C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIERS R-3746-2010

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

AUTORISATION D'INVESTISSEMENT
CATVAR – HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Distributeur (Hydro-Québec Distribution)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)

Intervenantes

LE PROJET CATVAR D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

RAPPORT D'EXPERTISE

JEAN-CLAUDE DESLAURIERS
JACQUES FONTAINE

Préparé pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 2 mars 2011

SOMMAIRE EXÉCUTIF

L'évaluation de **2 TWh** d'économie nette d'électricité résultant du Projet CATVAR, telle qu'avancée par le Distributeur, est prudente. Elle semble d'ailleurs quelque peu sous-estimée, puisque notre étude en section 2 du présent rapport permet de reconstituer des gains de quelques **2389 GWh**. Cette sous-estimation tient au fait, noté au début de cette section 2, que la charge du poste Pierre-Boucher n'est pas tout à fait représentative de la charge de l'ensemble des postes CATVAR.

Nous recommandons qu'un suivi du projet CATVAR soit périodiquement déposé par Hydro-Québec Distribution auprès de la Régie de l'énergie afin de vérifier si la réalisation du projet CATVAR fournira effectivement les économies d'électricité anticipées.

Le projet CATVAR contribuant, selon nous, pour au moins 2 TWh à la cible d'économies d'énergie de 11 TWh du Distributeur à l'horizon 2015, il est logique, à l'instar des économies d'énergie qui découle du *Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)* d'utiliser la même méthodologie d'analyse et les mêmes tests de rentabilité que ceux utilisés en efficacité énergétique.

Selon le Distributeur, une économie d'électricité de 2,0 TWh issue du projet CATVAR aurait un TCTR (test de son coût total en ressources) fortement positif, de 1 205,4 M$. Si l'on remplaçait, *au prorata*, dans son analyse économique, l'économie prévue de 2,0 TWh par une économie de 2,389 TWh telle que nous l'avons calculée au présent rapport, le TCTR passerait à 1 474 M$, améliorant ainsi de plus de 22 % la rentabilité du projet CATVAR. De même, dans cette analyse économique le remplacement des quantités de GWh économisés *au prorata* de la relation entre le 2,0 TWh avancé par le Distributeur et le 2,389 TWh du présent exercice ferait passer le *test de neutralité tarifaire (TNT)* de 490,7 M$ à 552,1 M$, soit une augmentation de l'impact sur les tarifs de quelque 12 %. Ces deux tests (TCTR et TNT) sont traités en section 3 du présent rapport.

La section 4 du présent rapport souligne que, pour une baisse de 5 % de la tension, on aurait une baisse de 6,255 % de la puissance appelée. La diminution de l'appel de puissance en fonction de la baisse de tension pourrait donc être importante. D'autre part, la réserve en puissance de 250 MW que le Distributeur considère dans son *Plan d'approvisionnement* n'est pas menacée puisque, pour obtenir 250 MW soit 0,67 % de la capacité de l'ensemble du réseau, il suffirait de baisser la tension globale d'approximativement 0,5 % soit 0,6 volts sur une référence de 120 volts. Cette marge de jeu demeure toujours disponible, même après le projet CATVAR sans sortir des marges de tension prévues à la norme CSA-235, de sorte que l'on peut conclure que la réserve de puissance de 250 MW inscrite par le Distributeur dans son *Plan d'approvisionnement* est toujours disponible.

Il y a lieu par ailleurs de s'interroger sur la quantité réelle de puissance qui sera économisée par le projet CATVAR et de l'impact de cette économie de puissance sur le bilan de ressources à la pointe du Distributeur. Pour chaque 1 % de baisse de tension, la puissance appelée pour les charges résistives baisse en effet de 2 %. La valeur économique de cette baisse d'appel de puissance est très importante et n'a pas été considérée dans la preuve d'Hydro-Québec Distribution. Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur une telle évaluation tant sur le plan de la quantité de MW économisés que sur le plan de leur valeur économique. Cette évaluation technico-économique pourrait peut-être amener à examiner la possibilité d'un développement plus intense des projets de contrôle de tension de type CATVAR sur le réseau du Distributeur en plus d'affecter le bilan des ressources du Distributeur dans ses plans d'approvisionnement.

En section 5, nous soulignons que le projet CATVAR comporte certains aspects susceptibles d'accroître le niveau de probabilité de défaillance. Par contre les enjeux (conséquences d'une défaillance) ne sont pas considérables. En effet :

- Tant les transformateurs de tension télésurveillés (TTT) qui sont situés au bout des artères de distribution (et servent à la commande des changeurs de prises des transformateurs des postes satellites) que les TTT situés ailleurs (et qui servent à la commande d'enclenchement et de déclenchement des bancs de condensateurs) sont des *« systèmes de protection spéciale (SPS) »* au sens que lui donne le NERC et le NPCC. Cette référence au standard des réseaux de transport est donc ici utile et même nécessaire compte tenu de l'évolution des réseaux de distribution vers le *smart grid*. Traditionnellement, il n'y a jamais eu de systèmes de protection ni d'automatismes de réseau sur le réseau de distribution mais la proposition CATVAR constitue un automatisme de réseau de plein titre et les principes appliqués aux réseaux de transport deviennent pertinents pour analyser un tel projet sur le réseau de distribution.

- Nous constatons que, le projet de contrôle asservi de la tension CAT utilise la mesure tension en bout de ligne pour asservir le changeur de prises et non pas la tension de barre. Cette situation amène des risques considérables d'erreurs (défaillances) même si on utilise la mesure de tension sur deux lignes pour augmenter la fiabilité du système.

Il serait souhaitable que l'algorithme d'asservissement utilise aussi la tension de barre comme paramètre de contrôle du système. Le choix de l'emplacement des transformateurs de tension télésurveillés (TTT) sera donc critique pour assurer la fiabilité du système en tenant compte des embranchements monophasés et triphasés avec fusibles ou avec réenclencheurs en ligne. Le réseau n'est pas statique mais évolutif et la gestion de la configuration du réseau, donc des réarrangements de ligne et de charges, devra en tout temps prendre en compte la présence des TTT. De plus, sur plusieurs lignes il y a des clients à moyenne tension qui possèdent des permutateurs qui servent changer leur ligne d'alimentation. Encore là il faudra prendre en compte cette situation.

- Le projet VAR consiste à automatiser la manœuvre des bancs de condensateurs liée à la valeur de la tension au poste. Ce projet VAR présente aussi une probabilité d'erreur significative et enfreint le principe à l'effet d'avoir *une variable locale associée à une action locale*. Dans un monde idéal on devrait mesurer la tension aux bornes-mêmes du banc de condensateurs pour autoriser la manœuvre de celui-ci. Cette exigence impliquerait toutefois des coûts supplémentaires qui ne sont peut être pas justifiés à cette étape ci.

- La présence éventuelle d'unités de production distribuées sur les lignes est aussi susceptible de créer des problèmes complexes ou alternativement d'inciter le Distributeur à refuser toute requête de production distribuée sur une ligne qui aurait un TTT pour éviter les risques associés. Mais d'autre part, si le réseau doit évoluer vers un réseau intelligent (*Smart Grid*), il faut concevoir que les producteurs indépendants vont devoir participer éventuellement à la gestion de la tension.

