

PROJET CATVAR

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. RÉSULTATS AU 31 DÉCEMBRE 2015.....	5
2.1. État d'avancement des travaux du Distributeur	5
2.2. Suivi des investissements	6
2.3. Suivi des charges d'exploitation.....	7
3. PROSPECTIVE DU PROJET CATVAR	7
4. ÉVALUATION DU CVR ET ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ASSOCIÉES AU PROJET	8
4.1. Économies d'énergie associées au Projet	8
 ANNEXE A : PRÉVISION DES GAINS ÉNERGÉTIQUES DU PROJET CATVAR BASÉ SUR LES CVR SAISONNIERS PAR CATÉGORIE DE CHARGE	 9

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Équipements et travaux réalisés au 31 décembre 2015	6
Tableau 2 : Dépenses d'investissements cumulatives au 31 décembre 2015.....	6
Tableau 3 : Charges d'exploitation cumulatives au 31 décembre 2015.....	7

1 Conformément à la décision D-2011-086¹ du 20 juin 2011, le Distributeur dépose le
2 suivi 2015 de l'avancement des travaux et des coûts du projet de réduction de la
3 consommation d'énergie par une gestion optimale de la tension du réseau de distribution
4 (« projet CATVAR » ou « le Projet »).

1. CONTEXTE

5 Le Projet du Distributeur consiste en l'ajout d'équipements de mesure sur son réseau de
6 distribution et l'exploitation d'un système dynamique de gestion de la tension, permettant un
7 contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive. Le Projet vise une réduction de
8 2 TWh de la consommation d'énergie.

9 Pour ce faire, le Distributeur prévoyait notamment l'installation de 1 000 transformateurs de
10 tension télésurveillés sur environ 130 postes satellites, soit quelque 2 000 lignes du réseau
11 de distribution. Le Projet requiert un investissement de 152,4 M\$ et des charges totales non
12 récurrentes de 18,7 M\$.

2. RÉSULTATS AU 31 DÉCEMBRE 2015

2.1. État d'avancement des travaux du Distributeur

13 À ce jour, le Distributeur a mis en service des équipements sur le réseau de distribution
14 (transformateurs de tension télésurveillés et boîtiers de télécommande de batteries de
15 condensateurs), procédé à l'asservissement de la tension dans des postes satellites du
16 Transporteur et réalisé des travaux sur les réseaux de moyenne (MT) et basse (BT)
17 tensions.

18 Les équipements et travaux réalisés au 31 décembre sont présentés au tableau 1.

¹ D-2011-086, décision sur la demande du Distributeur relative au projet CATVAR, 20 juin 2011.

**TABLEAU 1:
ÉQUIPEMENTS ET TRAVAUX RÉALISÉS AU 31 DÉCEMBRE 2015**

Équipements et/ou travaux	Objectif du projet	Réalisé à ce jour	Taux d'avancement (%)
Révision de consigne de tension dans les postes de TransÉnergie	78 postes	78 postes	100 %
Installation de transformateurs de tension télésurveillés (TTT) sur environ 130 postes	1 000	196	20 %
Installation de la télécommande des batteries de condensateur (TBC) sur environ 97 postes	802	523	65 %
Travaux sur les réseaux MT et BT (travaux évalués à la pièce)	Divers travaux	4,9 M\$ sur 19,1 M\$	25 %
Gestion du réseau et support	Algorithmes implantés et optimisés	Algorithmes implantés	80 %

2.2. Suivi des investissements

- 1 Les investissements ont atteint 1,1 M\$ en 2015, portant les investissements cumulatifs à
- 2 40,0 M\$, soit un montant inférieur de 112,4 M\$ à celui prévu pour la même période.
- 3 Le tableau 2 présente les dépenses cumulatives ainsi que les écarts depuis le début du
- 4 projet.

**TABLEAU 2 :
DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS CUMULATIVES
AU 31 DÉCEMBRE 2015 (M\$)**

	Années 2010-2015		
	Réel	Budget	Écart (Réel - Budget)
Installation de 1 000 transformateurs de tension télésurveillés	10,7	59,0	(48,3)
Installation de la télécommunication sur les 802 batteries de condensateurs	6,7	20,1	(13,4)
Travaux sur les réseaux moyenne et basse tension	4,9	19,1	(14,2)
Outil de gestion du réseau	6,8	12,4	(5,6)
Autres dont outillage, développement de la formation et de technologies	2,2	3,7	(1,5)
Gestion de projet et support	4,7	4,3	0,4
Contingence	-	25,5	(25,5)
Frais d'emprunt à capitaliser (FEC)	4,0	8,3	(4,3)
Total	40,0	152,4	(112,4)

1 L'écart de 112,4 M\$ est attribuable à un déploiement plus long du projet plus long que prévu
 2 afin de respecter le rythme des travaux aux postes satellites du Transporteur. Le
 3 ralentissement de l'implantation est également imputable au repositionnement du
 4 Distributeur quant à l'utilisation d'une technologie de télécommunication moins coûteuse, soit
 5 une technologie cellulaire au lieu de liens filaires pour les communications entre ses Centres
 6 d'exploitation de la distribution (CED) et les équipements en réseau.

