

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4057-2018

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT
DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2019-2020**

**HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)**

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)**

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)**

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

Tel qu'annoncé dans leur demande d'intervention, les intervenants traiteront ici des sujets énumérés ci-après, les autres sujets annoncés, ayant trait au MRI, feront l'objet de commentaires et recommandations à être formulés par PEG :

- 1- Éléments à considérer dans la détermination de la contribution de la charge locale au service de transport ;
- 2- Recommandations sur les coûts évités ;
- 3- La proposition de création d'un facteur Y pour les contributions du Distributeur à des projets de raccordement ;
- 4- La proposition de création d'un facteur Z relatif à la modification de la durée de vie utile des transformateurs aériens ;
- 5- Les investissements inférieurs à 10 M\$;
- 6- La proposition d'introduire un tarif de relance industrielle pour la clientèle au tarif M.

1. ÉLÉMENTS À CONSIDÉRER DANS LA DÉTERMINATION DE LA CONTRIBUTION DE LA CHARGE LOCALE AU SERVICE DE TRANSPORT

Contexte

Le tarif de transport en \$/kW est établi en prenant en considération les revenus requis résiduels du Transporteur (après considération des revenus tirés du transport de point à point de court terme) et ses besoins totaux, et c'est à partir de ce tarif que la facture des services de transport de la charge locale est déterminée. Elle est calculée en multipliant le tarif par les besoins exprimés du Distributeur.

Il est donc nécessaire de définir la nature des besoins de la charge locale autant pour l'établissement du tarif que pour calculer le montant de la facture que devra payer le Distributeur.

Détermination du tarif de transport et de la contribution de la charge locale.

Le tarif de transport est établi selon les modalités retenues par la Régie, lesquelles sont appliquées lors de chaque dossier tarifaire. Le tableau suivant présente ces modalités en référant au dossier R-4058-2018, soit le dossier visant l'établissement du tarif de transport pour l'année 2019.¹

Tableau 5
Établissement du tarif annuel

Revenus requis proposés = 3 486,5 M\$
Revenus des services de point à point à court terme = 39,3 M\$
Revenus requis résiduels = 3 486,5 - 39,3 M\$ = 3 447,2 M\$
Besoins de transport de la charge locale = 38 313 MW
Besoins de transport du service en réseau intégré = 0 MW
Besoins de transport du service de point à point annuel = 4 697 MW
Besoins de transport à long terme = 38 313 MW + 0 MW + 4 697 MW = 43 010 MW
Tarif annuel = 3 447,2 M\$ / 43 010 MW x 1 000 = 80,15 \$/kW/an

Dans une première étape, les revenus des services de transport de point à point à court terme (39,3 M\$) sont déduits des revenus requis totaux (3 486,5 M\$) pour obtenir les revenus requis

¹ R-4058-2018, B-0038, page 8

résiduels (3 447,2 M\$). Il est à noter que le service de transport de point à point à court terme est identifié comme un service de transport non ferme.²

Dans une deuxième étape, la valeur des revenus requis résiduels est divisée par la valeur des besoins de transport totaux du Transporteur, soit les besoins de transport de la charge locale et les besoins de transport du service de point à point annuel, ce qui détermine le tarif annuel de transport : 80,15 \$/kW/an, dans le cas présent. Il est à noter que le service de transport de point à point annuel est identifié comme un service de transport ferme.³

Par la suite, les revenus provenant du service de transport pour l'alimentation de la charge locale sont déterminés en multipliant les besoins de transport prévus pour la charge locale par le tarif annuel. Pour le dossier R-4058-2018, la valeur obtenue est de 3 070,8 M\$.⁴

Besoins totaux de la charge locale

Comme cela apparaît au tableau 5 plus haut, la valeur des besoins de la charge locale utilisée pour la détermination du tarif de l'année 2019 est de 38 313 MW, ce qui correspond (quoique imparfaitement) aux besoins de la charge locale présentés par le Distributeur pour l'hiver 2018-2019 (38 387 MW⁵).