Le projet CATVAR mérite cependant d'être soutenu dans sa phase actuelle, qui est possiblement une première étape vers le *Smart Grid* que diverses autres juridictions envisagent actuellement. Il y a certes un bénéfice à gérer la tension dans une marge plus étroite que ce qui existe actuellement, même si le risque d'erreur de cette gestion augmente. L'on doit toutefois rester conscient de l'accroissement du risque de défaillance, ce qui nécessitera des suivis rigoureux aux différentes phases de réalisation du projet, afin de pouvoir apporter les ajustements techniques qui pourraient s'avérer souhaitables.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT 1

2 - L'IMPACT DU PROJET CATVAR SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS EN ÉNERGIE 3

2.1 LA PROJECTION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION DE L'IMPACT DU PROJET CATVAR SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS EN ÉNERGIE 3

2.2 VALIDATION DE LA PROJECTION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION 5

2.2.1 Méthodologie 6

2.2.2 Économies, avant pertes de distribution, aux postes CATVAR calculées par secteur de consommation - Résultats 10

2.2.2.1 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Résidentiel TAÉ 10

2.2.2.2 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Résidentiel non TAÉ 11

2.2.2.3 Note sur le secteur résidentiel : La problématique particulière des appareils dont la charge augmente avec la baisse de la tension 12

2.2.2.4 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Commercial Institutionnel 16

2.2.2.5 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Industriel 17

2.2.2.6 Économies totales (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR 18

2.2.3 Le traitement des pertes de distribution 19

2.3 CONCLUSION SUR LA PROJECTION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION DE L'IMPACT DU PROJET CATVAR SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS EN ÉNERGIE 20

3 - LES TESTS DE RENTABILITÉ.....21

3.1 LE TEST DU COÛT TOTAL EN RESSOURCES (TCTR) 21

3.2 LE TEST DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE (TNT) 22

4 - L'EFFET DU PROJET CATVAR SUR L'APPEL DE PUISSANCE À LA POINTE 23

4.1 PRÉAMBULE : LA RÉSERVE D'EXPLOITATION LIÉE À L'ABAISSEMENT DE TENSION ET LA MARGE DE STABILITÉ EN TENSION 23

4.2 CALCUL DE LA PUISSANCE EN FONCTION DE LA TENSION 24

4.3 CONSTATATIONS ET CONCLUSIONS 26

5 - ANALYSE DU RISQUE DU SYSTÈME CATVAR 27

5.1 CRITÈRES DE CONCEPTION DES AUTOMATISMES DE RÉSEAU.....27

5.2 LE PROJET CAT 29

5.3 LE PROJET VAR.....29

5.4 IMPACT DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE.....30

5.5 CONCLUSION.....30

6 - CONCLUSION.....31

1

LE MANDAT

L'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques* ont requis nos services aux fins de préparer un rapport d'expertise relatif à la demande d'autorisation d'investissement au projet CATVAR d'Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) au dossier R-3746-2010 de la Régie de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de notre expertise et est remis à l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* afin de pouvoir être déposé en preuve par elles dans ce dossier.

2

L'IMPACT DU PROJET CATVAR SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS EN ÉNERGIE

2.1 LA PROJECTION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION DE L'IMPACT DU PROJET CATVAR SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS EN ÉNERGIE

Hydro-Québec Distribution évalue à 2 TWh la réduction des besoins en énergie du Québec qui résulterait de la mise en œuvre du projet CATVAR.

Cette évaluation est obtenue comme suit, en appliquant l'économie prévue (*CVR* ou *conservation voltage reduction* [1]) du projet-pilote de CATVAR au poste Pierre-Boucher (0,40) et une réduction de tension projetée de 5,73 % à l'ensemble de l'énergie (87,3 TWh) qui transiterait par les postes de charge retenus aux fins de ce projet (les postes CATVAR) :

> *L'ensemble des actions du projet CATVAR, y compris la révision des consignes lorsque applicable, donne une marge de tension équivalente de 5,73 %. Cette dernière est appliquée à l'énergie qui transite par les postes visés par CATVAR, soit 87,3 TWh. En utilisant le CVR moyen du poste Pierre-Boucher, on obtient donc :*
>
> $CVR = \Delta E\ \% / \Delta V\ \%$
> $CVR = ((E1 - E2) / E1) / \Delta V\ \%$
> $E1 - E2 = CVR \times \Delta V\ \% \times E1$
> $E1 - E2 = 0{,}4 \times 5{,}73\ \% \times 87{,}3$
> $E1 - E2 = 2\ TWh$
>
> *Où E1-E2 est égal à la réduction de consommation.* [2]

---

1 Voir la notion de *conservation voltage reduction (CVR)* à : **KP SCHNEIDER, FK TUFFNER, JC FULLER, R SINGH (for PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY), Prepared for UNITED STATES OF AMERICA, DEPARTMENT OF ENERGY (US DOE)**, *Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level*, Report no. PNNL-19596, July 2010, http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19596.pdf .

2 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 2, page 6, Réponse à l'engagement no. 6 pris lors de la séance de travail du 13 janvier 2011.

Au sujet de cette réduction de tension projetée de 5,73 %, le Distributeur explique :

> *Les marges de tension mensualisées ont été estimées à partir des marges de tension à la pointe obtenues par simulation du réseau actuel, en excluant l'impact des travaux moyenne tension et de la révision des consignes, tandis que la marge de tension équivalente de 5,73 % comprend tous les éléments du projet. Tel que souligné en réponse à l'engagement n° 5 à la pièce HQD-3, document 2, les marges de tension mensualisées sont approximatives et n'ont servi qu'à donner un aperçu du découpage mensuel du gain aux fins de l'analyse économique.* [3]

[3] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0020, HQD-2, Document 1.1, Réponse à la demande de renseignements (DDR) numéro 2 de la Régie, pages 4 et 5.

2.2 VALIDATION DE LA PROJECTION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Nous procédons ci-après à valider cette estimation de 2,0 TWh de gains énergétiques qui seraient associés, selon Hydro-Québec Distribution, à son projet CATVAR.

Cette estimation d'Hydro-Québec Distribution part en effet de l'hypothèse que les résultats d'économies du poste Pierre-Boucher (qui serait lui-même un poste CATVAR [4]) seraient transposables en moyenne à l'ensemble des postes CATVAR du réseau québécois.

Or le Distributeur nous informe que la demande du secteur *Commercial et institutionnel* est beaucoup plus présente dans les autres postes visés par le projet CATVAR qu'au seul poste Pierre-Boucher. [5] De plus, le Distributeur souligne que le CVR du secteur *Commercial et institutionnel* est passablement plus élevé que celui des autres secteurs de consommation. [6]

Nous explorons donc ci-après, sur cette base, la possibilité de réévaluer les économies de 2,0 TWh que le Distributeur attribue au projet CATVAR.

* * *

[4] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0023, HQD-2, Document 4, page 11, Annexe liste des postes visés par le projet CATVAR.

[5] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 2, page 3, tableau R-E1.

[6] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 2, page 4, tableau R-E2.

2.2.1 Méthodologie

L'énergie transitée dans les postes CATVAR se répartit comme suit entre les différentes catégories de clients :

Tableau 2.1
Énergie transitée en 2009 par catégorie de clients (GWh) [7]

	Résidentiel tout à l'électricité (TAÉ)	Résidentiel non tout à l'électricité (non TAÉ)	Commercial et Institutionnel	Industriel	Total
Postes CATVAR	38 671	8 904	33 957	5 761	87 293
Poste Pierre-Boucher	*264*	*77*	*79*	*43*	*463*
Ensemble des postes HQ	51 551	12 400	43 169	7 692	114 812

Note : L'énergie transitée inclut les pertes en distribution.

Il y a d'abord lieu de distinguer cette consommation selon qu'elle se rapporte au chauffage électrique des locaux ou au reste de la consommation électrique.

