

Bonjour mesdames et monsieur les régisseurs,

Je prends pour acquis que vous avez pris connaissance de notre mémoire.

Je vous en ferai un bref résumé en apportant certaines mises à jour en relation avec les informations transmises lors des audiences.

Je traiterai :

- Des éléments à considérer dans la détermination de la contribution de la charge locale au service de transport ;
- De recommandations sur les coûts évités ;
- De la proposition de création d’un facteur Y pour les contributions du Distributeur à des projets de raccordement ;
- De la proposition de création d’un facteur Z relatif à la modification de la durée de vie utile des transformateurs aériens ;
- Des investissements inférieurs à 10 M\$;

1. Éléments à considérer dans la détermination de la contribution de la charge locale au service de transport

Proposition :

Les intervenants recommandent à la Régie de statuer que la capacité relative à la Gestion de la puissance est une capacité non ferme qui ne doit pas être incluse dans le calcul des besoins de la charge locale pour la détermination du tarif de transport et de la facture de transport adressée au Distributeur.

- Le mémoire présente une justification de cette proposition.
- Impact : 11, 92 M\$.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente notamment les commentaires suivants :

Concernant la GDP Affaires : (B-105, page 73)

- le programme est en place depuis 2015 seulement
- il n'a pas encore atteint son plein potentiel.
- le Transporteur n'a pas nécessairement intégré cette information dans sa planification actuelle des investissements.
- il est peu probable que le Programme ait eu à ce jour un impact à la baisse sur le revenu requis du Transporteur.

Toutefois,

- le Distributeur et le Transporteur ont entrepris des travaux sur le coût évité de transport
- ils discutent de la façon de prendre en compte la GDP dans sa planification future.
- Mais le Distributeur affirme qu'il est légitime « d'appliquer » dès à présent le coût évité de transport dans les analyses économiques du programme GDP Affaires.

Ce que nous comprenons :

- Il y aura des impacts sur les coûts de Transport
- On ne sait pas quand.

Selon les intervenants,

- Il résulte du Programme de GDP Affaires une diminution des besoins fermes du Distributeur;
- La raison qui explique la diminution n'est pas pertinente. Par exemple, si la diminution était due à la fermeture d'un commerce ou d'une usine, elle serait reflétée immédiatement.
- Ce qui est pertinent, c'est la détermination des besoins fermes.

Concernant l'électricité interruptible

À la même référence, le Distributeur mentionne

- il n'y aurait pas de coût évité de transport compte tenu de l'emplacement de ces clients sur le réseau de transport en haute tension.
- leur effacement ne permettrait d'aucune façon de reporter un investissement en croissance sur des postes satellites
- le coût évité de transport n'a jamais été considéré par le Distributeur dans la calibration de cette option tarifaire.

Commentaires des intervenants :

- il est exact que l'effacement des clients n'a pas d'impact sur la capacité de transformation requise des postes satellites;
- par contre le réseau de transport comprend également :
 - 24 postes de transformation à 735 kV;
 - Près de 60 postes sources à des niveaux de tension de 315 à 69 kV;
 - Plus de 20 000 km de lignes à des tensions de 315 à 69 kV
- Les charges interruptibles ne sont pas alimentées directement à 735 kV;
- Le caractère interruptible des charges peut avoir un impact sur la capacité de transformation requise de ces postes et sur le réseau de transport à une tension inférieure à 735 kV. (Voir à cet égard les illustrations en annexe.)

D'ailleurs, le tableau ci-dessous du Distributeur indique qu'il y a un coût évité de transport – Charge locale pour les clients au tarif L. (B-15, page 25)

TABLEAU A-5 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF L
EN ¢/KWH DE 2019

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante ¹ (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
		Tous les usages	5,24	3,94	4,02	4,09	4,17	4,25	5,55	5,65	5,76
<i>Fourniture - Transport</i>	5,11	3,82	3,89	3,96	4,04	4,12	5,41	5,52	5,62	5,73	11,43
<i>Transport - Charge locale</i>	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,15
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

Enfin, à la même référence le Distributeur indique :

Enfin, le Distributeur mentionne qu'il transmet à chaque dossier tarifaire au Transporteur sa prévision des BRD ainsi que l'information sur les différents programmes d'effacement. Le Transporteur lui transmet par la suite la facture de la charge locale, conformément aux modalités des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.

Selon les intervenants, il appartient au Distributeur d'exiger du Transporteur un traitement approprié de l'électricité interruptible pour la facture du service de transport de la charge locale.

En conclusion, les intervenants sont d'avis que l'électricité interruptible ne doit pas être considérée dans l'établissement des besoins fermes du Distributeur et demandent à la Régie de déclarer qu'il ne doit pas en être tenu compte dans l'établissement de la facture de transport adressée au Distributeur.