Par ailleurs, le détail des besoins du Distributeur est présenté au tableau suivant :⁶

**TABLEAU 1 :
BILAN DE PUISSANCE PRÉLIMINAIRE DU DISTRIBUTEUR**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 714	38 920	39 290	39 600	39 879	40 151	40 424
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 701	3 882	3 945	4 075	4 112	4 143	4 174	4 204
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable dont puissance rattachée	600	600	600	850	1 000	1 000	1 000	1 000
				250	400	400	400	400
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

² R-4058-2018, B-0038, page 6, tableau 2

³ R-4058-2018, B-0038, page 7, tableau 3

⁴ R-4058-2018, B-0038, page 10

⁵ R-4057-2018, B-0012, page 0012, page 16

⁶ R-4041-2018, B-0010, page 6

On peut constater que les besoins à la pointe incluent la capacité obtenue par les moyens de Gestion de la demande en puissance (1320 MW pour 2018-2019) puisque cette capacité est ensuite déduite pour obtenir la Puissance additionnelle requise.

Ainsi, cette capacité peut être considérée comme non ferme puisqu'elle peut être interrompue à la demande du Distributeur pour réduire la Puissance additionnelle requise.

Les besoins totaux de la charge locale comprennent donc des besoins fermes et des besoins non fermes.

Il est à noter que la réduction de puissance estimée à 560 MW pour la biénergie ne figure pas dans les besoins du Distributeur.⁷

Par ailleurs, au dossier R-4045-2018, concernant la « *Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* », le Distributeur mentionne que le bloc de puissance réservé à cet usage n'a pas d'impact sur le bilan en puissance puisque les clients s'effacent à la pointe pour les heures les plus critiques de l'hiver.⁸

Selon les intervenants, il devrait en être de même pour la capacité relative à la gestion de la demande en puissance. Dans les deux cas, la puissance est interrompue à la demande de l'exploitant, et il n'y a pas de raison d'avoir un traitement différent concernant le bilan en puissance.

Le Distributeur mentionne que la contribution du programme GDP Affaires est intégrée à son bilan de puissance parmi les moyens d'approvisionnement, au même titre que les options d'électricité interruptible⁹, mais il ne présente aucune justification à cet égard. Par contre, ces contributions n'ont pas fait l'objet d'un appel d'offres comme cela est requis pour les approvisionnements selon l'article 74.1 de la Loi.

Selon les intervenants, le bilan en puissance devrait montrer les charges fermes et les charges interruptibles (non fermes), mais seule la capacité ferme devrait être utilisée pour la détermination du tarif et de la facture de transport pour les services de transport de la charge locale.

Impact des besoins non fermes

Dans le cadre du dossier R-4041-2018 (GDP Affaires), le Distributeur dépose le tableau suivant qui présente les principaux paramètres utilisés dans son analyse économique du programme proposé.¹⁰

⁷ B-0068, page 14

⁸ R-4045-2018, B-0017, page 17

⁹ B-0068, page 15

¹⁰ R-4041-2018, B-0004, page 15

**TABLEAU 4 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

À la même référence, il indique que les coûts évités de transport sont pris en compte puisque la réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec.

Cette justification est reprise en audience :

« Le programme permet aussi d'éviter les coûts... les coûts marginaux de transport et de distribution, dans la mesure où il permet un effacement chez le client, donc peut se refléter dans toute la planification du réseau de transport et de distribution et viendrait donc éviter des coûts de transport à la marge, donc des coûts à venir en transport et en distribution. »¹¹

Ainsi, puisque le Distributeur prend en considération des coûts évités de transport dans ses évaluations économiques, notamment pour les programmes de gestion de la pointe, il faut en toute cohérence que le Transporteur soit informé de cette situation afin qu'il puisse en tenir compte dans la planification de son réseau de transport, notamment en soustrayant cette capacité de ses besoins à satisfaire.

De cette façon, la capacité des moyens de gestion de la puissance ne contribue pas à l'ajout d'équipements sur le réseau et par conséquent aux investissements s'y rapportant.

De la même façon, la capacité des moyens de gestion de la demande en puissance ne devrait pas être incluse dans la valeur des besoins de la charge locale utilisée pour la détermination du tarif de transport et de la facture de transport de la charge locale.

L'impact de l'exclusion de cette capacité est montré au tableau suivant préparé par les intervenants.