Pour déterminer la part du chauffage électrique des locaux dans le secteur résidentiel *tout à l'électricité (TAÉ)*, nous avons utilisé le tableau 3 de la pièce B-1, HQD-12, document 2, page 10 du dossier R-3708-2009. De ce tableau nous déterminons qu'un client TAÉ consomme en moyenne 19 233 kWh dans une année alors que le client non TAÉ consomme plutôt 12 488 kWh dans la même période. En première approximation, nous supposons par ailleurs que le client TAÉ consomme autant que le client non TAÉ pour ses autres usages de l'électricité, soit 12 488 kWh par année. Il reste alors 6 745 kWh annuellement pour le chauffage électrique.

[7] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0022, HQD-2, Document 3, page 3, tableau R-1.1, Réponse 1.1 à la demande de renseignements numéro 1 du GRAME.

Pour l'ensemble des postes CATVAR, l'énergie consommée pour le chauffage au secteur résidentiel TAÉ est donc de 13 562 GWh, comme le montre l'équation suivante :

(Consommation totale Résid. TAÉ des postes CATVAR X 6 745 / 19 233) GWh

C'est-à-dire :

(38 671 X 6 745 / 19 233) GWh

C'est-à-dire :

13 562 GWh.

Pour l'ensemble des postes CATVAR, l'énergie consommée pour autres usages (non chauffage) au secteur résidentiel TAÉ est, quant à elle, la différence restante de 38 671 GWh moins 13 562 GWh, c'est-à-dire 25 109 GWh.

Nous supposons qu'il n'y a pas de chauffage électrique chez les clients non TAÉ.

Pour déterminer l'énergie requise à des fins de chauffage dans les autres secteurs de consommation nous nous référons au tableau 2.2 qui provient du Dossier R-3648-2007 du Distributeur.

Tableau 2.2
Répartition de l'usage chauffage des locaux par secteur de consommation [8]

	Répartition énoncée au dossier R-3648-2007	Total sans Autres	Répartition sans Autres
Résidentiel	70,00%		72,69%
Général et institutionnel	24,10%		25,03%
Industriel	2,20%		2,28%
Autres	3,70%		
Total	100,00%	96,30%	100,00%

Puisque nous connaissons la part du résidentiel dans le chauffage des locaux, il nous est aisé de déterminer cette part dans les autres secteurs de consommation en utilisant les rapports de la dernière colonne du tableau 2.2.

[8] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-1, HQD-1, Document 2, page 150, tableau 2E-6.

Il nous reste à répartir la consommation dans les différents mois de l'année : dans le même dossier R-3648-2007, le Distributeur répartissait la charge de chauffage selon les degrés-jours à base 16 ºC. Nous utiliserons cette distribution pour la partie chauffage de tous les secteurs.

(Tel que souligné à la section 2.2.2.4 du présent rapport, nous avons vérifié que d'utiliser une répartition de la charge de chauffage des clients du secteur Commercial et institutionnel avec une base de 13ºC plutôt que 16 ºC ne réduirait pas l'économie prévue de façon suffisamment significative pour que nous modifions ici notre base de 16ºC, bien que la base 13ºC aurait pu être considérée plus appropriée pour ce secteur).

Quant à la répartition des autres charges, nous la faisons proportionnelle au nombre de jours dans chaque mois.

Le tableau 2.3 montre les facteurs de répartition que nous retenons ainsi :

Tableau 2.3
Répartition mensuelle retenue

	Répartition mensuelle de la consommation annuelle de chauffage (basée sur Hydro-Québec [9])	Répartition mensuelle de la consommation annuelle autre que du chauffage (basée sur le nombre de jours de chaque mois)
Décembre	17,42%	8,49%
Janvier	20,62%	8,49%
Février	17,42%	7,67%
Mars	14,61%	8,49%
avril	7,91%	8,22%
mai	2,70%	8,49%
juin	0,50%	8,22%
juillet	0,00%	8,49%
Août	0,00%	8,49%
Septembre	1,70%	8,22%
Octobre	6,21%	8,49%
Novembre	10,91%	8,22%
Total	100,00%	100,00%

[9] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007, Pièce B-1, HQD-1, Document 2, Tableau 2E-8, page 157 (base 16ºC)

Pour compléter notre recherche, nous utilisons les CVR (par catégorie de client) du tableau 2.4 et les marges de tension mensuelles disponibles du tableau 2.5 ci-après.

Tableau 2.4
CVR par catégorie de clients [10]

Type	CVR moyen été	CVR moyen hiver	CVR moyen
Résidentiel TAE	0,67	0,06	0,32
Résidentiel Non TAE	0,67	0,12	0,35
Commercial	0,97	0,8	0,87
Industriel	0,1	0,1	0,1
Total Poste Pierre-Boucher	0,67	0,2	0,4

Tableau 2.5
Marges de tension mensuelles disponibles [11]

Mois	Tension
Décembre	3,70%
Janvier	3,60%
Février	3,60%
Mars	3,10%
avril	4,10%
mai	4,90%
juin	5,70%
juillet	5,50%
Août	5,50%
Septembre	5,40%
Octobre	5,50%
Novembre	5,40%

10 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 1, page 4, tableau R-E2.

11 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 1, page 5, tableau R-E5.

2.2.2 Économies, avant pertes de distribution, aux postes CATVAR calculées par secteur de consommation - Résultats

La méthode qui précède nous permet de reconstituer, avant pertes de distribution, les économies par secteur de consommation, résultant du projet CATVAR aux postes visés.

2.2.2.1 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Résidentiel TAÉ

Le tableau 2.6 nous donne les économies liées au secteur résidentiel TAÉ dans les postes CATVAR.

Tableau 2.6
Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR – Secteur Résidentiel TAÉ

Mois	**Chauffage (GWh)**	**Non Chauffage (GWh)**	**Consom. Totale (GWh)**	**CVR** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 4)	**Réduction de tension** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 5)	**Économies (GWh)**
Décembre	2 362	2 133	4 495	0,06	3,70%	10
Janvier	2 797	2 133	4 929	0,06	3,60%	11
Février	2 362	1 926	4 288	0,06	3,60%	9
Mars	1 982	2 133	4 115	0,06	3,10%	8
avril	1 072	2 064	3 136	0,67	4,10%	86
mai	367	2 133	2 499	0,67	4,90%	82
juin	68	2 064	2 132	0,67	5,70%	81
juillet	0	2 133	2 133	0,67	5,50%	79
Août	0	2 133	2 133	0,67	5,50%	79
Septembre	231	2 064	2 295	0,67	5,40%	83
Octobre	842	2 133	2 974	0,67	5,50%	110
Novembre	1 480	2 064	3 543	0,67	5,40%	128
Total Année	13 562	25 109	38 671			765

2.2.2.2 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Résidentiel non TAÉ

Le tableau 2.7 nous donne les économies liées au secteur résidentiel non TAÉ dans les postes CATVAR.