2. Recommandations sur les coûts évités ;

Les intervenants font deux recommandations concernant les coûts évités:

- a) Les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur prenne en considération l'impact de la variation de la facture de transport dans ses analyses économiques de projets ou programmes.

Les intervenants s'en remettent à cet égard à la justification présentée dans leur mémoire.

- b) Les intervenants recommandent à la Régie de fixer le prix de l'énergie de long terme à 6,5 ¢/kWh (\$ 2018).

La justification de cette recommandation repose sur les raisons suivantes :

Le Distributeur mentionne : (B-15, page 9)

- le signal de coût évité de long terme est basé sur le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne.
- le signal de coût évité de long terme est de 8,0 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018).

L'équilibrage est défini à l'Entente d'intégration éolienne. Elle précise;

- Le retour d'énergie correspond à 35% de la capacité installée;
- Le service inclut une capacité ferme correspondant à 40% de la capacité installée.

Le produit correspondant au prix de 8,0 ¢/kWh comprend donc une quantité de puissance garantie.

Le Distributeur est d'accord avec cette affirmation car il mentionne :

« Ainsi, le coût pour l'équilibrage, incluant la portion garantie de puissance du service, »

Cependant, il ajoute :

« est indissociable de la fourniture de l'énergie et, de ce fait, ce coût ne peut être retiré du signal de coût évité en énergie de long terme. »

Selon les intervenants, il est possible de retirer la valeur de la puissance du coût évité. Il est même nécessaire de le faire à cause des conséquences de l'utilisation du coût proposé.

Les conséquences de l'utilisation du coût évité de 8,0 ¢/kWh sont les suivantes:

- pour l'évaluation économique d'un projet ou programme qui a un impact sur l'énergie seulement (soit A kWh) :
 - La valeur économique est obtenue ainsi : $A \text{ kWh} * 8,0 \text{ ¢/kWh}$;
 - La valeur attribuée est trop élevée car elle comprend une valeur de puissance garantie
- pour l'évaluation économique d'un projet ou programme qui a un impact sur l'énergie et sur la puissance. (soit A kWh et B kW)
 - La valeur économique est obtenue ainsi :

$$A \text{ kWh} * 0,08 \text{ \$/kWh} + B \text{ kW} * 112 \text{ \$/kW}$$

- La valeur attribuée est trop élevée : la valeur de la puissance est prise en compte deux fois, une première fois dans le prix de l'énergie et une deuxième fois dans le prix de la puissance.
- Il y a double comptage pour une partie de la puissance.

La proposition des intervenants

- **Élimine la valeur de la puissance dans le coût évité de l'énergie;**
- **permet de corriger le biais.**

Le tableau suivant illustre la proposition des intervenants

Soit un engagement contractuel de 1 kW			
Énergie annuelle	3066	kWh	retour de 35%
Prix unitaire	0,08	\$/kWh	
Coût total annuel	245,28	\$	
Puissance garantie	0,4	kW	puissance garantie de 40%
Prix unitaire	112	\$/kW	B-0015, page 10
Valeur de la puissance	44,80	\$	
Valeur de l'énergie seulement	200,48	\$	
Valeur unitaire	0,065	\$/kWh	

3. La proposition de création d'un facteur Y pour les contributions du Distributeur à des projets de raccordement

Recommandation :

Refuser la création d'un Facteur Y pour la contribution du Distributeur à des projets de raccordement au motif que la proposition ne respecte pas un des critères de création d'un facteur Y, soit le seuil de matérialité.

De plus, l'intégration de l'amortissement des actifs en service et du rendement sur la base de tarification à la Formule d'indexation, doit être vue de façon globale

Seuil de matérialité

Dans sa décision D-2017-043 la Régie mentionne :

« [318] De plus, dans le cas des Facteurs Y, la Régie considère qu'il ne suffit pas que le montant d'une catégorie de coûts dépasse le seuil pendant une seule année pour que cette catégorie devienne admissible à ce traitement. »

Dans leur mémoire les intervenants

- évaluent que la contribution doit être supérieure à 160 M\$ pour que le seuil de 15 M\$ d'impact sur l'amortissement et le rendement soit atteint
- constatent que ce seuil aurait été atteint une seule fois sur un historique de 2010 à 2017;
- constatent que ce seuil aurait pu être atteint en 2018 si la prévision de contribution du Distributeur s'était matérialisé;

Toutefois, lors de l'audience,

- il a été mentionné que certains projets prévus pour 2018 seraient reportés de sorte que la contribution serait passablement réduite;
- La mise à jour demandée à l'engagement 8 n'ayant pas été déposée, les intervenants ont fait la mise à jour suivante :
 - À partir du tableau 16 à la page 20 de B-0024 :
 - Exclure les coûts relatifs à la nouvelle ligne Grand-Brûlé – dérivation St-Sauveur (92.2 M\$)
 - On obtient une contribution de 126,1 M\$;
 - L'impact de cette contribution est montré au tableau suivant :

Impact de la contribution du Distributeur à des projets de raccordement
excluant la ligne Grand-Brûlé – dérivation St-Sauveur

	D-2018-025	2019 Formule d'indexation	2019 Coût de service	2019 Écart
Amortissement			3,1	
Rendement de la base de tarification	0,8	0,8	8,9	
Total	0,8	0,8	12,0	11,2

- On constate que l'impact total est de 11,2 M\$, soit une valeur inférieure au seuil de 15 M\$:
- Le seuil ne serait pas atteint en 2018.