¹¹ R-4041-2018, A0037, page 24

Tableau AQCIE/CIFQ – 1			
Impact d'une diminution des besoins de la charge locale			
Données du dossier R-4058-2018 ¹		Diminution de 1 320 MW	
Charge locale	38 313,00 MW	36 993,00 MW	
Point à point	4 697,00 MW	4 697,00 MW	
Revenus requis 2018	3 447,20 M\$	3 447,20 M\$	
Tarif unitaire	80,15 \$/kW	82,69 \$/kW	
Facture charge locale	3 070,74 M\$	3 058,82 M\$	
		Diminution de	11,92 M\$

1: R-4058-2018, B-038, page 8

Comme le montre le tableau AQCIE-CIFQ 1, le fait de ne prendre en compte que les besoins fermes de la charge locale entraîne une diminution de la facture de transport payable par le Distributeur de 11,92 M\$.

Double facturation

Autant pour les interventions de gestion de la puissance que pour l'offre d'électricité interruptible (OÉI), le Distributeur paie une compensation aux clients participants et celle-ci est intégrée aux revenus requis du Distributeur et est refilée à l'ensemble de ses clients. Par exemple, dans le cas de l'OÉI, le Distributeur a versé en moyenne 14,1 M\$¹² pour les trois derniers hivers, et la Régie a accordé au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, un montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires.¹³

Comme on l'a vu ci-dessus, le fait d'inclure les besoins non fermes du Distributeur pour la détermination de la facture pour ses service de transport a pour conséquence d'augmenter le montant de sa facture de 11,92 M\$ pour l'année 2019.

Les intervenants considèrent que les clients sont victimes d' une double facturation car les revenus requis du Distributeur incluent à la fois la compensation versée aux clients qui participent aux programmes de gestion de la puissance et le montant versé au Transporteur pour un service de transport non ferme.

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 les besoins de la charge locale pour la détermination du tarif de transport et de la facture de transport du Distributeur.

¹² R-4041-2018, B-0015, page 41

¹³ D-2018-113, page 15

2. RECOMMANDATIONS SUR LES COÛTS ÉVITÉS

Contexte

Les coûts évités permettent d'évaluer le coût d'une augmentation ou d'une diminution des besoins à la marge. Cette évaluation est nécessaire pour déterminer si un nouveau projet ou programme se justifie sur le plan économique.

Il faut donc s'assurer que tous les coûts pertinents sont pris en considération.

L'analyse des intervenants vise à démontrer que la facture de transport pour la charge locale doit être prise en considération dans les analyses économiques qui sont réalisées pour évaluer la rentabilité d'un projet ou programme.

L'analyse des intervenants porte également sur la détermination de la valeur du coût évité de long terme en énergie.

La facture de transport

Définition de la facture de transport

Tel que rappelé dans la section précédente de ce mémoire, la facture de transport qui doit être assumée par le Distributeur pour les services de transport de la charge locale est basée sur les besoins en puissance et est déterminée en deux étapes.

Dans une première étape le tarif annuel de transport est déterminé en prenant en considération les revenus requis résiduels du Transporteur et les besoins de service de transport de la charge locale et des clients de point à point comme l'illustre le tableau ci-dessous selon les données présentées au dossier R-4058-2018 pour l'année 2019¹⁴ que nous avons déjà reproduit à la section précédente.

¹⁴ R-4058-2018, B-0028, page 8

Tableau 5
Établissement du tarif annuel

Revenus requis proposés = 3 486,5 M\$
Revenus des services de point à point à court terme = 39,3 M\$
Revenus requis résiduels = 3 486,5 - 39,3 M\$ = 3 447,2 M\$
Besoins de transport de la charge locale = 38 313 MW
Besoins de transport du service en réseau intégré = 0 MW
Besoins de transport du service de point à point annuel = 4 697 MW
Besoins de transport à long terme = 38 313 MW + 0 MW + 4 697 MW = 43 010 MW
Tarif annuel = 3 447,2 M\$ / 43 010 MW x 1 000 = 80,15 \$/kW/an

Le tarif annuel de transport ainsi calculé selon les données du dossier tarifaire 2019 est de 80,15 \$/kW/an.

On peut constater que la détermination du tarif annuel dépend notamment des besoins de la charge locale, que toute augmentation de ces besoins a pour effet de diminuer la valeur du tarif annuel, et que, à l'inverse, toute diminution des besoins de la charge locale a pour effet d'augmenter le tarif annuel.

Dans une deuxième étape, la facture que doit assumer le Distributeur est établie en multipliant le tarif annuel par les besoins en puissance de la charge locale comme illustré au tableau ci-dessous selon les données présentées au dossier tarifaire R-4058-2018.