Tableau 2.7
Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR – Secteur Résidentiel NON-TAÉ

Mois	**Chauffage (GWh)**	**Non Chauffage (GWh)**	**Consom. Totale (GWh)**	**CVR** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 4)	**Réduction de tension** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 5)	**Économies (GWh)**
Décembre		756	756	0,12	3,70%	3
Janvier		756	756	0,12	3,60%	3
Février		683	683	0,12	3,60%	3
Mars		756	756	0,12	3,10%	3
avril		732	732	0,67	4,10%	20
mai		756	756	0,67	4,90%	25
juin		732	732	0,67	5,70%	28
juillet		756	756	0,67	5,50%	28
Août		756	756	0,67	5,50%	28
Septembre		732	732	0,67	5,40%	26
Octobre		756	756	0,67	5,50%	28
Novembre		732	732	0,67	5,40%	26
Total Année	0	8 904	8 904			222

2.2.2.3 Note sur le secteur résidentiel : La problématique particulière des appareils dont la charge augmente avec la baisse de la tension

Certains appareils comme les téléviseurs à écran plasma voient leur consommation augmenter lorsque la tension d'alimentation baisse. Ces appareils se retrouvent principalement au secteur résidentiel.

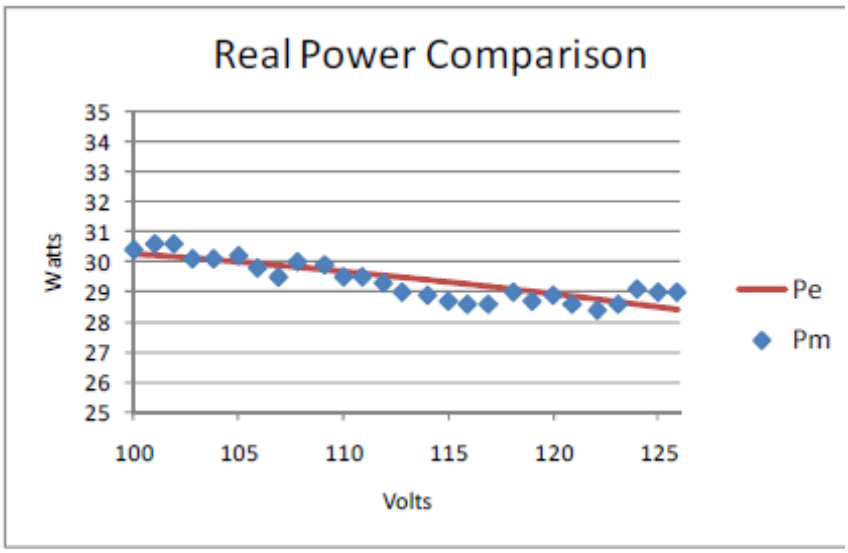
Nous nous posons ci-après la question à savoir si c'est un élément important.

Voyons trois cas :

- Les téléviseurs *Dell* à cristaux liquides.
- Les téléviseurs au plasma *Sony*
- Les téléviseurs *Clarity* à cristaux liquides.

Les graphiques suivant permettent d'évaluer le CVR de chacun de ces types d'appareils.

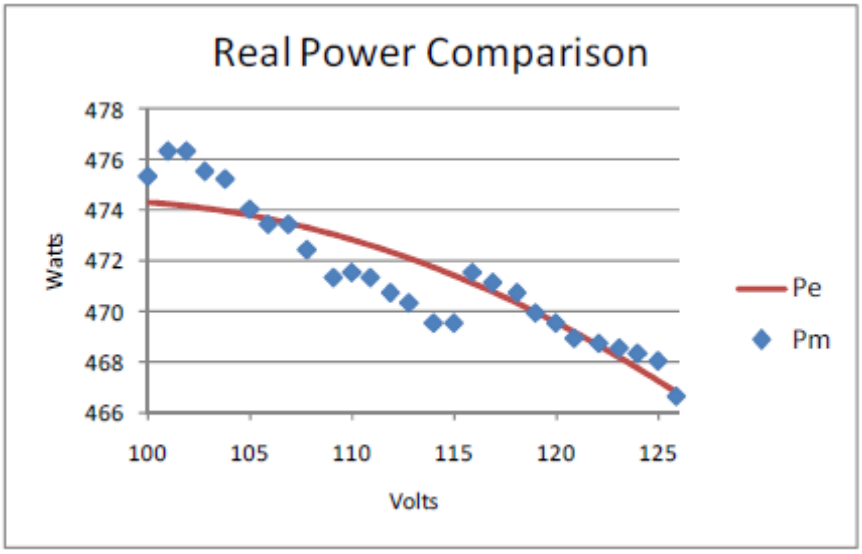
Graphique 2.1
Hausse de charge associée à la baisse de tension
Liquid Crystal Display (LCD) – *Dell* [12]



Nous constatons au graphique ci-haut une variation à la hausse de 1 watt (1/28,5 = 0,035) sur une baisse 25 volt (-20 %) pour un CVR de -0,175 pour les téléviseurs *Dell* à cristaux liquides.

12 **KP SCHNEIDER, FK TUFFNER, JC FULLER, R SINGH (for PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY), Prepared for UNITED STATES OF AMERICA, DEPARTMENT OF ENERGY (US DOE)**, *Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level*, Report no. PNNL-19596, July 2010, http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19596.pdf, section 2.3.1.4, page 9.

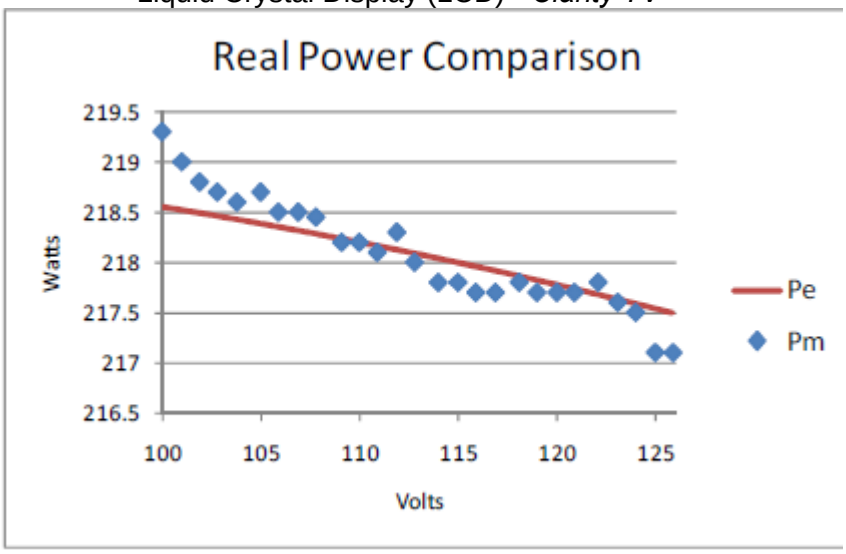
Graphique 2.2
Hausse de charge associée à la baisse de tension
Plasma TV – *Sony*[13]



Le graphique ci-haut montre une croissance de 9 watts sur 466 (9/466 = 1,9 %) pour une baisse de 25 volts (-20 %) pour un CVR de -0,097 pour les téléviseurs au plasma *Sony*.

13 **KP SCHNEIDER, FK TUFFNER, JC FULLER, R SINGH (for PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY), Prepared for UNITED STATES OF AMERICA, DEPARTMENT OF ENERGY (US DOE)**, *Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level*, Report no. PNNL-19596, July 2010, http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19596.pdf, section 2.3.1.5, page 10.

Graphique 2.3
Hausse de charge associée à la baisse de tension
Liquid Crystal Display (LCD) - *Clarity TV*[14]



Le graphique ci-haut montre une croissance de 1 watts sur 217,5 (1/217,5 = 0,5 %) pour une baisse de 25 volts (-20 %) pour un CVR de -0,023 pour les téléviseurs au plasma *Sony*.

