveau de contingence est basé sur l'expérience de l'implantation du système CATVAR au poste Pierre-Boucher et sur les projets tels que *Automatisation du réseau de distribution* et *Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution*.

Le tableau R-13.a présente l'information détaillée.

TABLEAU R-13.A
NIVEAU DE CONTINGENCE PAR RUBRIQUE

	Niveau de contingence	Explication
Installation de 1 000 transformateurs de tension télésurveillés	20%	• Homologations non finalisées
Installation de la télécommande des 802 batteries de condensateurs		
Travaux sur les réseaux MT et BT	25%	• Nature des travaux très variable • Détail des travaux à réaliser sera connu seulement en phase de réalisation du projet
Outils de gestion du réseau	30%	• Appel de candidature pour la fourniture d'un progiciel en cours
Autres : Outillage, développement de la formation et de technologies, etc.	15%	• Basé sur l'expérience avec des projets similaires
Gestion de projet et support	15%	• Basé sur l'expérience avec des projets similaires

D.13.b Indiquez-nous les différentes composantes de coûts (présentées au tableau 3) propres au projet CATVAR réalisé au poste Pierre-Boucher ?

Réponse :

Les coûts du projet pilote au poste Pierre-Boucher ne sont pas inclus au budget du projet, à l'exception des frais d'emprunt capitalisés.

D.13.c : Nous observons une relation linéaire entre le nombre de TTT que vous prévoyez installer (tableau 2, page 19) et le coût d'installation des TTT, comment justifiez-vous le maintien de cette relation linéaire et l'absence d'économies d'échelle (associée au nombre d'installations) ?
Une telle relation linéaire tient-elle en ce qui a trait au coût d'installation des télécommandes de batteries de condensateurs ? Si oui justifiez votre choix de relation linéaire pour ce cas?

Réponse :

Il s'agit d'équipements standards et il n'y a pas d'économies d'échelle associées au nombre d'installations. Le coût de ces dernières (TTT ou télécommandes de batteries de condensateurs) peut varier selon les postes et le Distributeur a utilité un coût moyen aux fins de sa planification.

D. 13.d : Indiquez-nous si le coût et les prix des équipements acquis de fournisseurs externes résulte(ra) d'un processus d'appel d'offre public ? Si oui dites-nous quels étaient (ou seront) les critères de choix de fournisseur utilisés et la pondération accordée à chaque critère ? Dites-nous si le prix négocié des équipements diminue avec le nombre d'équipements achetés aux différentes années du projet ?
L'installation des équipements est-elle faite par les ressources internes d'H.Q. ? Si oui quelles divisions d'H.Q. sont impliquées ? Sinon comment ont été sélectionné les installateurs externes ?
Quelle proportion des coûts totaux du projet CATVAR vise les fournisseurs et installateurs externes ?

Réponse :

Les équipements acquis (TTT, batterie de condensateurs, boîtier de télélecture et de télécommande) de fournisseurs externes résultent d'un processus d'appel d'offres public. Les fournisseurs sont choisis sur la base des plus bas soumissionnaires, pour des produits respectant les spécifications techniques du Distributeur (produits homologués).

Un appel d'offres annuel sera émis pour l'achat des équipements requis sur la durée du projet. L'installation des équipements sera faite majoritairement par les employés du Distributeur. Ce dernier peut, dans certains cas, avoir recours à des fournisseurs externes.

Le Distributeur ne peut rendre publiques les sommes budgétées pour l'acquisition des équipements afin de ne pas influencer les propositions en cours.

(page 22) « Le Distributeur a évalué qu'un montant récurrent annuel estimé à 3,4 M$ ($2010) sera requis à partir de 2016, après la fin du projet. Ce montant est associé aux frais de télécommunication, de maintenance et de dépannage. Il sera intégré au revenu requis du Distributeur.
Le plan de déploiement proposé assure que le Distributeur sera en mesure de réaliser ce projet avec ses ressources actuelles. Par conséquent, aucune main-d'oeuvre additionnelle n'est requise pour la mise en place du projet CATVAR. »

D. 14: Combien de ressources humaines d'H.Q., et de l'externe, sont requises pour la phase d'investissement de 2010 à 2015, et pour la phase d'opération après 2015 ?

Réponse :

Aucune ressource additionnelle n'est nécessaire pour la réalisation de ce projet selon l'échéancier prévu. Le projet requerra annuellement entre 21 et 26 années-personnes pour la phase d'implantation, incluant quelques ressources externes. À partir de 2016, environ 10 années-personnes seront nécessaires aux activités de maintenance et de dépannage.

(pages 25-26) « ***4.2.2. Coûts évités »***

D. 15: le fait que vous n'utilisiez que les coûts évités en énergie, est-il motivé par le fait que vous ne pouvez garantir avec le projet CATVAR de réduction de voltage et de puissance en tout temps, nommément en période de pointe ?

Réponse :

Le projet CATVAR amène une réduction en énergie et n'apporte pas de contribution ferme en puissance à la pointe du réseau (notamment parce que les marges de tension sont très faibles, voire inexistantes, en période de pointe). L'analyse économique doit refléter le plus fidèlement possible la valeur du projet, ce qui explique le choix de ne créditer que la contribution en énergie. Cette façon de procéder est prudente.