Tableau 7
Revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale

Revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale
Tarif annuel x besoins de transport / 1000 = 80,15 \$/kW/an x 38 313 MW / 1 000 = 3 070,8 M\$
Revenus requis annuels (en \$) à inscrire à l'appendice H des Tarifs et conditions
Tarif annuel x besoins de transport = 80,15 \$/kW/an x 38 313 MW x 1 000 = 3 070 786 950 \$

On peut constater que la facture de transport pour l'alimentation de la charge locale est directement proportionnelle à la valeur des besoins en puissance. Une augmentation des besoins a un impact à la baisse sur le tarif annuel, mais un impact à la hausse sur la facture de transport.

Facture de transport vs coûts évités

La sous-section précédente montre qu'une variation des besoins en puissance de la charge locale a un impact sur la facture de transport que doit assumer le Distributeur. Il s'agit d'un coût réel qui est intégré directement aux revenus requis du Distributeur, au même titre que ses coûts d'approvisionnement.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ de justifier qu'il n'y ait pas lieu de prendre en considération la facture de transport lors de l'analyse économique des projets ou programmes, le Distributeur renvoie à une réponse fournie à l'ACEFQ où il est mentionné :

« La détermination de la facture de la charge locale et celle du coût évité de transport sont deux exercices qui ont des finalités distinctes et sont effectués à partir d'intrants qui leur sont spécifiques.

La prise de décision à l'égard d'un projet se situe en amont de sa réalisation ; l'analyse économique cherche alors à capter l'impact futur, à la marge de la situation actuelle, d'un kW en plus ou en moins. La méthodologie d'établissement des coûts évités reflète cette valeur future. À cet effet, voir les pages 15 à 19 de la pièce HQD-4, document 3.1 mise à jour (B-0051).

Pour ce qui est de la facture de la charge locale, celle-ci est calculée à partir du revenu requis du Transporteur et des MW pour une seule année tarifaire. Elle est donc déterminée à partir des coûts moyens historiques de l'ensemble des composantes du revenu requis. Plus particulièrement, les charges d'amortissement, de frais financiers et de rendement incluses dans les revenus requis sont fonction de la base de tarification, qui elle, reflète les investissements passés, notamment en croissance et en pérennité.

À la suite de l'analyse économique, une fois la décision prise et le projet autorisé par la Régie, celui-ci est mis en place. Le projet fera alors partie intégrante des activités courantes du Distributeur et se reflétera dans les revenus requis annuels sur la base de coûts moyens, dont la facture de la charge locale. »¹⁵

Ainsi, pour justifier sa position, le Distributeur indique notamment que la facture de transport est établie à partir de coûts moyens historiques de l'ensemble des composantes des revenus requis et reflète des investissements passés.

Selon les intervenants, cette situation n'est pas différente de celle de la détermination des coûts évités.

En effet, les coûts évités de court terme en énergie sont basés d'une part sur le coût de l'électricité patrimoniale et d'autre part sur le coût des achats de court terme. Dans le cas de l'électricité patrimoniale, le coût reflète les coûts historiques des centrales en opération depuis

¹⁵ B-0066, pages 62 et 63

plusieurs années, et dans le cas des achats de court terme, le coût reflète une moyenne des prix à terme sur le marché de New York.¹⁶

Par ailleurs, les coûts évités de long terme en énergie sont basés sur le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne¹⁷, donc sur une valeur historique.

Il en est de même pour les coûts évités de puissance, notamment pour les coûts de long terme qui sont basés sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.¹⁸

Ainsi, selon les intervenants, le fait que la facture de transport soit établie à partir de coûts historiques n'est pas un critère pour ne pas considérer ce coût comme un coût évité. Au contraire, l'impact d'une variation des besoins en puissance sur la facture de transport se répercute directement sur les coûts de transport du Distributeur, tout comme cette variation se répercute sur ses coûts d'approvisionnement.

Les intervenants estiment que le coût évité relatif à la facture de transport serait d'environ 8,8 \$/kW selon les données du dossier tarifaire du Transporteur pour l'année 2019 (R-4058-2018). Sur la base des valeurs autorisées par la Régie pour l'année 2018, le coût évité pour 2018 aurait été d'environ 8,5 \$/kW.