Le critère de la matérialité du seuil n'est pas respecté et en conséquence les intervenants recommandent à la Régie de refuser la création de ce facteur pour les contributions du Distributeur à des projets de raccordement.

Vision d'ensemble

Il est utile de rappeler que dans sa décision D-2017-043, la Régie mentionne :

« [231] La Régie convient toutefois qu'il faut envisager l'inclusion des divers éléments couverts par la Formule d'indexation avec une vision d'ensemble plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne ». Il peut arriver qu'un item dont la croissance historique ou prévue est plus faible vienne compenser un autre item dont la croissance historique ou prévue est plus forte que la croissance générale de la Formule d'indexation. »

Dans leur mémoire, les intervenants rappellent :

- dans sa décision D-2017-043, la Régie justifie d'inclure l'amortissement dans la formule d'indexation, même en considérant que cet élément pourrait introduire un biais favorable au Distributeur.
- elle mentionne en effet qu'il faut avoir une vision d'ensemble concernant l'intégration de l'amortissement des actifs en service et du rendement sur la

base de tarification à la Formule d'indexation, et non une approche ligne par ligne.

Selon les intervenants, l'approche d'ensemble retenue par la Régie doit être appliquée. Il ne faut pas

- **d'une part conserver dans la formule d'indexation l'amortissement global qui diminue;**
- **et d'autre part retirer une composante de la formule d'indexation qui aurait un impact à la hausse.**

Il s'agit d'une autre raison de refuser la création de ce facteur.

4. La proposition de création d'un facteur Z relatif à la modification de la durée de vie utile des transformateurs aériens.

Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2018-067, la Régie juge :

- que les modifications relatives notamment aux révisions des durées de vie utile des actifs doivent être examinées au cas par cas;
- et que, le cas échéant, elle examinera si ces modifications se qualifient à titre de Facteur Z.

Les intervenants sont d'accord avec le Distributeur concernant

- **la création d'un facteur Z relatif à la modification de la durée de vie utile des transformateurs aériens;**
- **les modalités de traitement proposées par le Distributeur concernant l'impact de 31,2 M\$ pour l'année 2018.**

5. Les investissements inférieurs à 10 M\$

A. Travaux relatifs au rétablissement du service à la suite de pannes

Dans leur mémoire, les intervenants mentionnent qu'à défaut d'explication ils recommandent à la Régie de réduire le montant de 3,5 M\$.

Toutefois, en réponse à l'engagement # 1 concernant les données qui ont permis au Distributeur d'établir le budget pour les travaux relatifs au rétablissement du service à la suite de pannes, le Distributeur fournit des explications supplémentaires.

Les intervenants constatent que les montants réels ont été plus élevés que les montants qui avaient été prévus et expliquent la demande actuelle.

En conséquence, les intervenants retirent leur recommandation

B. Amélioration de la qualité

Les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser le même budget total que celui autorisé pour l'année 2018, soit 18,1 M\$.

Il s'agit d'une diminution de 15 M\$ par rapport au budget demandé.