(p. 27) **TABLEAU 9 RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

D. 16 : En quoi consiste les valeurs résiduelles de 11,6 M$?

Réponse :

Tel qu'indiqué à la section 4.2.1 de la pièce HQD-1, document 1, la valeur résiduelle est calculée pour tenir compte de la capacité d'usage restante des équipements qui n'auront pas été complètement amortis à la fin de la période d'analyse de 15 ans. La durée de vie utile des équipements de réseau est de 30 ans alors que celle des boîtiers est de 15 ans.

(pages 28 et 29) 4.3.3. Analyse de sensibilité

« Ces analyses font ressortir que le TCTR est largement positif, ce qui signifie que le projet reste économiquement rentable, et ce, même dans une situation « défavorable ». Toutefois, le TNT est négatif dans les deux situations. »

D. 17 : Indiquez-nous le niveau d'économies d'énergie qui donnerait un TCTR de 0.

Réponse :

Des économies d'énergie de 253 GWh à partir de 2015 donneraient un TCTR de 0 $.

(p. 29) « **5. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE**

Comme il a été mentionné à la section 2.2.5, les résultats au poste Pierre-Boucher ont démontré que le projet n'aurait pas d'impact sur la qualité de l'alimentation électrique des clients. Ceci a été corroboré par le balisage présenté à la section 2.3.

Toutefois, bien que les équipements déployés en réseau assurent un maintien de la tension en respect de la norme CSA-235, un risque que des écarts de tension puissent survenir est toujours présent, aussi faible soit-il. Pour cette raison, par prudence, HQD mettra en place un processus particulier de gestion des plaintes permettant de remédier rapidement à la situation, le cas échéant. »

D. 18.a : Comment ont évolué les indicateurs de qualité de l'onde (voir « *Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec »)* du poste Pierre-Boucher durant les deux années d'expérimentation de CATVAR ?

Réponse :

Le Distributeur estime que, d'après les mesures réalisées chez une cinquantaine de clients au poste Pierre-Boucher, la tension en régime permanent est cohérente avec les « *Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* ». Par ailleurs, le Distributeur juge que le projet CATVAR n'a pas d'impacts significatifs sur les autres indicateurs de la qualité de la tension auxquels font référence le document susmentionné.

D. 18.b : Quel est le risque que les écarts de tension ne respectent pas la norme CSA-235 dus à CATVAR ?

Réponse :

Le risque que les écarts de tension ne respectent pas la norme CSA-235 est le même avec CATVAR qu'avec la méthode actuelle de régulation de la tension. En cas de défaillance du système CATVAR, l'automatisme de régulation utilise une consigne par défaut.

D.18.c : Quel suivi assurerez-vous en terme de mesure de tension, d'indicateurs de qualité de l'onde à divers endroits du réseau de distribution afin de mesurer les écarts de tension et la qualité de l'onde pour les lignes où CATVAR sera utilisé ?
Quel processus particulier de gestion des plaintes mettrez-vous en place; quels critères suivrez-vous et quels problèmes de qualité de l'onde remédierez-vous par ce processus ?

Réponse :

L'expérience ayant démontré que l'implantation du système n'avait pas d'impact sur la qualité de service, le Distributeur ne prévoit pas de mesures particulières en dehors des transformateurs de tension télésurveillés et de la planification normale du réseau pour suivre la qualité de la tension en présence de CATVAR.

Au niveau de la gestion des plaintes, le comité d'experts en qualité de l'onde du Distributeur suivra la qualité de l'onde des réseaux CATVAR avec une plus grande attention. Des séances d'information ont été offertes aux experts techniques sur le terrain afin qu'ils soient plus attentifs aux problèmes mineurs qui pourraient survenir à la suite du déploiement du projet CATVAR.

(p. 29) « 6. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS
Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ). Le suivi annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution et d'une explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de distribution. Il entend également faire le suivi de la réduction de la consommation générée par son projet. »

(HQD-1 doc. 1, page 20) « Pour l'estimation des gains réels, le Distributeur entend procéder sur la base de l'énergie transitée. Ainsi pour chacun des postes visés par le projet, l'énergie transitée sera mesurée de même que la variation de tension. En mettant ces données en relation avec le CVR et selon les principes expliqués à la section 2.4, il sera alors possible d'évaluer les économies d'énergie générées. Ainsi, l'évaluation globale du projet proviendra de la somme des réductions de chacun des postes. »

D. 19.a : Quel suivi et compte-rendu ferez-vous sur la qualité de l'onde et la stabilité de la tension auprès de la Régie de l'énergie ?

Réponse :

Le Distributeur s'assure de la qualité de l'onde et de la stabilité de la tension de son réseau. Le déploiement du projet CATVAR n'affecte en rien cette obligation et le projet se réalisera dans le respect de la norme CSA-235. De surcroît, les résultats au poste Pierre-Boucher ont démontré que le projet n'altérait aucunement la qualité de l'alimentation des clients. Pour ces raisons, le Distributeur n'envisage aucun suivi particulier visant la qualité de l'onde et la stabilité de la tension auprès de la Régie. Voir également la section 6 de la pièce HQD-1, document 1.