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

Coût évité de long terme en énergie

Le Distributeur mentionne que le coût évité de long terme en énergie est basé sur le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne. Il précise que 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 2,0 ¢/kWh (\$ 2018).¹⁹

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur précise que la portion des 2,0 ¢/kWh qui est attribuable au transport se chiffre à 1,4 ¢/kWh et que celle relative à l'équilibrage est de 0,6 ¢/kWh. Il indique également que le coût du service d'intégration éolienne comprend la composante puissance et les retours d'énergie, mais qu'il n'est pas en mesure de fournir un coût pour un élément spécifique de ce service.²⁰

Par ailleurs, dans sa décision D-2016-095 relative à la « *Demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02* », la Régie fixait « à 40% la valeur de la garantie de puissance pour la période d'hiver, allant du 1er octobre d'une

¹⁶ B-0051, page 9

¹⁷ B-0015, page 9

¹⁸ B-0015, page 10

¹⁹ B-0015, page 9

²⁰ B-0067, page 7

année au 31 mars de l'année suivante », et fixait également le volume annuel des retours d'énergie à 35%.²¹

Le signal de prix de 8,0 ¢/kWh mentionné plus haut ne représente donc pas un prix unitaire pour l'énergie seulement, mais représente le prix d'un produit qui incorpore une quantité de puissance garantie.

Selon les intervenants, le prix de l'énergie seulement peut être obtenu en enlevant la valeur de la puissance garantie incluse dans le prix de 8,0 ¢/kWh.

Le tableau suivant illustre la démarche des intervenants.

Tableau AQCIE/CIFQ - 2
Évaluation du coût évité de long terme en énergie

Soit un engagement contractuel de 1 kW		
Énergie annuelle	3 066 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	440,80 \$	
Valeur de l'énergie seulement	200,48 \$	
Valeur unitaire	0,065 \$/kWh	

En se basant sur les mêmes prémisses que le Distributeur quant à l'utilisation du prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne pour la détermination d'un signal de prix de long terme pour l'énergie, les intervenants évaluent que le signal de prix de long terme de l'énergie devrait être de 6,5 ¢/kWh (\$ 2018).

En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de fixer le prix de l'énergie de long terme à 6,5 ¢/kWh (\$ 2018).

²¹ D-2016-095, pages 10 et 11

3. LA PROPOSITION DE CRÉATION D'UN FACTEUR Y POUR LES CONTRIBUTIONS DU DISTRIBUTEUR À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

Demande

Le Distributeur demande la création d'un Facteur Y pour les contributions du Distributeur à des projets de raccordement.

Le Distributeur rappelle que l'intégration de l'amortissement et du rendement sur la base de tarification à la Formule d'indexation a comme effet d'inclure dans l'enveloppe des coûts indexés l'impact sur les revenus requis des contributions du Distributeur à des projets de raccordement.

À l'appui de sa demande il réfère aux décisions D-2017-043 et D-2018-067 de la Régie :

« [261] La Régie ne croit donc pas nécessaire, ni souhaitable, d'inclure un mécanisme de suivi des dépenses en immobilisation. Cependant, et tel que le Distributeur le suggère dans son argumentation concernant l'inclusion de l'amortissement, si le Distributeur souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il lui sera possible de demander à la Régie de traiter de tels investissements comme un exogène, de type Facteur Z.²²

(...)

[473] En ce qui a trait aux investissements, la décision D-2017-043 a déjà statué que si le Distributeur souhaitait réaliser des investissements majeurs non prévus et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il pourrait demander à la Régie de traiter de tels investissements en exogène. »²³

On remarquera que dans la première décision la Régie mentionne la création d'un Facteur Z dans le cas d'investissements majeurs d'une ampleur inhabituelle alors que la demande du Distributeur est pour la création d'un Facteur Y qui réfère à des coûts récurrents.