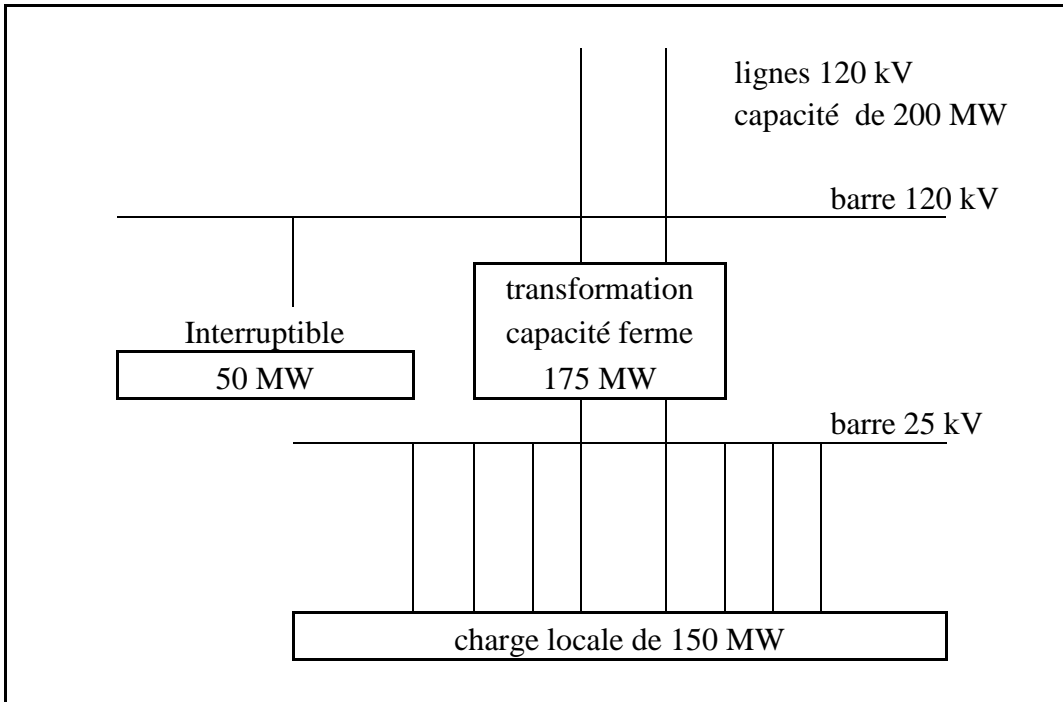
Tout comme dans le dossier tarifaire de 2018, le Distributeur indique comment il prévoit utiliser le budget demandé et mentionne son objectif.

Selon le Distributeur, l'amélioration du service à la clientèle justifie les besoins d'investissements en logiciels d'application opérationnelle du Distributeur.

Les intervenants considèrent que la justification est trop vague et trop générale.

Annexe

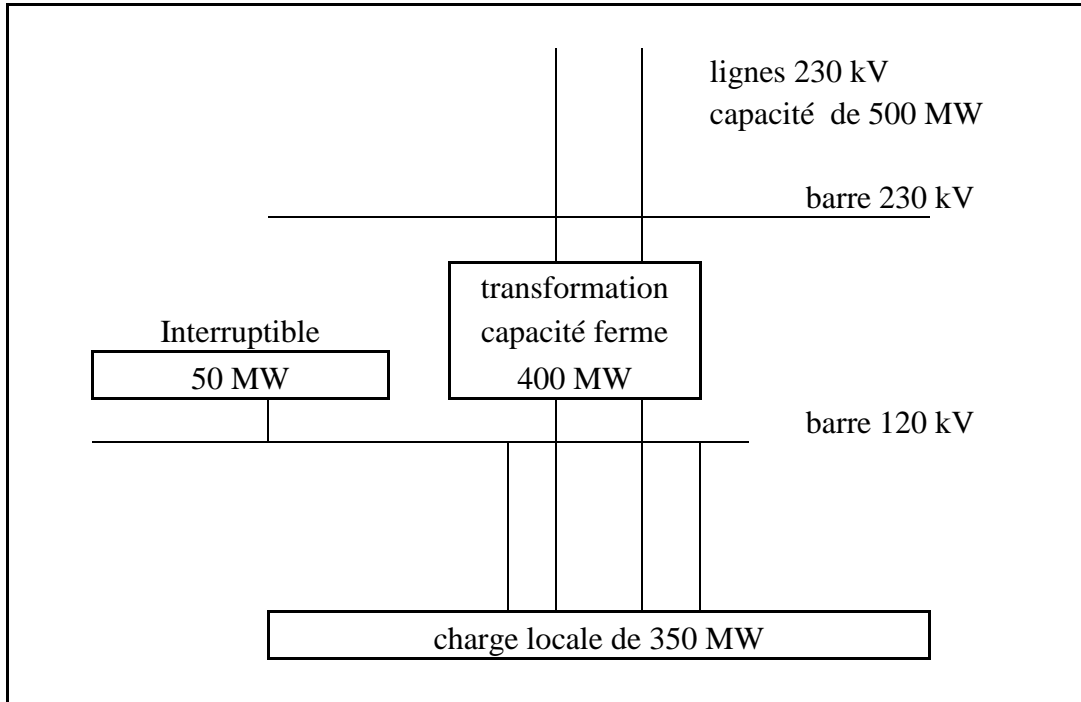
Soit un poste satellite 120/25 kV



Supposons une augmentation de la charge locale à 160 MW

- **si la charge n'est pas interruptible :**
 - **le besoin total à alimenter devient 210 MW**
 - **il faut une nouvelle ligne à 120 kV**

Soit un poste source 230/120 kV



Supposons une augmentation de la charge locale à 400 MW

- **si la charge n'est pas interruptible :**
 - **le besoin de transformation devient 450 MW**
 - **Il faut augmenter la capacité de transformation.**