D. 19.b : Qu'entendez-vous par écart majeur entre les coûts réels et ceux projetés ?

Réponse :

Un écart majeur est constaté lorsque le Distributeur juge que la valeur réelle diffère significativement de la valeur projetée.

D. 19.c : Comment ferez-vous le suivi de la réduction de la consommation générée par le projet ? Réévaluerez–vous ultérieurement le CVR propre à chaque poste au lieu d'utiliser un CVR moyen correspondant à celui de Pierre-Boucher ?

Réponse :

Toutes les données de consigne de tension et d'énergie sont enregistrées dans une base de données. Ces informations permettront de calculer les économies d'énergie. Le Distributeur prévoit réaliser des essais sur quelques autres postes afin de raffiner son évaluation des CVR par catégorie de clients.

(p. 30)) **7. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS**
« Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés spécifique, hors base tarifaire, afin de comptabiliser les coûts afférents aux travaux de distribution mis en service, de même que les charges. Les modalités de disposition visant à récupérer ces coûts ont été approuvées dans la décision D-2010-0227 . Aucune somme associée au projet CATVAR n'a été incluse dans la demande tarifaire 2011-2012 (dossier R-3740-2010). »

D. 20 Existe t-il dans le cadre réglementaire actuel d'autres options que la création d'un compte de frais reportés pour intégrer les charges d'exploitation de 2010 et 2011 ?

Réponse :

Le projet aurait pu être inscrit à la demande R-3740-2010 sur une base prévisionnelle. Cependant, la Régie a statué dans sa décision D-2008-024 (page 68) que seuls les projets dont le coût est supérieur à 10 M$ préalablement autorisés pouvaient être inclus à la base de tarification.

Compte tenu de cette décision, le Distributeur ne voit pas d'alternative à la création d'un compte de frais reportés pour récupérer les sommes investies.

Références pour les prochaines questions : HQD-3 doc. 2 Réponses aux engagements du 13/01/2011

- Page 3, réponse à l'engagement no. 1 : « **Tableau R-E1 Répartition de la clientèle par catégorie de clients »**
- (HQD-1 doc. 1, page 13) « À cette fin, il a mis en oeuvre à partir de 2005 un projet pilote sur 1 le réseau du poste Pierre-Boucher, situé à Boucherville sur la Rive-Sud de Montréal (figure 7). Ce poste a été choisi puisqu'il est représentatif du réseau du Distributeur en ce qui a trait à la diversité de la charge (résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle) et de la densité du réseau (urbain, semi-urbain et rural). »

D. 21.a : confirmez que le tableau R-E1 indique bien pour les 3 catégories de postes, la répartition de la consommation d'électricité par clientèle, et non la répartition du nombre de clients ?

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

D. 21.b : considérant que la répartition de la clientèle au poste Pierre-Boucher diffère sensiblement de celle pour l'ensemble des postes du réseau de distribution (selon le tableau R-E1), justifiez le bien fondé de l'affirmation à la seconde référence à l'effet que le poste Pierre-Boucher est représentatif de l'ensemble du réseau ?

Réponse :

Le poste Pierre-Boucher est bien représentatif puisqu'il reproduit une diversité de la charge (résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle) et de la densité du réseau (urbain, semi-urbain et rural) qui est typique du réseau de distribution. La répartition de la consommation par catégorie de clients n'est donc pas le seul facteur important.

(page 4, **Tableau R-E2 CVR par catégorie de clients**
« **Le Distributeur a estimé un CVR par catégorie de client sur la base des résultats disponibles dans la littérature scientifique, lesquels ont été ajustés pour tenir compte des caractéristiques propres à la charge québécoise. Les résultats ont été calibrés pour refléter le CVR global observé. »**
HQD-3 doc. 2, Annexe A CVR PAR TYPE D'APPAREIL

D. 22.a : Soumettez-nous les CVR fournis par la littérature, avec les références utilisées, et détaillez la méthode pour tenir compte des caractéristiques propres à la charge québécoise ainsi que la méthode de calibrage utilisée.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que le CVR par catégorie de clients n'a pas été utilisé pour déterminer le CVR global et estimer les économies générées par le projet.

Voir également la réponse à la question 19.c.

D.22.b : Pour chaque type d'appareils indiquez-nous les effets de la baisse de tension sur le service rendu (baisse d'éclairage, effets sur la qualité de lavage, d'échange d'air ou de transmission de chaleur (ventilateur de fournaise), ainsi que les effets croisés possibles (baisse de chaleur produite par les ampoules incandescentes devant être compensées par une utilisation plus longue des appareils de chauffage), et les effets pervers possibles (remplacement d'ampoules par des plus puissantes pour compenser la baisse d'éclairage…) qui peuvent réduire les économies d'énergie, voire accroître la consommation d'énergie à l'échelle d'un client, puis des postes visés par CATVAR ?

Réponse :

Le Distributeur rappelle que les ajustements de tension par le système CATVAR se font toujours dans le respect des normes en vigueur (CSA-235), donc dans les limites de fonctionnement normal des appareils électriques homologués au Canada. En conséquence, ces ajustements n'auront aucun impact sur la qualité du service rendu par les appareils, qui fonctionnent d'ailleurs déjà sous une tension variable.