Dans la deuxième décision, la Régie mentionne le même contexte, mais ne spécifie pas explicitement le Facteur Z. Cependant, selon les intervenants, cela est implicite puisque la Régie réfère à des investissements majeurs et inhabituels et non à des coûts récurrents.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne que dans le dernier dossier tarifaire il identifiait les contributions majeures à des projets de raccordement comme étant un événement de nature imprévisible pour lequel, à défaut d'un traitement en Facteur Z, il n'aurait aucun moyen raisonnable pour récupérer les coûts qu'elles occasionnent sur la durée du MRI. Il juge

²² D-2017-043, paragraphe 261

²³ D-2018-067, paragraphe 473

nécessaire de revenir sur la question du traitement des contributions à des projets de raccordement.²⁴

Ainsi, étant donné qu'il ne peut pas traiter les contributions à des raccordements comme un Facteur Z, le Distributeur demande de retirer ces contributions de la formule d'indexation et de les traiter comme un Facteur Y. Selon les intervenants cette démarche constitue dans les faits une demande de révision déguisée des décisions D-2017-043 et D-2018-067.

Pour examiner le bien-fondé de la demande du Distributeur, l'analyse de l'AQCIE et du CIFQ porte sur les critères à respecter pour la création d'un Facteur Y et le traitement global de la formule d'indexation.

Facteur Y

Les intervenants rappellent que dans sa décision D-2017-043, la Régie retient les critères suivants dans l'établissement d'éléments de coûts à être traités en Facteur Y :

- *la récurrence des coûts;*
- *l'imprévisibilité des montants liés aux éléments de coûts;*
- *l'insuffisance du contrôle du Distributeur sur les éléments de coûts;*
- *un seuil de matérialité proposé à 15 M\$, tant pour la création que le maintien d'un élément de coût en Facteur Y.²⁵*

La récurrence des coûts

Le Distributeur présente le tableau suivant qui montre l'évolution des contributions annuelles à des projets de raccordements.²⁶

²⁴ B-0021, page 11

²⁵ D-2018-067, page 48

²⁶ B-0021, page 11

**TABLEAU 7 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Autorisé ⁽¹⁾	Année de base	Réel
2006			76,0
2007		20,2	-4,5
2008		-0,3	-5,8
2009			-1,2
2010	-3,6	-3,6	-2,8
2011	-0,2	-0,4	-0,3
2012	87,0	-19,0	-24,2
2013	60,6	31,3	32,9
2014	6,5	-4,7	
2015	212,0	114,5	116,7
2016	155,7	212,2	215,5
2017	30,3	7,5	2,8
2018	142,8	238,6	
2019	13,2		

⁽¹⁾ Année témoin pour 2019

Les intervenants constatent qu'il y a récurrence des coûts.

Imprévisibilité et insuffisance de contrôle

L'examen du tableau ci-dessus permet de constater que depuis l'année 2012, il y a une différence importante entre la valeur autorisée par la Régie et la valeur réelle.

Pour expliquer ces écarts, le Distributeur mentionne :

« Comme expliqué en réponse à la demande de renseignements précitée, le contexte économique, les besoins des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés au fil des années. Ces éléments affaiblissent l'acuité des prévisions des contributions à des projets de raccordement faisant en sorte que les contributions réelles peuvent être significativement différentes des contributions autorisées.

Bien que la mise à jour du plan des charges soit au cœur de l'établissement de la prévision de la contribution requise, le Distributeur réitère que la prévision est également tributaire de nombreux aléas. À titre d'exemple, l'abandon par un client d'un projet d'implantation ou le report de la date de mise en service des projets liés aux appels d'offre éoliens peuvent être une source d'écart, ces exemples illustrant le fait que le Distributeur n'a pas de contrôle sur les contributions à des projets de raccordement. »

Les intervenants considèrent que le Distributeur exerce un certain contrôle sur les éléments énoncés dans le premier paragraphe, même si ce contrôle n'est pas absolu. Quant aux événements donnés en exemples dans son deuxième paragraphe, s'ils peuvent sembler hors

de son contrôle, ils demeurent de la nature de ce que sont les activités courantes d'un distributeur d'électricité réglementé qui est compensé pour ces « risques » dans le taux de rendement sur équité qui lui est reconnu et assumé par les clients dans leurs tarifs.