* * *

Nous considérons que le niveau de CVR obtenu permet de conclure que l'on peut négliger l'impact de ces trois types d'appareils sur les résultats globaux de l'impact en économie d'énergie du projet CATVAR, d'autant plus que nous n'avons pas tenu compte des effets croisés de ces appareils sur le chauffage, que l'étude sur le potentiel d'économies d'énergie du secteur résidentiel établit entre 46 % et 55 %. [15]

---

14 **KP SCHNEIDER, FK TUFFNER, JC FULLER, R SINGH (for PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY), Prepared for UNITED STATES OF AMERICA, DEPARTMENT OF ENERGY (US DOE)**, *Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level*, Report no. PNNL-19596, July 2010, http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19596.pdf, section 2.3.1.6, page 10.

15 **TECHNOSIM**, *Potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies d'énergie au marché résidentiel, Mise à jour 2005*, le 21 juin 2005, Déposé sous : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3584-2005, Pièce B-1, HQD-3, Document 11, Annexe B, page 173.

2.2.2.4 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Commercial Institutionnel

Le tableau 2.8 nous donne les économies liées au secteur Commercial-institutionnel dans les postes CATVAR.

Tableau 2.8
Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR – Secteur Commercial institutionnel

Mois	**Chauffage (GWh)**	**Non Chauffage (GWh)**	**Consom. Totale (GWh)**	**CVR** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 4)	**Réduction de tension** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 5)	**Économies (GWh)**
Décembre	813	2 487	3 301	0,80	3,70%	98
Janvier	963	2 487	3 450	0,80	3,60%	99
Février	813	2 247	3 060	0,80	3,60%	88
Mars	682	2 487	3 170	0,80	3,10%	79
avril	369	2 407	2 776	0,97	4,10%	110
mai	126	2 487	2 614	0,97	4,90%	124
juin	23	2 407	2 431	0,97	5,70%	134
juillet	0	2 487	2 487	0,97	5,50%	133
Août	0	2 487	2 487	0,97	5,50%	133
Septembre	79	2 407	2 487	0,97	5,40%	130
Octobre	290	2 487	2 777	0,97	5,50%	148
Novembre	509	2 407	2 917	0,97	5,40%	153
Total Année	4 669	29 288	33 957			1 429

Nous avons vérifié que d'utiliser une répartition de la charge de chauffage des clients du secteur *Commercial et institutionnel* avec une base de 13ºC ne réduit l'économie prévue de 1 429 GWh que de 5 GWh, ce qui n'apparaît pas suffisamment significatif pour que nous modifions ici notre base de 16ºC (bien que la base de 13ºC aurait pu être considérée plus appropriée pour ce secteur).

2.2.2.5 Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR dans le secteur Industriel

Le tableau 2.9 nous donne les économies liées au secteur industriel dans les postes CATVAR.

Tableau 2.9
Économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR – Secteur Industriel

Mois	**Chauffage (GWh)**	**Non Chauffage (GWh)**	**Consom. Totale (GWh)**	**CVR** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 4)	**Réduction de tension** (Source : B-0015, HQD-3, Doc.1, p. 5)	**Économies (GWh)**
Décembre	74	453	527	0,10	3,70%	2
Janvier	88	453	541	0,10	3,60%	2
Février	74	409	483	0,10	3,60%	2
Mars	62	453	515	0,10	3,10%	2
avril	34	438	472	0,10	4,10%	2
mai	12	453	465	0,10	4,90%	2
juin	2	438	441	0,10	5,70%	3
juillet	0	453	453	0,10	5,50%	2
Août	0	453	453	0,10	5,50%	2
Septembre	7	438	446	0,10	5,40%	2
Octobre	26	453	480	0,10	5,50%	3
Novembre	47	438	485	0,10	5,40%	3
Total Année	426	5 335	5 761			27

2.2.2.6 Économies totales (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR

Le tableau 2.10 donne le total des économies calculées aux tableaux qui précèdent.

Tableau 2.10
Total des économies (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR

Mois	Résidentiel TAÉ	Résidentiel Non TAÉ	Commercial et institutionnel	Industriel	Total
Décembre	10	3	98	2	113
Janvier	11	3	99	2	115
Février	9	3	88	2	102
Mars	8	3	79	2	91
avril	86	20	110	2	219
mai	82	25	124	2	233
juin	81	28	134	3	246
juillet	79	28	133	2	242
Août	79	28	133	2	242
Septembre	83	26	130	2	242
Octobre	110	28	148	3	288
Novembre	128	26	153	3	310
Année	765	222	1 429	27	2 443
Pourcentage	31,3%	9,1%	58,5%	1,1%	100,0%

Nous obtenons donc, avec nos hypothèses, une estimation totale de 2 443 GWh d'économies d'électricité (avant pertes de distribution) aux postes CATVAR.

2.2.3 Le traitement des pertes de distribution

Il y a lieu d'évaluer l'impact des pertes de distribution sur l'estimation finale des économies d'électricité résultant du projet CATVAR.

Les consommations que nous avons réparties sont calculées aux postes de charge et incluent donc l'électricité qui sera subséquemment perdue sur le réseau de distribution avant d'atteindre le consommateur.

Le Distributeur affirme que le projet CATVAR ne baisse les pertes que marginalement :

> *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.* [16]

Nous isolons l'impact des pertes sur la consommation électrique de la façon suivante :

- D'abord, nous notons au dossier R-3748-2010, que le niveau des pertes pour 2010 est établi à 13,2 TWh sur des besoins globaux de 185 TWh. Or, au dossier R-3738-2010 le taux des pertes de transport est de 5,4 %, ce qui explique 10,0 TWh du total des pertes. Nous attribuons donc le reste des pertes (3,2 TWh) à la distribution.

- Au dossier R-3740-2010, l'énergie transitée en 2010 sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec Distribution est établie à 112,2 TWh. Le taux de pertes est donc de 2,85 %. *(Nous sommes d'accord qu'à cause du phénomène de reprise de charge après panne qui a amené le Distributeur à renforcer son réseau de distribution, le réseau de distribution d'Hydro-Québec subit moins de pertes qu'un autre réseau de distribution).*

Nous abaissons donc notre résultat d'économies d'électricité de 2 443 GWh (calculé à la section précédente) de 2,85 %, ce qui nous donne une économie d'électricité, après pertes de distribution, 2373 GWh. Cette économie d'électricité doit toutefois être accrue de la diminution de 16 GWh de ces pertes, tel que signalé ci-dessus par le Distributeur, ce qui donne une économie nette d'électricité résultant du Projet CATVAR de **2389 GWh**.

---

16 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0021, HQD-2, Document 2, page 2, réponse 1a à la demande de renseignements numéro 1 de l'ACEF de Québec.

2.3 CONCLUSION SUR LA PROJECTION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION DE L'IMPACT DU PROJET CATVAR SUR LA RÉDUCTION DES BESOINS EN ÉNERGIE

Nous concluons donc ici que l'évaluation de **2 TWh** d'économie nette d'électricité résultant du Projet CATVAR, telle qu'avancée par le Distributeur, est prudente. Elle semble d'ailleurs quelque peu sous-estimée, puisque notre étude en section 2 du présent rapport permet de reconstituer des gains de quelques **2389 GWh**.

Cette sous-estimation tient au fait, noté au début de cette section 2, que la charge du poste Pierre-Boucher n'est pas tout à fait représentative de la charge de l'ensemble des postes CATVAR.

Nous recommandons qu'un suivi du projet CATVAR soit périodiquement déposé par Hydro-Québec Distribution auprès de la Régie de l'énergie afin de vérifier si la réalisation du projet CATVAR fournira effectivement les économies d'électricité anticipées.