Voir également la réponse à la question 1.9c de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-2, document 5.

(p. 4) ***Engagement n°3 :*** *tableau présentant le CVR par type d'appareil.*

D. 23.a : fournissez-nous, pour l'ensemble du réseau de distribution, la charge moyenne et totale, en puissance et énergie, pour chaque type d'appareil et chaque type de clientèle, incluant pour pour le chauffage électrique et la climatisation.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

Voir également la réponse aux questions 4.1 et 4.2 du GRAME à la pièce HQD-2, document 3.

D.23.b : Pour le résidentiel que le commercial, le CVR propre au chauffage est-il effectivement nul ? Le CVR du chauffage pourrait-il être négatif ? Quel est le CVR pour la climatisation au résidentiel ?

Réponse :

Le CVR des charges de chauffage est nul car si la puissance instantanée est réduite, l'appareil fonctionnera plus longtemps afin de combler le besoin de chauffage.

Le CVR pour la climatisation résidentielle dépend du type de climatiseur et du niveau de tension à ses bornes. Si le climatiseur intègre un entraînement à vitesse variable, comme c'est le cas pour les appareils de dernière génération, la puissance consommée ne change pas en fonction de la tension appliquée et le CVR est nul. Dans le cas d'un climatiseur avec moteur monophasé à démarrage par condensateur (anciens modèles), le CVR peut être positif.

(page 5) Engagement no. 5 : **Tableau R-E5 Marges de tension mensualisées**
« La mensualisation des marges de tension sert essentiellement à donner un aperçu du découpage mensuel du gain aux fins de l'analyse économique. Bien qu'elles constituent une bonne évaluation, ces marges mensuelles demeurent approximatives. Le Distributeur souligne qu'elles ne sont pas intervenues dans l'estimation du gain de 2 TWh associé au projet CATVAR. »

D. 24.a : pourquoi ne pas avoir basé l'estimation du gain de 2 TWh en utilisant les marges de tension mensualisées ? Fournissez-nous la marge de tension moyenne découlant des marges mensuelles.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.

D.24.b : Fournissez-nous l'évaluation de l'économie d'énergie apportée par le projet CATVAR en utilisant les marges de tension mensualisées et le CVR de référence (de Pierre-Boucher).

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.

D. 24.c : fournissez-nous l'énergie transitée à chaque mois sur tout le réseau de distribution et sur le sous-réseau visé par le projet CATVAR.

Réponse :

Le tableau R-24.c présente la répartition mensuelle de l'énergie transitée sur le réseau de distribution, pour 2009. Cette information n'est pas disponible pour les postes visés par CATVAR.

TABLEAU R-24.C
RÉPARTITION MENSUELLE DE L'ÉNERGIE TRANSITÉE SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin
12,0%	10,7%	10,4%	8,1%	6,6%	6,2%
Juil.	**Août**	**Sept.**	**Oct.**	**Nov.**	**Déc.**
6,4%	6,3%	6,1%	7,1%	8,9%	11,2%

D. 24.d : Dites-nous si le CVR et la marge de tension des postes devraient diminuer au fur et à mesure plus que l'on monte vers le nord étant donnée la part plus grande du chauffage électrique ? Votre évaluation des marges de tension mensualisées tient-elle compte de la composition de la charge (par usage et type de clientèle) associée à chaque poste ?

Réponse :

Les marges de tension mensualisées sont issues de la simulation de l'ensemble du réseau de distribution.

Par ailleurs, en théorie, le CVR devrait diminuer lorsque la part de la charge de chauffage augmente. Toutefois, le CVR de 0,4 utilisé pour le calcul des économies d'énergie est représentatif de l'ensemble des postes du Distributeur.

(page 6) Réponse à l'engagement n° 6 : calcul du gain de 2 TWh

« L'ensemble des actions du projet CATVAR, y compris la révision des consignes lorsque applicable, donne une marge de tension équivalente de 5,73 %. »

(HQD-1 doc. 1, pages 14-15) « Les résultats sont basés sur des données d'énergie et de tension enregistrées à intervalle de cinq minutes sur une période d'environ deux ans au poste Pierre-Boucher.
Il en ressort que le CVR varie de 0,67 en période estivale à 0,20 en période hivernale pour une moyenne pondérée de 0,40. Le CVR inférieur en période hivernale est attribuable au fait que la charge, à cette période de l'année, est constituée d'une forte proportion de chauffage, pour lequel le CVR est négligeable.»
(page 15) « Les essais d'asservissement de tension menés au poste Pierre-Boucher ont permis d'abaisser la tension de 5,1 V tout en la maintenant à l'intérieur des limites prescrites. Considérant le CVR du poste de 0,4, la réduction est évaluée à 7,3 GWh sur une consommation annuelle de 456 GWh, soit 1,6 %. »

(HQD-1 doc. 1, page 19) « **3.2. Économies d'énergie**
Le projet générerait une réduction de la consommation énergétique de l'ordre de 2 TWh, soit 1,7 % de l'énergie qui transite par les postes satellites, basé sur les résultats du projet pilote au poste Pierre-Boucher et d'études de simulation du réseau. Cette estimation s'appuie sur l'évaluation de la marge de tension disponible sur chacun des postes visés et d'un CVR moyen pondéré de 0,4.»