Seuil de matérialité

Le Distributeur utilise la valeur de la contribution attendue de l'année 2018 (238,6 M\$) pour établir que le seuil de matérialité est atteint. Il est à noter que cette valeur est une prévision (année de base) et ne correspond pas nécessairement à la valeur qui sera réalisée en 2018. Selon son évaluation, il y aurait un écart de 21,9 M\$ entre la valeur de l'impact de sa contribution à des projets de raccordements et la valeur obtenue avec la formule d'indexation, comme le montre le tableau ci-dessous.²⁷

**TABLEAU 8 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS RECONNUS DE 2018 ET 2019 (M\$)**

	D-2018-025		2019 Formule d'indexation (3)	2019 Coût de service (4)	2019 Écart
Amortissement	-		-	5,9 M\$	
Rendement de la base de tarification	0,8 M\$	(1)	0,8 M\$	16,9 M\$	
Total	0,8 M\$	(2)	0,8 M\$	22,7 M\$	21,9 M\$

(1) Moyenne 13 soldes de 11,5 M\$ x 7,083 %

(2) Solde servant de base au calcul de la formule d'indexation 2019 et suivantes

(3) Soit le montant de la colonne D-2018-025 indexé @ 1,6 % (voir tableau 2)

(4) Contribution de l'année de base de 238,6 M\$ amortie sur une période de 20 à 59 ans, selon les composantes Rendement de la base de tarification de 7,157 % sur une moyenne 13 soldes de 235,6 M\$

Les intervenants tiennent à souligner que cet écart dépend non seulement de la valeur de la contribution, mais aussi du moment où cette valeur a été comptabilisée, soit au moment de la mise en service du projet. Dans le cas présenté par le Distributeur, la valeur a été comptabilisée en décembre²⁸ de sorte que le montant apparaissant à la décision D-2018-025 est de 0,8 M\$ seulement. À titre d'illustratif, les intervenants ont évalué que si la contribution de 238,6 M\$ avait été comptabilisée plus tôt, en juillet par exemple, la valeur de la décision D-2018-025, aurait été d'environ 9,5 M\$, et l'écart aurait été d'environ 13 M\$ au lieu de 21,9 M\$. Dans ce cas, le seuil n'aurait pas été atteint.

De plus les intervenants ont évalué qu'en supposant des mises en service en décembre, comme dans le cas présenté par le Distributeur, il faut que la contribution soit supérieure à environ 160 M\$ pour que le seuil de 15 M\$ soit atteint.

²⁷ B-0021, page 13

²⁸ IBID

Concernant le seuil de matérialité, il est utile de rappeler les éléments suivants de la décision de la Régie :

« [314] Contrairement à ce qu'affirmait CEA en audience, la Régie ne croit pas que ce seuil de matérialité doit se vérifier seulement lors de la création du Facteur Y. Elle croit qu'il doit se vérifier également de façon continue, de manière à pouvoir transférer cet élément de coût sous l'application de la Formule d'indexation si son montant ne rencontre plus le seuil.

[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. »²⁹
(Nos soulignements)

Donc, selon la Régie, il ne suffit pas que le seuil soit atteint une fois pour justifier la création d'un Facteur Y, il faut qu'il soit vérifié de façon continue.

À cet égard, on peut constater qu'à l'examen des valeurs présentées à la colonne Réel du tableau 7, le seuil n'aurait été atteint qu'une seule fois, soit en 2016 et à condition que la contribution ait été comptabilisée en décembre, et possiblement une autre fois en 2018, mais à la condition qu'une contribution supérieure à environ 160 M\$ se concrétise.

Considérant les éléments mentionnés plus haut, les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser la création d'un Facteur Y pour la contribution du Distributeur à des projets de raccordements. En effet, il n'est pas démontré que le seuil de matérialité se vérifie de façon continue.

Approche globale de la formule d'indexation

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 et non une approche ligne par ligne. Elle mentionne en effet :

« [228] La proposition du Distributeur d'ajouter les amortissements, soit 611 M\$, les frais corporatifs, 30 M\$, et les taxes, 59 M\$, dans la Formule d'indexation augmenterait les charges indexées à un montant total de 1 680 M\$, soit 59,4 % des coûts de distribution et de SALC.

[229] Par ailleurs, les données déposées par le Distributeur en réponse à l'engagement no 4 démontrent que l'évolution des dépenses d'amortissement ne suit pas la croissance d'une formule d'indexation. Depuis 2010, les dépenses d'amortissement sujettes au MRI, sur une base comparable, ajustées pour les changements des normes comptables, ont varié d'une

²⁹ D-2017-043, page 76

année à l'autre, soit de 657,9 M\$ en 2010 à 617,7 M\$ en 2015, soit une diminution de 1,25 % par année en moyenne.

[230] