RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^{O} 2 DE LA RÉGIE

CALCUL DU CVR MOYEN

1. Référence : Pièce B-0015, page 4, tableau R-E2.

Préambule :

Le tableau en référence montre les CVR par type de charge et au poste Pierre-Boucher estimés par le Distributeur, et ce, pour les périodes d'été et d'hiver, ainsi que le CVR moyen annuel.

Pour le type de charge résidentiel TAE par exemple, en utilisant des pondérations de 4 mois sur 12 pour la période d'hiver et de 8 mois sur 12 pour la période d'été, la Régie arrive à un CVR moyen annuel différent de celui présenté par le Distributeur (0,32).

Demande :

1.1 Veuillez préciser les pondérations associées aux CVR d'été et d'hiver permettant d'obtenir le CVR moyen annuel, et ce, pour le poste Pierre-Boucher et pour chacun des types de charge présentées au tableau R-E2.

Réponse :

Le calcul des CVR moyens repose sur deux éléments :

- **La délimitation des périodes d'hiver et d'été. Le seul paramètre déterminant dans cette délimitation est la température extérieure (l'hiver correspondant à la période de chauffe).**
- **La puissance moyenne appelée durant les périodes d'hiver ou d'été. Le gain total est tributaire de la consommation durant les périodes concernées.**

Le CVR annuel moyen est pondéré par la consommation totale de chaque saison, soit :

$$P_{(Totale_hiver)} = P_{(moy_mensuelle_hiver)} \times Nbre_{(mois_d'hiver)}$$
$$P_{(Totale_été)} = P_{(moy_mensuelle_été)} \times Nbre_{(mois_d'été)}$$

où P représente la consommation.

Le CVR annuel moyen est calculé comme suit :

$$CVR_{(moy_annuel)} = CVR_{été} \times \frac{P_{(Totale_été)}}{P_{(Totale_été)} + P_{(Totale_hiver)}} + CVR_{hiver} \times \frac{P_{(Totale_hiver)}}{P_{(Totale_été)} + P_{(Totale_hiver)}}$$
$$CVR_{(moy_annuel)} = CVR_{été} \times k + CVR_{hiver} \times (1-k)$$

Le ratio k, soit la pondération associée aux mois d'été, est de 0,43. Celle associée au mois d'hiver est donc de 0,57.

ÉVALUATION DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIES

2. Références : (i) Pièce B-0015, page 5;
(ii) Pièce B-0015, page 6;
(iii) Pièce B-0004, page 19.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à cette référence la réponse à l'engagement 5 et le tableau R-E5, montrant les marges de tension mensualisées pour l'ensemble de 130 postes visés par le projet (résultats de simulations). La moyenne de ces valeurs donne une marge de tension annuelle moyenne de 4,75 %.

(ii) À cette référence, le Distributeur répond à l'engagement 6 et présente les détails de calcul permettant d'atteindre des économies d'énergie de 2 TWh une fois le projet terminé. Ces calculs font état d'une marge de tension de 5,73 % et d'une énergie totale actuellement transitée dans les 130 postes visés de 87,3 TWh. Les économies d'énergie prévues de 2 TWh représenteraient 2,3 % de l'énergie transitant par les 130 postes visés.

(iii) La section 3.2 « *Économies d'énergie* » du document en référence mentionne que « *Le projet génèrerait 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* ».

Demandes :

2.1 Veuillez élaborer sur la marge de tension de 5,73 %, retenue aux fins du calcul des économies d'énergies, notamment en comparaison avec la marge de tension annuelle moyenne de 4,75 % calculée à partir des marges de tensions mensualisées.

Réponse :

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.

2.2 Veuillez élaborer sur la réduction de consommation énergétique de 1,7 % que génèrerait le projet (référence (iii)), notamment en comparaison avec la réduction calculée de 2,3 % en tenant compte d'une consommation actuelle totale de 87,3 TWh pour les 130 postes visés par le projet.

Réponse :

Les valeurs de 1,7 % et de 2,3 % reflètent le gain de 2 TWh mais sont exprimées sur une base différente. La valeur de 1,7 % [référence (iii)] est calculée sur la base de l'énergie devant transiter par l'ensemble des postes satellites en 2015 (120,9 TWh). La valeur de 2,3 % est calculée sur la base de l'énergie ayant transitée en 2009 par les postes visés par le projet CATVAR (87,3 TWh) uniquement.

SOLUTION PROPOSÉE

3. Références : (i) Dossier R-3698-2009, pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 7 et 8;

(ii) Pièce B-0004, page 21, tableau 3;

(iii) Pièce B-0015, page 7;

(iv) Pièce B-0012, page 6, diapositive 11.

Préambule :

(i) Dans le dossier R-3698-2009, le Distributeur précisait à la section « *Description et justification du projet* » les critères de localisation des batteries de condensateurs ainsi que les équipements installés.

Concernant le critère de localisation des batteries de condensateur, le Distributeur indiquait que « *La puissance réactive doit être injectée* <u>*dans le réseau de la boucle métropolitaine*</u>*. Les lignes du réseau de distribution ciblées pour l'installation des* <u>*batteries de condensateurs*</u> *doivent conséquemment être issues des postes satellites* <u>*reliés à ce réseau*</u> ». [nous soulignons]

Concernant les équipements installés, le Distributeur indiquait que « *Outre les batteries de condensateurs* […]. *Un* <u>*boîtier de commande manuelle est également requis*</u> *au bas du poteau pour manœuvrer les équipements.* » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur indique à cette référence un coût de 20,1 M$ pour l'installation de la télécommande des 802 batteries de condensateurs.

(iii) Le Distributeur indique les conséquences d'une perte du lien de communication sur le fonctionnement du projet CATVAR. Une distinction est faite concernant la partie CAT et la partie VAR.