D. 25.a : le tableau R-E5 (marges de tension mensualisées) intègre t-il l'ensemble des actions du projet CATVAR y incluant la révision des consignes lorsqu'applicables ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.

D. 25.b : La révision des consignes n'est-elle pas réalisable indépendamment du projet CATVAR ? Cette révision des consignes implique t-elle des coûts pour HQD ?

Réponse :

La révision des consignes est réalisable indépendamment d'une boucle de régulation mais fait partie intégrante du projet CATVAR. Des investissements sont nécessaires pour procéder aux révisions des consignes.

D.25.c : Expliquez-nous en détail, chiffres à l'appui, comment vous avez évalué l'énergie qui transite par les postes visés par CATVAR (87,3 TWh) et la marge de tension équivalente de 5,73%, en différenciant l'impact de la révision des consignes, de la partie CAT et de la partie VAR.

Réponse :

L'énergie qui transite par le poste est déterminée à partir de l'énergie consommée par les clients (données de facturation), à laquelle s'ajoutent les pertes sur le réseau de distribution.

La marge de tension équivalente de 5,73 % est la somme des marges de tension équivalentes de 3,67 % pour l'asservissement de tension, de 1,43 % pour les travaux sur le réseau moyenne tension, de 0,57 % pour la révision des consigne de tension et de 0,06 % pour les batteries de condensateurs.

D. 25.d : le calcul fourni à l'engagement no. 6, indique un taux d'économie de 2,292% (0,4 * 5,73%) alors que le taux d'économie calculé au poste Pierre-Boucher est de 1,6%. Justifiez cet écart dans les taux d'économie.

Réponse :

La valeur de 1,6 % est le résultat des essais d'asservissement de tension avec les travaux MT réalisés et les batteries de condensateurs en service mais sans la révision de consigne.

(page 9) Tableau R-E9 Calcul du coût unitaire du projet CATVAR (analyse 15 ans)
« En effet, le projet CATVAR est assimilable à un projet « Contrôle de la tension EOL avec amélioration du réseau », dont les coûts, selon le tableau 2, oscillent entre 2 et 5 ¢US/kWh. »

D.26.a : Les coûts de projets EOL aux USA de 2 à 5¢/kWh incluent-ils des coûts d'équipements qui sont déjà présents sur le réseau de distribution d'H.Q. et donc exclus du projet CATVAR (contrôle de la tension au poste, batteries de condensateurs, équipements de télécommunication) ?
Si vous ajoutez ces coûts à ceux du projet CATVAR comment se compare les coûts complets du contrôle de la tension EOL chez H.Q. versus ceux des projets aux USA ?

Réponse :

Les coûts de 2 à 5 ¢/kWh présentés au tableau 2 du balisage sont constitués de moyennes de coûts de projets pilotes. Le Distributeur ne dispose pas d'information plus détaillée sur ces coûts.

D.26.b : sur 15 ans (de 2010 à 2024) le tableau HQD-03-02, annexe C, nous indique des économies de 22,8 TWh, alors que vous utilisez au tableau R-E9 des économies de 16,604 GWh. Expliquez-nous pourquoi vous utilisez des économies de 16,6 TWh au lieu de 22, TWh ?

Réponse :

Les économies cumulées sont bien de 22,8 TWh de 2010 à 2024. La valeur de 16,6 TWh correspond à la valeur actualisée du flux d'économie d'énergie. L'actualisation des flux d'énergie est nécessaire afin de calculer l'annuité croissante exprimée en ¢ actualisés / kWh actualisés, telle que présentée au tableau R-E9.

Références pour les prochaines questions : HQD-2 doc. 1, réponses aux DDR de la Régie

(p. 3, Rép. 1.1) « La méthodologie la plus utilisée1 dans l'industrie pour déterminer le CVR consiste à abaisser la tension au poste satellite une journée sur deux et à comparer l'énergie consommée au poste avec des journées comparable C'est cette approche qui a été utilisée au poste Pierre-Boucher. Elle permet de prendre directement en compte l'effet de diversité des charges et les pertes sur le réseau…
des analyses statistiques ont permis de cerner les variables à prendre en compte pour permettre de regrouper les périodes comparables. Ces variables sont le contexte de consommation (jours travaillés ou chômés), la température et l'humidité.
Une fois ces groupes de périodes comparables créés, le Distributeur a pu évaluer l'impact de l'abaissement de tension sur la consommation, au moyen d'une analyse par régression linéaire. Les écarts dégagés ont permis de calculer les CVR. »

D. 27.a : Que signifie précisément journées comparables (consommation comparable ou conditions environnantes comparables ou autres considérants) ?

Réponse :

Les journées comparables font référence aux journées de même nature, par exemple jour de semaine ou de fin de semaine et température extérieure identique. Ceci permet d'isoler les facteurs externes qui influencent la consommation du client.