2.3. Suivi des charges d'exploitation

7 En 2015, aucunes charges d'exploitation n'ont été imputées au projet. Les charges
 8 cumulatives sont donc demeurées les mêmes, soit 2,7 M\$, comparativement à un budget de
 9 18,7 M\$. Le tableau 3 présente le suivi des charges au 31 décembre 2015 et les écarts s'y
 10 rapportant.

**TABLEAU 3 :
CHARGES D'EXPLOITATION CUMULATIVES AU 31 DÉCEMBRE 2015 (M\$)**

	Années 2010-2015		
	Réel	Budget	Écart (Réel - Budget)
Maintenance et dépannage	-	3,0	(3,0)
Formation et soutien à la réalisation	0,7	6,1	(5,4)
Frais des liens de télécommunication	2,0	9,6	(7,6)
Total	2,7	18,7	(16,0)

11 Les écarts favorables demeurent principalement attribuables à l'étalement du projet. En effet,
 12 les installations d'équipements n'ayant pas progressé, la formation des équipes n'a pas été
 13 dispensée et les frais de télécommunication sont restés stables. Le total des coûts
 14 d'exploitation est donc inférieur aux prévisions initiales.

3. PROSPECTIVE DU PROJET CATVAR

15 Le Distributeur a développé le concept CATVAR entre les années 2005 et 2010. Issu de ce
 16 développement, le projet du même nom permettait de réaliser des économies d'énergie
 17 évaluées à 2 TWh par une amélioration de l'efficacité énergétique de son réseau.

18 Ces gains s'additionnaient alors aux 8 TWh d'économies d'énergie générées par le Plan
 19 global en efficacité énergétique (PGEÉ) et participaient à la réponse du Distributeur à la
 20 Stratégie énergétique du Québec (2006-2015). Cette dernière se terminait au
 21 31 décembre 2015.

22 De plus, le bilan en énergie présenté dans l'État d'avancement 2015 du Plan
 23 d'approvisionnement 2014-2023 fait état des importants surplus en énergie et rien n'indique
 24 que la situation pourrait changer à court ou moyen termes.

- 1 Conséquemment, le Distributeur a entrepris une remise en question complète du projet
- 2 CATVAR. Il entend revoir à la fois les justificatifs, les gains et les coûts du projet.
- 3 Cette réévaluation est en cours et les conclusions pourront être présentées à la Régie dans
- 4 le dossier tarifaire 2017-2018.

4. ÉVALUATION DU CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION (CVR) ET ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ASSOCIÉES AU PROJET

4.1. Évaluation du CVR

- 5 Lors du dernier rapport annuel du projet CATVAR², le Distributeur s'est engagé à présenter
- 6 le résultat de l'analyse des travaux relatifs au CVR.

Résultats associés au raffinement du CVR

- 7 L'étude est complétée et une copie est déposée en annexe. Globalement, elle conclut que :
- 8 « l'utilisation d'un facteur CVR moyen de 0,4 s'avère être une bonne méthode
- 9 pour le calcul des gains énergétiques. Les analyses présentées dans ce
- 10 rapport ont démontré que les gains ainsi calculés sont conservateurs et ont
- 11 un niveau de précision acceptable³ ».

Potentiel de gains et des économies d'énergies

- 12 Le gain en énergie généré par CATVAR est le résultat d'une exploitation optimisée de la
- 13 tension du réseau. Les gains sont extrapolés sur la base de deux paramètres déterminants,
- 14 à savoir le CVR (équivalent à un facteur d'efficacité énergétique) et les marges de tension
- 15 disponibles établies lors du projet pilote. Comme mentionné plus haut, la valeur du CVR est
- 16 confirmée à 0,4. Pour ce qui est des marges de tension disponibles, certaines limites
- 17 rencontrées ont forcé le Distributeur à revoir à la baisse les marges de tension exploitables.
- 18 Une estimation préliminaire semble indiquer que les économies d'énergie pourraient être
- 19 inférieures à celles prévues. Cet élément est pris en considération aux fins de la réévaluation
- 20 en cours du projet.