(iv) Sur la partie VAR, le Distributeur indique que « […] *les batteries de condensateurs sont dimensionnées pour pouvoir être présentes en tout temps sur le réseau*. […] *L'impact d'une perte de communication entre le CED et une batterie de condensateurs n'a pour effet que de diminuer brièvement la performance du système à réduire la consommation d'énergie.* » [nous soulignons]

Dans la présentation de la séance de travail du 13 janvier 2011, le Distributeur mentionne qu'il utilisera le Centre de téléconduite du Transporteur (CT) afin de relier les équipements installés, le poste satellite et le Centre d'exploitation de distribution (CED).

Demande :

3.1 Compte tenu d'une localisation centralisée des batteries de condensateurs sur la boucle métropolitaine et que l'impact sur la performance sera limitée lors d'une défaillance du lien de communication, veuillez justifier l'investissement de 20,1 M$ pour télécommander l'ensemble des batteries de condensateurs.

Réponse :

En complément à la réponse à l'engagement n° 8 (pièce HQD-3, document 2, page 7), le Distributeur précise que chaque batterie de condensateurs, prise individuellement, peut être présente sur le réseau en tout temps mais que l'ensemble des batteries ne peuvent être actives en permanence car cela causerait des problèmes sur le réseau de transport. Pour pallier cette contrainte, les batteries doivent pouvoir être manœuvrées facilement et avec rapidité.

Comme le Distributeur l'a expliqué dans le dossier R-3698-2009, la seule solution permettant de respecter le critère de la pointe exceptionnelle 2011-2012 était d'installer des condensateurs sur le réseau de distribution. Or, la télécommande n'étant pas encore au point, le Distributeur a eu recours à des boîtiers manuels en début de projet afin de respecter le court délai d'installation. Le Distributeur avait déjà prévu son remplacement par un boîtier télécommandé dès que possible (voir la réponse à l'engagement 3.2 à la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3698-2009).

Les condensateurs ajoutés dans le cadre du dossier R-3698-2009 font partie du parc de condensateurs requis pour l'exploitation du réseau de

transport et doivent être télécommandés, comme le sont les condensateurs du parc du Transporteur. Dans le cadre du projet CATVAR, le contrôle des condensateurs par télécommande est essentiel à une gestion en temps réel et à l'optimisation de la performance du système, en respect des limitations transmises dynamiquement par le Transporteur pour assurer la bonne conduite de son réseau.

TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS

4. Références : (i) Pièce B-0004, page 30;
(ii) Pièce B-0004, page 21.

Préambule :

(i) « *Dans sa décision D-2008-024, la Régie réitère le principe de l'établissement de la base de tarification sur une base de projections. Elle précise toutefois que les projets d'investissement de plus de 10 M$ doivent d'abord avoir été autorisés par la Régie en vertu de l'article 73 de la LRÉ avant d'être inclus à la base de tarification.*

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-2010-022. Aucune somme associée au projet CATVAR n'a été incluse dans la demande tarifaire 2011-2012 (dossier R-3740-2010) ». [nous soulignons]

(ii) Les investissements annuels requis sont présentés au tableau 3 :

TABLEAU 3
DÉTAIL DU COÛT DU PROJET EN INVESTISSEMENT

(M$)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Installation de 1 000 transformateurs de tension télésurveillés	0,8	1,9	5,5	19,6	31,2	-	59,0
Installation de la télécommande des 802 batteries de condensateurs	-	8,3	9,7	2,1	-	-	20,1
Travaux sur les réseaux moyenne et basse tensions	-	0,7	1,5	5,3	8,9	2,7	19,1
Outils de gestion du réseau	3,1	4,2	3,3	0,6	0,5	0,7	12,4
Autres : Outillage, développement de la formation et de technologies, ...	0,7	1,1	1,0	0,9	-	-	3,7
Gestion de projet et support	0,4	1,0	0,9	1,0	1,0	-	4,3
Contingence	-	5,0	4,7	6,1	8,7	1,0	25,5
Frais d'emprunt capitalisé	0,5	1,3	1,6	1,7	1,6	1,6	8,3
Total	**5,5**	**23,5**	**28,2**	**37,3**	**51,9**	**6,0**	**152,4**

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si des mises en service sont prévues en 2010 et 2011. Si oui, veuillez indiquer les montants capitalisables distinctement et les dates de mises en service.

Réponse :

Oui. Le tableau R-4.1 présente les informations demandées.

TABLEAU R-4.1
MISES EN SERVICE POUR 2010 ET 2011 (M$)

	2010	2011
Installation de 1 000 transformateurs de tension télésurveillés	0,8	2,4
Installation de la télécommande des 802 batteries de condensateurs	-	10,0
Travaux sur les réseaux moyenne et basse tensions	-	0,9
Outils de gestion du réseau	-	0,5
Autres : Outillage, développement de la formation et de technologies, etc	0,4	0,8
Gestion de projet et support	0,1	0,9
Total	1,3	15,5

4.2 Veuillez estimer les coûts visés qui n'auront pu être intégrés au revenu requis 2011 du Distributeur, compte tenu du décalage entre la date d'autorisation du projet CATVAR et le dépôt de la demande tarifaire 2011-2012. Veuillez détailler les coûts par rubrique du revenu requis.

Réponse :

Le Distributeur entend verser au compte de frais reportés les charges de 2010 et 2011 (voir tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1), l'amortissement, pour ces deux années, des investissements mis en service, de même que le rendement sur la base de tarification afférent.

Le tableau R-4.2 présente l'estimation de ces montants.

TABLEAU R-4.2
ESTIMATION DES SOMMES À PORTER AU CFR (M$)

	2010-2011
Charges	5,2
Amortissement	0,6
Rendement	1,1
Total	6,9