D. 27.b : Indiquez-nous combien de journées ont été exclues et combien ont été retenues pour réaliser l'estimation, et fournissez-nous les résultats des régressions linéaires réalisées avec le nombre d'observations utilisées, les variables impliquées, les coefficients estimés et les statistiques standard obtenues (R2, niveau de confiance alpha, stat. T et F)?

Réponse :

100 journées d'hiver et 70 journées d'été ont été retenues pour les calculs. Les journées exclues sont celles de transfert de charge, de défaut sur les artères ou au poste, et les jours de non abaissement pour certaines raisons techniques. Les variables utilisées dans la régression sont les variations de la tension, de la puissance, de la température et de l'humidité.

Le Distributeur juge que les informations détaillées demandées ne sont pas nécessaires à l'appréciation du projet présenté pour autorisation de la Régie.

D.27.c : Indiquez-nous comment l'approche que vous avez utilisé, pour calculer le CVR, tient compte des pertes sur le réseau, et dites-nous si votre approche vous permet de mesurer la réduction potentielle de pertes sur le réseau de distribution ?

Réponse :

La méthode utilisée pour déterminer le CVR mesure la réduction nette d'énergie au poste, soit la réduction de la consommation des clients et les pertes du réseau de distribution. L'effet de la réduction de tension et de l'ajout de condensateurs sur les pertes, par ailleurs négligeable, a été estimé à l'aide d'outils de simulation du réseau.

(page 5 et annexe A, rapport de sondage auprès des clients du poste Pierre-Boucher.
« De surcroît, 8 % des clients du poste Pierre-Boucher estiment qu'il y a eu amélioration à ce niveau au cours de la dernière année, alors que seulement 3 % trouvent que cela s'est détérioré. Ces proportions sont de 7 % et 3 % au poste du Tremblay. »

(HQD-1 doc. 1, p. 16) « ***2.2.5. Perception de la clientèle***
Un sondage réalisé par une firme externe a permis d'évaluer la réaction des clients à une diminution de leur tension d'alimentation. Celui-ci a été réalisé en avril 2006 auprès des clients alimentés par le poste Pierre-Boucher ainsi que ceux alimentés par le poste Du Tremblay, situé à Longueuil, ces derniers faisant office de groupe témoin. L'objectif du sondage était de vérifier directement auprès des clients s'ils constataient une quelconque modification de la qualité de leur alimentation électrique. Au total, 1 463 entrevues ont été réalisées. L'échantillon de clients sondés était composé de 69 % de clients résidentiels, 27 % de clients commerciaux et institutionnels et 4 % de clients industriels. »

HQD-2, Doc. 1, Annexe A *:* RAPPORT DE SONDAGE SUR LA PERCEPTION DES CLIENTS, Mai 2006
(p. 5) À ce jour aucune plainte n'a été enregistrée au Centre d'appels. Le but de l'évaluation est de vérifier directement auprès des clients que la qualité de l'alimentation électrique ne s'est pas détériorée.

(p. 7) • Les tarifs 79, 80, 19, 72 et T3 ??? à quoi correspondent ces tarifs ??? ont été retirés, ainsi que les clients qui ont des abonnements dans les deux postes. ??? pourquoi ils auraient pu comparer entre les deux postes ???
• L'abonnement retenu pour représenter le client est celui dont le montant des ventes est le plus élevé. ??? pas clair ???

(p. 9) Il est impossible de lier l'insatisfaction des clients, qui reste quand même marginale, au projet pilote d'abaissement de tension. De plus, malgré un certain pourcentage d'insatisfaction, l'amélioration perçue du service est toujours supérieure à sa détérioration.

(p. 14) **Question** : Donnez-moi votre niveau de satisfaction par rapport à l'absence de variations du courant (de la tension). Cela peut se manifester par exemple par des lumières qui clignotent ou qui jaunissent, sur une échelle de 1 à 10 ?
1 : pas du tout satisfait 10 : totalement satisfait

D. 28.a : Les données du sondage, considérant le nombre de répondants, permettent-elles de conclure à l'amélioration de la qualité de l'onde (et la stabilité du courant) au poste Pierre-Boucher, ou seulement de conclure que la qualité de l'onde ne s'est pas détérioré ?

Réponse :

Le sondage indique que pour la grande majorité des répondants, la stabilité de la tension est restée la même, donc que le projet CATVAR n'a pas eu d'impact sur la qualité de service.

D. 28,b: Les clients du poste Pierre-Boucher ont-ils été informés par H.Q. d'une quelconque façon (avant ou pendant) de l'expérimentation CATVAR au poste Pierre-Boucher ? Quel a été la baisse moyenne de tension entre le début de l'expérience au poste Pierre-Boucher (29 juin 2005 selon HQD-2 doc. 1, page 5) et la réalisation du sondage en avril 2006 ? À la in de l'expérimentation en 2007, H.Q. a t-elle réalisé un autre sondage auprès de la clientèle visé ? Si oui quels ont été les résultats ? Y a t-il eu des plaintes relativement à la tension fournie par le poste Pierre-Boucher, après la réalisation du sondage ? Si oui combien ?