3

LES TESTS DE RENTABILITÉ

3.1 LE TEST DU COÛT TOTAL EN RESSOURCES (TCTR)

Le projet CATVAR contribuant, selon nous, pour au moins 2 TWh à la cible d'économies d'énergie de 11 TWh du Distributeur à l'horizon 2015, il est logique, à l'instar des économies d'énergie qui découle du *Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)* d'utiliser la même méthodologie d'analyse et les mêmes tests de rentabilité que ceux utilisés en efficacité énergétique.

Ainsi, la rentabilité du projet est établie sur la base des résultats du test de son coût total en ressources (TCTR).

Pour ce faire, nous nous basons sur l'analyse économique déposée au présent dossier comme pièce B-0016, HQD-3, Document 2, Annexe C (et comme pièce B-0017 qui en est la version Excel).

Selon le Distributeur, une économie d'électricité de 2,0 TWh issue du projet CATVAR aurait un TCTR fortement positif, de 1 205,4 M$.

Si l'on remplaçait, *au prorata*, dans cette analyse économique, l'économie prévue de 2,0 TWh par une économie de 2,389 TWh telle que nous l'avons calculée au présent rapport, le TCTR passerait à 1 474 M$, améliorant ainsi de plus de 22 % la rentabilité du projet CATVAR.

3.2 LE TEST DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE (TNT)

Le *test de neutralité tarifaire (TNT)* évalue si le projet exerce une pression sur les tarifs en tenant compte des coûts évités, des coûts du projet et des pertes de revenus du Distributeur.

Dans l'analyse économique précitée d'Hydro-Québec Distribution (pièces B-0016 et B-0017), le remplacement des quantités de GWh économisés *au prorata* de la relation entre le 2,0 TWh avancé par le Distributeur et le 2,389 TWh du présent exercice ferait passer le TNT de 490,7 M$ à 552,1 M$, soit une augmentation de l'impact sur les tarifs de quelque 12 %.

4

L'EFFET DU PROJET CATVAR SUR L'APPEL DE PUISSANCE À LA POINTE

4.1 PRÉAMBULE : LA RÉSERVE D'EXPLOITATION LIÉE À L'ABAISSEMENT DE TENSION ET LA MARGE DE STABILITÉ EN TENSION

La variation de tension est un paramètre que le Distributeur considère dans ses ressources pour faire face à la pointe de puissance en hiver. En effet dans son *Plan d'approvisionnement*, le Distributeur attribue une valeur de 250 MW à la disponibilité en puissance résultant d'une baisse de tension provoquée pour répondre à ses besoins

Chaque année, depuis 2006, le Transporteur procède à des essais d'abaissement de tension. L'objectif de cette opération consiste à vérifier la disponibilité des équipements, à identifier les artères de distribution où de telles manœuvres posent des problèmes chez la clientèle et à évaluer la persistance de l'abaissement de tension et son impact en puissance. Le résultat de ces essais démontre que le Distributeur peut compter sur une réserve d'exploitation, associée à l'abaissement de tension, de 250 MW. [17]

Basé sur le scénario moyen pour l'année 2010-2011 de besoins de puissance 37 232 MW chez Hydro-Québec Distribution, cette réserve d'exploitation de 250 MW ne représente que 0,67 % de la puissance. [18] Le dossier n'indique pas à quelle variation de tension correspondrait cette baisse de puissance de 250 MW sur le réseau ; cette valeur ne peut être évaluée précisément à partir des données qui nous sont disponibles car le niveau de variation de tension dépend du type de charge considéré. Le Distributeur n'a pas traité de cet aspect au présent dossier.

Dans un autre ordre d'idée, le Distributeur, dans sa demande d'autorisation pour l'addition des bancs de condensateurs sur le réseau de distribution dossier R-3698-2009, a fait état d'un gain de capacité de transit sur le réseau du Transporteur de 150 MW et d'un gain de 350 MW dans

---

17 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3748-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 27.

18 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3748-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 17.

sa marge de stabilité en tension.[19] Il s'agit là d'un gain relativement faible par rapport à la capacité totale du réseau.

Nous procédons ci-après à évaluer ce que sera l'effet d'une baisse de tension significative à plusieurs postes du réseau conduisant à une économie de 2 TWh.

> *2.2.4. Évaluation de la réduction de la consommation énergétique*
>
> *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 %. Le graphique 1 illustre ces résultats.*[20]

4.2 CALCUL DE LA PUISSANCE EN FONCTION DE LA TENSION

Pour calculer la relation entre la tension et la puissance appelée, il faut référer aux normes d'étude de réseau du Transporteur qui ont été déposées au dossier R-3498-2002. Dans ce document volumineux, l'on trouve l'équation qui est utilisée dans les simulations de réseau pour étudier la sensibilité de la charge à la tension

> ***<u>Sensibilité de la charge à la tension</u>***
>
> $P = P0 * (K_{Pct1} + K_{Ict1}V + K_{Zct1}V_2)$ *(éq. 5)*
> $Q = Q0 * (K_{Pct2} + K_{Ict2}V + K_{Zct}2V_2)$ *(éq. 6)*
>
> *Source : Voir note infrapaginale*[21]

---

19 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3698-2009, Pièce HQD-1, Document 1, page 6.

20 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 15.

21 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3498-2002, Pièce HQT-2, Document 1, Annexe A, *Règles relatives aux études de réseaux*, Page 39.

Les coefficients qu'il faut utiliser à la pointe du réseau pour calculer la relation entre la tension et la puissance sont :

Représentation globale de la charge
Pointe hiver [22]

K_{Pct1}	K_{Ict1}	K_{Zct1}
0,11	*0,51*	*0,38*

En utilisant l'équation citée plus haut et les coefficients soumis, la sensibilité de la puissance aux variations de tension s'établit comme suit :

Tableau 4.1
Sensibilité de la puissance aux variations de tension sur le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie

V/Vo	P/Po	Delta V	Delta P
1,000	1,000	0,000%	0,000%
0,990	0,987	1,000%	1,266%
0,980	0,975	2,000%	2,525%
0,970	0,962	3,000%	3,776%
0,960	0,950	4,000%	5,019%
0,950	0,937	5,000%	6,255%
0,900	0,877	10,000%	12,320%

22 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3498-2002, Pièce HQT-2, Document 1, Annexe A, *Règles relatives aux études de réseaux*, Page 40.

4.3 CONSTATATIONS ET CONCLUSIONS

Les résultats du tableau 4.1, qui montre la variation de puissance appelée en fonction de la variation de tension, sont très significatifs puisque, pour une baisse de 5 % de la tension, on aurait une baisse de 6,255 % de la puissance appelée. Ce tableau indique donc que la diminution de l'appel de puissance en fonction de la baisse de tension peut être importante.

D'autre part, la réserve en puissance de 250 MW que le Distributeur considère dans son *Plan d'approvisionnement* n'est pas menacée puisque, pour obtenir 250 MW soit 0,67 % de la capacité de l'ensemble du réseau, il suffirait de baisser la tension globale d'approximativement 0,5 % soit 0,6 volts sur une référence de 120 volts. Cette marge de jeu demeure toujours disponible, même après le projet CATVAR sans sortir des marges de tension prévues à la norme CSA-235, de sorte que l'on peut conclure que la réserve de puissance de 250 MW inscrite par le Distributeur dans son *Plan d'approvisionnement* est toujours disponible.

Au delà de cette constatation il y a lieu toutefois de s'interroger sur la quantité réelle de puissance qui sera économisée par le projet CATVAR et de l'impact de cette économie de puissance sur le bilan de ressources à la pointe du Distributeur :

- On a vu que le CVR à la pointe est de 0,2 - ce qui signifie que la quantité de charge résistive est considérable.