4.2. Économies d'énergie associées au Projet

- 21 Les mesures implantées dans le cadre du Projet ont généré en 2015 des économies
- 22 d'énergie de 246,2 GWh.

² HQD-6, document 15

³ Rapport 30012-15-011-R Prévion des gains énergétiques du projet CATVAR basée sur les CVR saisonniers par catégorie de charge, Direction Encadrement réseau et planification, Hydro-Québec Distribution, décembre 2015.

ANNEXE A

PRÉVISION DES GAINS ÉNERGÉTIQUES DU PROJET CATVAR BASÉ SUR LES CVR SAISONNIERS PAR CATÉGORIE DE CHARGE



Prévision des gains énergétiques du projet CATVAR basé sur les CVR saisonniers par catégorie de charge

Numéro de rapport : 30012-15-011-R

Date : 2016-03-22

Prévision des gains énergétiques du projet CATVAR basé sur les CVR saisonniers par catégorie de charge

Auteurs:

Jordi Drouin, ing.
Stratégie réseau
Stratégie et encadrement du réseau
Direction – Encadrement réseau et planification

Approuvé par:

Bruno Houle, ing.
Chef Stratégie réseau
Stratégie et encadrement du réseau
Direction – Encadrement réseau et planification

Numéro de rapport : 30012-15-011-R

Date : 2016-03-22

Table des matières

1.	Introduction	5
2.	Méthodologie	6
2.1	Hypothèses.....	6
2.1.1	Nombre de postes	6
2.1.2	Abaissement de tension	6
2.1.3	Révision de consigne.....	7
2.1.4	Asservissement de la puissance réactive (VAR)	7
2.2	Caractérisation de la charge et calcul des facteurs CVR saisonniers.....	7
3.	Résultats	8
3.1	Analyse 1	8
3.2	Analyse 2	8
4.	Conclusion	9
5.	Annexe	10
6.	Références	11

1. Introduction

L'objectif du projet CATVAR est de réduire la consommation énergétique de 2 TWh par année en abaissant la tension sur le réseau de distribution. Cet objectif est basé sur un facteur d'économie d'énergie (facteur CVR) de 0,4 et sur un abaissement de tension calculé pour un cas de charge moyenne.

Le facteur CVR de 0,4 correspond à la valeur annuelle moyenne calculée suite à des essais d'abaissement de tension au poste Pierre-Boucher [1]. Ainsi, chaque abaissement de tension de 1% se traduit par des économies d'énergie de 0,4%.

Puisque le facteur CVR varie en fonction de la nature de la charge, un mandat a été confié à l'IREQ afin de préciser les facteurs CVR par types de charge (résidentielle TAE¹, résidentielle NTAE², commerciale et industrielle) et par saisons. Ce mandat a mené à des expérimentations en réseau qui se sont conclues en 2014 ([2], [3], [4], [5]). Les résultats ainsi obtenus permettent de calculer un facteur CVR saisonnier par poste selon le type de charge raccordée.

L'objectif de ce rapport est de calculer les économies d'énergie du projet CATVAR en se basant sur les facteurs CVR saisonniers et de les comparer avec les résultats obtenus en utilisant un CVR moyen de 0,4.

¹ TAE = Tout-à-l'électricité (chauffage électrique)

² NTAE = Non-Tout-à-l'électricité (chauffage non-électrique)

2. Méthodologie

2.1 Hypothèses

Les mêmes hypothèses que celles utilisées dans le calcul de la cible de 2 TWh seront prises en compte à l'exception du facteur CVR de 0,4 qui sera remplacé par les facteurs CVR saisonniers par poste (basé sur le type de charge raccordée).

2.1.1 Nombre de postes

Le nombre de postes considérés dans l'analyse est de 146³. Ces postes correspondent aux 121 postes où l'installation d'un ART⁴ était planifiée en 2012 (mais non confirmée) et à 25 postes supplémentaires à fort potentiel de gain.

2.1.2 Abaissement de tension

Dans une première analyse, pour comparer l'effet des facteurs CVR saisonniers par rapport au facteur CVR moyen de 0,4, seul ce paramètre sera modifié. L'abaissement de tension considéré correspondra alors aux prévisions initiales. Ces dernières sont basées sur des simulations d'écoulement de puissance pour un cas de charge moyenne en considérant que les travaux moyenne tension sont complétés.