Réponse :

Les clients du poste Pierre- Boucher (PBR) n'ont pas été informés de l'expérimentation d'abaissement de tension associée au projet pilote. La baisse moyenne de tension pendant l'expérimentation a été de 3 %. Aucun autre sondage n'a été réalisé auprès de la clientèle visée à la fin de l'expérimentation en 2007. Aucune plainte relative à la tension fournie n'a été enregistrée à ce jour auprès de cette clientèle.

D.28.c: des investissements pour réduire l'IC du poste Pierre-Boucher ont-ils été réalisés avant (ou pendant) de réaliser l'expérimentation de CATVAR ?

Réponse :

Au cours du projet pilote au poste Pierre-Boucher, il n'y a pas eu d'investissement spécifique pour réduire l'IC.

D. 28.d : À quoi correspondent les tarifs exclus (79, 80, 19, 72 et T3) ? Pourquoi avoir exclu les clients ayant des abonnements dans les deux postes alors que ces clients sont plus à même de comparer le service fourni par les deux postes ? Pourquoi la limite d'un abonnement par client ? Le fait que la question portant sur la satisfaction à l'égard de l'absence de variations de tension ne fournisse qu'un exemple d'impact de la variation de tension assure t-il une bonne compréhension des problématiques possibles et une réponse éclairée ?

Réponse :

Les tarifs 79 et 80 correspondent respectivement aux tarifs d'éclairage public et Sentinelle, le tarif 19 est utilisé pour les abonnements d'Hydro-Québec, le tarif 72 est inexistant et le tarif T3 correspond au tarif à forfait mensuel pour usage général. Pour des raisons évidentes, il était difficile et inutile d'effectuer un sondage sur la qualité du service électrique auprès des responsables de ces abonnements.

Référence pour les prochaines DDR : Annexe B : Rapport de Balisage

(p. 5) « La mise en place de compteurs intelligents qui permettent d'accroître les gains reliés au CAT et au VAR : utilisé en complément à l'installation de compteurs intelligents, ils permettent la mesure de la tension en temps réel chez le client. On peut obtenir un gain supplémentaire de 20 %6 lié à l'optimisation de la tension à la sortie du poste en fonction de ces mesures. »

(p. 9) « • **Les compteurs intelligents (AMI :** *Advanced Monitoring Infrastructure* **) permettent d'accroître les gains reliés au CAT et au VAR** : un réseau doté de compteurs intelligents permet de contrôler avec une meilleure efficacité la tension puisqu'il est possible de la mesurer chez le client en temps réel. Ainsi, 80 % du potentiel d'optimisation de la tension peut être obtenue par le CAT et le VAR, mais utilisé conjointement aux compteurs intelligents, on peut obtenir un gain supplémentaire de 20 %9. Il y a donc une motivation à considérer le CAT et le VAR en complément à l'installation de compteurs intelligents. »

(p. 20) **Intérêt à envisager le CAT et le VAR dans un contexte d'implantation de compteurs AMI (SmartGrid)** (Duke Energy, Georgia Power, BC Hydro, Florida Power & Light)

(p. 27) **Center Point Energy**

« **La réduction de la tension** : diminution de la plage 123-128 V à 116 V chez le client, lorsque la tension est contrôlée (Ceci représente une baisse de la charge de 1 MW pour l'ensemble des 20 postes). Pour éviter que la tension diminue trop, un délestage manuel de 2 à 3 lignes électriques est pratiqué…

Les résultats : Le CVR n'est pas concluant pour ce distributeur. La réduction de la tension amène les climatiseurs à fonctionner en moyenne 45 minutes au lieu de 30 minutes et leur redémarrage cause un cumul des charges de climatisation, ce qui amène une augmentation de 6 % à 7 % de la charge sur le réseau. »

(HQD-1 doc. 1, page 17) **« 2.3. Balisage**
Afin de comparer son projet à ceux en place en Amérique du Nord, le Distributeur a procédé, au début de 2010, à un balisage sur les perspectives d'implantation des technologies associées à l'asservissement de la tension et de la compensation réactive en réseau, et ce, auprès de quatorze entreprises de service public…
Le balisage a fourni certaines données sur les impacts des mesures de gestion de la tension. Notamment, la réduction de la consommation démontrée par les entreprises ayant testé le contrôle asservi de la tension varie entre 0,6 % à 2,87 %.

D.29.a : L'installation de compteurs intelligents permettrait t-elle d'économiser encore plus d'énergie avec votre projet CATVAR qui mesure la tension sur le réseau de distribution ?

Réponse :

Le Distributeur ne prévoit pas que l'installation de compteurs avancés permettra d'augmenter les gains associés au projet CATVAR.

D. 29.b : HQD aurait t-elle pu attendre la réalisation du projet LAD pour lire directement la tension chez le client au lieu d'installer des appareils de mesure de tension sur les lignes de distribution dans le cadre du projet CATVAR ? Cela ne permettrait-il pas d'éviter une grande partie des coûts de CATVAR (liés à l'installation d'appareils de mesure TTT) ?

Réponse :

L'utilisation des compteurs avancés comme appareils de mesure de tension dans le cadre du projet CATVAR nécessite des évolutions technologiques et des infrastructures de télécommunication qui ne sont pas encore matures ou développées sur le marché. De surcroit, même en supposant que la technologie évolue de manière satisfaisant, elle nécessiterait une solide période de rodage avant son utilisation a grande échelle sur le réseau.