- Or l'équation de la relation de la puissance en fonction de la tension pour les charges résistives est P = (V * V) / R.

- Si l'on compare les valeurs obtenues dans le tableau 4.1 pour une tension unitaire de 0,95 (P=0,937) avec celle qu'on obtient avec l'équation précédente pour les charges résistives (qui donne un résultat de P=0,9025), on constate que pour chaque 1 % de baisse de tension, la puissance appelée pour les charges résistives baisse de 2 %. La valeur économique de cette baisse d'appel de puissance est très importante et n'a pas été considérée dans la preuve d'Hydro-Québec Distribution.

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur une telle évaluation tant sur le plan de la quantité de MW économisés que sur le plan de leur valeur économique. Cette évaluation technico-économique pourrait peut-être amener à examiner la possibilité d'un développement plus intense des projets de contrôle de tension de type CATVAR sur le réseau du Distributeur en plus d'affecter le bilan des ressources du Distributeur dans ses plans d'approvisionnement.

5

ANALYSE DU RISQUE DU SYSTÈME CATVAR

5.1 CRITÈRES DE CONCEPTION DES AUTOMATISMES DE RÉSEAU

Le schéma du système CATVAR déposé par Hydro-Québec Distribution nous montre les deux caractéristiques essentielles du système proposé [23] :

- On y voit d'abord que la commande des changeurs de prises des transformateurs des postes satellites est liée à la mesure de tension des unités de mesure des transformateurs de tension télésurveillés (TTT) qui sont situés au bout des artères de distribution. Il s'agit donc d'un *« système de protection spéciale (SPS) »* au sens que lui donnent le NERC et le NPCC.

- On y voit aussi que la commande d'enclenchement et de déclenchement des bancs de condensateurs est liée à la mesure de tension des TTT qui sont situés ailleurs. Il ne s'agit donc pas d'un automatisme local mais ici encore d'un *« système de protection spéciale (SPS) »*, toujours selon les définitions du NERC.

La référence au standard des réseaux de transport est ici utile et même nécessaire compte tenu de l'évolution des réseaux de distribution vers le *smart grid*. Traditionnellement, il n'y a jamais eu de systèmes de protection ni d'automatismes de réseau sur le réseau de distribution mais la proposition CATVAR constitue un automatisme de réseau de plein titre et les principes appliqués aux réseaux de transport deviennent pertinents pour analyser un tel projet sur le réseau de distribution.

[23] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 11, figure 6, Schéma du système CATVAR.

Les risques associés à un tel système sont la combinaison :

A. des enjeux de sa fonction (les conséquences d'une défaillance) et

B. de la probabilité d'occurrence d'une défaillance.

Il est évident que sur un grand réseau de transport les enjeux d'un système de protection (les conséquences d'une défaillance) sont énormes. Conséquemment, la probabilité d'une défaillance doit être très faible pour que le risque soit acceptable.

Dans le cas du projet CATVAR, les enjeux sont moins importants puisqu'il s'agit de gérer la tension sur un jeu de barres et sur quelques artères pour s'assurer que cette tension est maintenue à l'intérieur de normes acceptables. Il s'agit donc d'un enjeu relativement faible, ce qui peut rendre le risque acceptable même si la probabilité d'une défaillance est plus forte.

Dans ce qui suit, nous constatons qu'effectivement certains risques de défaillance peuvent se poser.

À cet égard, dans le document de TransÉnergie *Critère de conception du réseau de transport principal*, l'on retrouve à l'annexe B les grands principes de conception des automatismes de réseau :

> • *Ne pas mettre en péril la sécurité du réseau lors d'un fonctionnement intempestif.*
>
> • *Limiter le plus possible les impacts sur la* ***continuité de service*** *en réduisant au minimum la quantité de charge délestée.*
>
> • *Mettre davantage l'accent sur la simplicité d'opération que sur la sélectivité de l'action*
>
> • *Privilégier le recours à des variables et des actions locales.* [24]

Le dernier principe mérite une attention particulière ci-après puisque le projet CATVAR enfreint les deux principes qui y sont présentées soit les concepts de *variables locales* et d'*actions locales*.

---

[24] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3498-2002, Pièce HQT-2, Document 1, Annexe B, *Systèmes de protection et automatismes de réseau*, page 49.

5.2 LE PROJET CAT

Le projet de contrôle asservi de la tension CAT utilise la mesure tension en bout de ligne pour asservir le changeur de prises et non pas la tension de barre.

Cette situation amène des risques considérables d'erreurs (défaillances) même si on utilise la mesure de tension sur deux lignes pour augmenter la fiabilité du système.

Il serait souhaitable que l'algorithme d'asservissement utilise aussi la tension de barre comme paramètre de contrôle du système. Le choix de l'emplacement des transformateurs de tension télésurveillés (TTT) sera donc critique pour assurer la fiabilité du système en tenant compte des embranchements monophasés et triphasés avec fusibles ou avec réenclencheurs en ligne.

Le réseau n'est pas statique mais évolutif et la gestion de la configuration du réseau, donc des réarrangements de ligne et de charges, devra en tout temps prendre en compte la présence des TTT. De plus, sur plusieurs lignes il y a des clients à moyenne tension qui possèdent des permutateurs qui servent changer leur ligne d'alimentation. Encore là il faudra prendre en compte cette situation.

Il s'agit là de facteurs qui contribuent à accroître le risque de défaillance.

5.3 LE PROJET VAR

Le projet VAR consiste à automatiser la manœuvre des bancs de condensateurs liée à la valeur de la tension au poste.

Ce projet VAR présente aussi une probabilité d'erreur significative et enfreint le principe énoncé plus haut à l'effet d'avoir *une variable locale associée à une action locale*. Dans un monde idéal on devrait mesurer la tension aux bornes-mêmes du banc de condensateurs pour autoriser la manœuvre de celui-ci. Cette exigence impliquerait toutefois des coûts supplémentaires qui ne sont peut être pas justifiés à cette étape ci.

5.4 IMPACT DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

La présence éventuelle d'unités de production distribuées sur les lignes est susceptible de créer des problèmes complexes même si ces unités ne sont pas autorisées à participer à la gestion de la tension en étant exploitées à facteur de puissance fixe :

- D'une part, l'on peut craindre de voir le Distributeur refuser toute requête de production distribuée sur une ligne qui aurait un TTT pour éviter les risques associés.

- Mais d'autre part, si le réseau doit évoluer vers un réseau intelligent (Smart Grid), il faut concevoir que les producteurs indépendants vont devoir participer éventuellement à la gestion de la tension.

Ici encore, il s'agirait d'un facteur contribuant à accroître le risque de défaillance.

5.5 CONCLUSION

Le projet CATVAR comporte donc certains aspects susceptibles d'accroître le niveau de probabilité de défaillance. Par contre les enjeux (conséquences d'une défaillance) ne sont pas considérables, tel que vu plus haut.

Il y a certes un bénéfice à gérer la tension dans une marge plus étroite que ce qui existe actuellement, même si le risque d'erreur de cette gestion augmente. Le projet CATVAR mérite donc d'être soutenu dans sa phase actuelle, qui est possiblement une première étape vers le *Smart Grid* que diverses autres juridictions envisagent actuellement. L'on doit toutefois rester conscient de l'accroissement du risque de défaillance, ce qui nécessitera des suivis rigoureux aux différentes phases de réalisation du projet, afin de pouvoir apporter les ajustements techniques qui pourraient s'avérer souhaitables.