Dans une seconde analyse, puisque la marge de tension disponible pour abaissement varie en fonction de la charge, cette dernière sera modulée selon les saisons. Afin de déterminer comment se comporte l'abaissement de tension en fonction des saisons, les données de 2012 à 2014 des postes dont les paramètres étaient optimisés ont été considérées (voir annexe). L'abaissement de tension moyen pour chaque saison a été calculé puis normalisé par rapport à l'abaissement de tension moyen annuel ce qui permet d'obtenir la proportion de la marge de tension moyenne atteignable par saison tel que présentée au Tableau 1.

Tableau 1: Proportion de la marge de tension moyenne atteignable selon la saison

Printemps	Été	Automne	Hiver
108.2%	135.5%	95.4%	61.1%

Pour chacun des postes, l'abaissement de tension correspondant aux prévisions initiales (voir première analyse) est pondéré pour chaque saison en fonction des pourcentages du tableau ci-dessus.

³ Le nombre de poste initialement prévu était d'environ 130. La liste des postes a été révisée à 146 pour tenir compte de la mise à jour de la planification des installations des ART dans les postes.

⁴ ART : Automatisation de Régulation de la Tension. Cet équipement est essentiel pour permettre au distributeur de contrôler la consigne de tension.

2.1.3 Révision de consigne

Les gains attribuables au volet Révision de consignes sont évalués à 196 GWh. Ces gains sont calculés pour les postes où la consigne par défaut a été abaissée pour se conformer aux valeurs recommandées par les normes.

2.1.4 Asservissement de la puissance réactive (VAR)

Les gains associés à l'asservissement de la puissance réactive sont évalués à 22 GWh.

2.2 Caractérisation de la charge et calcul des facteurs CVR saisonniers

Le rapport *Projet CVR – Méthode de caractérisation de la charge d'un réseau pour le calcul de son CVR saisonnier* [6] décrit la méthodologie employée pour évaluer les proportions de l'énergie transitée associée à chaque type de charge (résidentielle TAE, résidentielle NTAE, commerciale et industrielle) selon la saison. Ces proportions ont été obtenues à partir des données de consommation des clients pour l'année 2014.

À partir des proportions de l'énergie transitée ainsi calculées et des résultats des analyses de l'IREQ, il est possible de calculer les facteurs CVR saisonniers pour chaque poste tel que démontré dans le rapport [6].

3. Résultats

3.1 Analyse 1

En considérant que l'abaissement de tension correspond aux prévisions initiales (après travaux MT) et qu'il est identique pour chaque saison, les économies d'énergie⁵ pour les 146 postes sont de 2,018 TWh en considérant les facteurs CVR saisonniers comparativement à 2,006 TWh en considérant un facteur CVR de 0,4. L'écart est donc de 0,6%.

3.2 Analyse 2

En pondérant l'abaissement de tension correspondant aux prévisions initiales par les proportions du Tableau 1 et toujours en considérant les facteurs CVR saisonniers, les économies d'énergie⁵ pour les 146 postes sont de 2,058 TWh, ce qui représente un écart de 2,6% par rapport aux résultats obtenus en considérant un facteur CVR de 0,4 et un abaissement de tension moyen identique pour chaque saison.

⁵ Il est à noter que les gains attribuables au volet révision de consignes (196 GWh) ainsi que ceux associés à l'asservissement de la puissance réactive (22 GWh) sont inclus dans le calcul des économies d'énergie.

4. Conclusion

L'utilisation d'un facteur CVR moyen de 0,4 s'avère être une bonne méthode pour le calcul des gains énergétique. Les analyses présentées dans ce rapport ont démontrées que les gains ainsi calculés sont conservateurs et ont un niveau de précision acceptable. En effet, les écarts entre les résultats obtenus lorsque le facteur CVR moyen ou les facteurs CVR saisonniers sont utilisés varient entre 0,6% et 2,6%.

Il est toutefois à noter que dans les 2 analyses réalisées, l'abaissement de tension considéré est basé sur les prévisions initiales. Il pourrait y avoir un écart important entre les abaissements de tension planifiés et ceux réalisés. En exploitation, de nombreuses contraintes peuvent réduire les marges de tension disponibles, par exemple : des clients sensibles sur la ligne, un déséquilibre de tension élevé, des tensions basses aux services auxiliaires du poste satellite. Les marges de tension disponibles pour abaissement risquent d'avoir un impact beaucoup plus élevées sur l'atteinte de la cible de 2 TWh que l'utilisation d'un CVR moyen ou saisonnier.