Bref, attendre l'intégration des compteurs au projet CATVAR, considérant les différents besoins, représentait un risque majeur et aurait repoussé pour de nombreuses années la mise en œuvre du projet. Seul le recours au TTT représentait une solution solide et éprouvée. Toutefois, le Distributeur suit de près l'évolution des compteurs avancés.

D. 29.c : Quel est le CVR propre au projet réalisé par Center point Energy ?
Est-ce que l'amélioration des technologies et des logiciels de contrôle permettrait des résultats meilleurs pour un tel réseau ?

À votre connaissance est-ce que cette problématique, avec un très faible CVR ,s'est présenté dans d'autres réseaux aux USA et en Europe ? Est-ce qu'un réseau où le chauffage électrique domine en hiver pourrait apporter les mêmes résultats ?

Réponse :

Le CVR de Center Energy n'a pas été fourni. Le projet de Center Energy consistant à asservir la tension dans le but de prévenir des problématiques reliées aux chutes de tension, le système mis en place n'est pas orienté principalement pour l'efficacité énergétique. Le Distributeur n'a pas fait une revue exhaustive de tous les projets de cette nature aux États-Unis et en Europe.

Par ailleurs, la présence de chauffage électrique en hiver ne diminue en rien les gains potentiels des autres usages, ainsi que l'ont clairement démontré les résultats du projet pilote.

(page 22) AVISTA « Impact sur la qualité de l'onde : aucun problème de qualité de l'onde a été observé autreque les considérations habituelles (ex. : harmoniques dues à l'abaissement de la tension avec les condensateurs, charges transitoires aux interrupteurs).
Difficultés: le déploiement est plus long à amorcer car il subsiste des inconnus (ex. : algorithmes de contrôle du CVR).»
(p. 38) **Idaho Power « L'impact sur la consommation du client** : diminution de 1 % à 2 % de la consommation (kW). Le projet pilote initial de 2005-07 avait démontré la possibilité d'une réduction de la consommation de 2 % à 4% , mais le projet pilote élargi de 2009 a connu une réduction inférieure, de 1 % à 1,5 % sur 9 lignes sur une charge de 150 MW. »
(p. 43) **Pacificorp (Rocky Mountain Power)**
Impact sur la qualité de l'onde : on constate quelques problèmes d'harmoniques en voie d'être résolus.
(p. 44) **Puget Sound Energy** « Les clients résidentiels ont été privilégiés car on estime que l'abaissement de la tension y est plus facile à réaliser en raison des profils de charges. Le secteur commercial a été exclu car les charges résistives sont déjà balancées et on ne s'attendait pas à y faire des gains. De même, le distributeur précise que cette clientèle est moins tolérante aux variations de tension. »
(p. 52) Les problèmes associés à la qualité de l'onde, se résument aux suivants : harmoniques dues à l'abaissement de la tension avec les condensateurs, des charges transitoires aux interrupteurs, des clients qui avaient une basse tension avant le projet de volet CAT / de CAT et de VAR. Les problèmes rapportés sont mineurs et tous ont été réglés sans difficultés ou étaient en voie de l'être… la stratégie retenue est donc d'attendre que le client soulève le problème avant d'intervenir pour le résoudre.

D. 30 : Comment HQD s'assure d'éviter les problèmes de qualité de l'onde observés, considérant son modèle propre de CATVAR (un TTT par deux lignes etc.) ? HQD suivra t-elle proactivement la qualité de l'onde des réseaux CATVAR ? Si oui comment ?

Réponse :

Le Distributeur minimise le risque de problèmes de qualité de l'onde en respectant des critères stricts de localisation des batteries de condensateurs, tels que la distance entre ces batteries et le poste source, la distance entre les batteries, et enfin leur dimensionnement et leur nombre.

Malgré toutes ces précautions, il subsiste toujours un risque qu'une minorité de batteries occasionnent des problèmes de qualité de l'onde. Pour cette raison, le Distributeur a demandé à son comité d'experts en qualité de l'onde de suivre la qualité de l'onde des réseaux CATVAR avec une plus grande attention pour s'assurer que les problèmes mineurs soient réglés dans les meilleurs délais. Voir également la réponse à la question 18.c.

(p. 26) **Bonneville Power Administration**

Le facteur CVR : selon les projets, varie entre 0,7 et 2,5 en raison de la charge du secteur (dans le Nord Ouest, facteur CVR typique de 0,7, mais aussi 0,8. 0,9 et 1,1; en Californie facteur CVR de 2,5 en raison de la charge des climatiseurs

D.33 : Réconciliez le fait que le CVR théorique de la climatisation serait de 0,01 (HQD-3 doc. 2, annexe A), alors que le CVR de la climatisation semble bien élevé pour Bonneville Power ?

Réponse :

Le CVR de la climatisation spécifié est celui du secteur commercial et est considéré faible car la motorisation utilisée est surtout triphasée et incorpore souvent un entraînement à vitesse variable. Nous n'avons aucune donnée sur la provenance, la constitution et la validité du CVR obtenu par Bonneville Power.

Voir également la réponse à la question 23.b.