6

CONCLUSION

L'évaluation de **2 TWh** d'économie nette d'électricité résultant du Projet CATVAR, telle qu'avancée par le Distributeur, est prudente. Elle semble d'ailleurs quelque peu sous-estimée, puisque notre étude en section 2 du présent rapport permet de reconstituer des gains de quelques **2389 GWh**. Cette sous-estimation tient au fait, noté au début de cette section 2, que la charge du poste Pierre-Boucher n'est pas tout à fait représentative de la charge de l'ensemble des postes CATVAR.

Nous recommandons qu'un suivi du projet CATVAR soit périodiquement déposé par Hydro-Québec Distribution auprès de la Régie de l'énergie afin de vérifier si la réalisation du projet CATVAR fournira effectivement les économies d'électricité anticipées.

Le projet CATVAR contribuant, selon nous, pour au moins 2 TWh à la cible d'économies d'énergie de 11 TWh du Distributeur à l'horizon 2015, il est logique, à l'instar des économies d'énergie qui découle du *Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)* d'utiliser la même méthodologie d'analyse et les mêmes tests de rentabilité que ceux utilisés en efficacité énergétique.

Selon le Distributeur, une économie d'électricité de 2,0 TWh issue du projet CATVAR aurait un TCTR (test de son coût total en ressources) fortement positif, de 1 205,4 M$. Si l'on remplaçait, *au prorata*, dans son analyse économique, l'économie prévue de 2,0 TWh par une économie de 2,389 TWh telle que nous l'avons calculée au présent rapport, le TCTR passerait à 1 474 M$, améliorant ainsi de plus de 22 % la rentabilité du projet CATVAR. De même, dans cette analyse économique le remplacement des quantités de GWh économisés *au prorata* de la relation entre le 2,0 TWh avancé par le Distributeur et le 2,389 TWh du présent exercice ferait passer le *test de neutralité tarifaire (TNT)* de 490,7 M$ à 552,1 M$, soit une augmentation de l'impact sur les tarifs de quelque 12 %. Ces deux tests (TCTR et TNT) ont été traités en section 3 du présent rapport.

La section 4 du présent rapport souligne que, pour une baisse de 5 % de la tension, on aurait une baisse de 6,255 % de la puissance appelée. La diminution de l'appel de puissance en fonction de la baisse de tension pourrait donc être importante. D'autre part, la réserve en puissance de 250 MW que le Distributeur considère dans son *Plan d'approvisionnement* n'est pas menacée puisque, pour obtenir 250 MW soit 0,67 % de la capacité de l'ensemble du réseau, il suffirait de baisser la tension globale d'approximativement 0,5 % soit 0,6 volts sur une référence de 120 volts. Cette marge de jeu demeure toujours disponible, même après le projet CATVAR sans sortir des marges de tension prévues à la norme CSA-235, de sorte que l'on peut conclure que la réserve de puissance de 250 MW inscrite par le Distributeur dans son *Plan d'approvisionnement* est toujours disponible.

Il y a lieu par ailleurs de s'interroger sur la quantité réelle de puissance qui sera économisée par le projet CATVAR et de l'impact de cette économie de puissance sur le bilan de ressources à la pointe du Distributeur. Pour chaque 1 % de baisse de tension, la puissance appelée pour les charges résistives baisse en effet de 2 %. La valeur économique de cette baisse d'appel de puissance est très importante et n'a pas été considérée dans la preuve d'Hydro-Québec Distribution. Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur une telle évaluation tant sur le plan de la quantité de MW économisés que sur le plan de leur valeur économique. Cette évaluation technico-économique pourrait peut-être amener à examiner la possibilité d'un développement plus intense des projets de contrôle de tension de type CATVAR sur le réseau du Distributeur en plus d'affecter le bilan des ressources du Distributeur dans ses plans d'approvisionnement.

En section 5, nous soulignons que le projet CATVAR comporte certains aspects susceptibles d'accroître le niveau de probabilité de défaillance. Par contre les enjeux (conséquences d'une défaillance) ne sont pas considérables. En effet :

- Tant les transformateurs de tension télésurveillés (TTT) qui sont situés au bout des artères de distribution (et servent à la commande des changeurs de prises des transformateurs des postes satellites) que les TTT situés ailleurs (et qui servent à la commande d'enclenchement et de déclenchement des bancs de condensateurs) sont des *« systèmes de protection spéciale (SPS) »* au sens que lui donne le NERC et le NPCC. Cette référence au standard des réseaux de transport est donc ici utile et même nécessaire compte tenu de l'évolution des réseaux de distribution vers le *smart grid*. Traditionnellement, il n'y a jamais eu de systèmes de protection ni d'automatismes de réseau sur le réseau de distribution mais la proposition CATVAR constitue un automatisme de réseau de plein titre et les principes appliqués aux réseaux de transport deviennent pertinents pour analyser un tel projet sur le réseau de distribution.

- Nous constatons que, le projet de contrôle asservi de la tension CAT utilise la mesure tension en bout de ligne pour asservir le changeur de prises et non pas la tension de barre. Cette situation amène des risques considérables d'erreurs (défaillances) même si on utilise la mesure de tension sur deux lignes pour augmenter la fiabilité du système.

Il serait souhaitable que l'algorithme d'asservissement utilise aussi la tension de barre comme paramètre de contrôle du système. Le choix de l'emplacement des transformateurs de tension télésurveillés (TTT) sera donc critique pour assurer la fiabilité du système en tenant compte des embranchements monophasés et triphasés avec fusibles ou avec réenclencheurs en ligne. Le réseau n'est pas statique mais évolutif et la gestion de la configuration du réseau, donc des réarrangements de ligne et de charges, devra en tout temps prendre en compte la présence des TTT. De plus, sur plusieurs lignes il y a des clients à moyenne tension qui possèdent des permutateurs qui servent changer leur ligne d'alimentation. Encore là il faudra prendre en compte cette situation.

- Le projet VAR consiste à automatiser la manœuvre des bancs de condensateurs liée à la valeur de la tension au poste. Ce projet VAR présente aussi une probabilité d'erreur significative et enfreint le principe à l'effet d'avoir *une variable locale associée à une action locale*. Dans un monde idéal on devrait mesurer la tension aux bornes-mêmes du banc de condensateurs pour autoriser la manœuvre de celui-ci. Cette exigence impliquerait toutefois des coûts supplémentaires qui ne sont peut être pas justifiés à cette étape ci.

- La présence éventuelle d'unités de production distribuées sur les lignes est aussi susceptible de créer des problèmes complexes ou alternativement d'inciter le Distributeur à refuser toute requête de production distribuée sur une ligne qui aurait un TTT pour éviter les risques associés. Mais d'autre part, si le réseau doit évoluer vers un réseau intelligent (*Smart Grid*), il faut concevoir que les producteurs indépendants vont devoir participer éventuellement à la gestion de la tension.

Le projet CATVAR mérite cependant d'être soutenu dans sa phase actuelle, qui est possiblement une première étape vers le *Smart Grid* que diverses autres juridictions envisagent actuellement. Il y a certes un bénéfice à gérer la tension dans une marge plus étroite que ce qui existe actuellement, même si le risque d'erreur de cette gestion augmente. L'on doit toutefois rester conscient de l'accroissement du risque de défaillance, ce qui nécessitera des suivis rigoureux aux différentes phases de réalisation du projet, afin de pouvoir apporter les ajustements techniques qui pourraient s'avérer souhaitables.