5. Annexe

Tableau 2: Moyenne d'abaissement de tension des années 2012 à 2014 et proportion de la marge de tension moyenne atteignable selon la saison

Poste	Txfo	Moyenne d'abaissement de tension par rapport à la consigne de défaut (en %)					Proportion de la marge de tension moyenne selon la saison (en %)			
		<i>Printemps</i>	<i>Été</i>	<i>Automne</i>	<i>Hiver</i>	<i>Annuelle</i>	<i>Printemps</i>	<i>Été</i>	<i>Automne</i>	<i>Hiver</i>
ARB	T1	0.99	1.80	1.30	0.45	1.35	73.2	133.4	96.6	33.0
	T2	0.99	1.80	1.34	0.45	1.36	72.6	132.3	98.5	32.7
	T3	1.98	2.84	2.19	0.81	2.38	83.0	119.1	91.7	34.1
	T4	1.98	2.84	2.20	0.81	2.39	82.9	118.9	92.0	34.1
ART	T2	0.52	0.92	0.44	0.14	0.50	103.0	181.8	87.4	27.8
	T3	0.51	1.07	0.56	0.34	0.62	82.3	172.4	90.8	54.4
BOF	T1	2.08	2.58	1.82	1.24	1.55	134.6	167.0	117.7	80.4
	T2	2.08	2.58	1.82	1.24	1.54	135.1	167.4	118.1	80.6
	T3	2.31	2.54	2.04	1.54	1.75	131.9	145.0	116.4	87.8
	T4	2.31	2.54	2.04	1.53	1.75	131.9	145.2	116.4	87.6
DOR	T1	1.01	0.93	0.55	0.22	0.92	109.9	101.2	59.9	23.6
	T2	1.01	0.90	0.55	0.22	0.91	110.6	99.3	60.5	23.7
	T3	0.94	1.91	1.72	0.60	1.70	55.4	111.8	100.8	35.1
	T4	0.94	1.91	1.72	0.60	1.70	55.2	112.0	100.9	35.1
GRG	T1	0.82	2.35	1.25	0.31	1.50	54.8	157.3	83.7	20.9
	T2	0.82	2.09	0.71	0.31	1.31	62.5	159.8	53.8	23.9
	T3	1.37	2.83	1.27	0.28	1.92	71.5	147.6	66.4	14.5
LEC	T1	2.81	2.88	2.28	2.14	2.29	122.8	126.0	99.8	93.7
	T2	2.81	2.90	2.29	2.15	2.29	122.8	126.8	99.9	93.7
	T3	0.89	1.08	0.35	0.08	0.66	135.3	163.4	53.4	12.5
PBR	T1	3.83	3.63	2.73	2.25	2.81	136.2	129.1	97.1	80.1
	T2	2.64	2.37	1.73	1.08	1.77	148.8	133.7	97.3	61.1
	T3	2.64	1.82	1.72	1.08	1.70	154.8	106.9	101.2	63.6
SMX	T21	2.25	2.42	1.80	1.65	1.77	126.6	136.6	101.5	93.1
	T22	2.26	2.41	1.71	1.67	1.76	128.1	136.9	97.1	94.7
	T23	2.26	2.39	2.13	1.97	2.00	113.2	119.6	106.3	98.3
	T24	2.26	2.39	2.13	1.97	2.00	113.3	119.6	106.5	98.4
	T25	2.23	2.38	2.01	1.65	1.87	119.3	126.9	107.2	88.3
	T26	2.23	2.38	2.00	1.65	1.87	119.2	126.8	106.7	88.0
SRE	T15	3.43	3.38	2.52	2.39	2.62	130.9	129.0	96.1	91.1
	T16	3.28	4.32	3.55	2.13	2.92	112.5	147.9	121.5	73.0
	T17	4.07	4.32	3.55	3.07	3.21	127.1	134.6	110.6	95.7
Moyenne						108.2	135.5	95.4	61.1	

6. Références

- [1] G.Gaba, Évaluation complémentaire du CVR au poste Pierre-Boucher (2006-2007), Novembre 2008
- [2] G.Gaba et Martin Charette, Analyse complémentaire du CVR : Acadie, Iberville, Roussillon et Saint-Rémi (saison été), Septembre 2013.
- [3] G.Gaba et Martin Charette, Analyse complémentaire du CVR : Acadie, Iberville, Roussillon et Saint-Rémi (saison hiver), Février 2014
- [4] G.Gaba et Martin Charette, Analyse complémentaire du CVR : Saison Automne, Juin 2014
- [5] G.Gaba et Martin Charette, Analyse complémentaire du CVR : Saison printemps, Juillet 2014
- [6] L. Demers et A. Ajaja, Projet CVR – Méthode de caractérisation de la charge d'un réseau pour le calcul de son CVR saisonnier, Juillet 2014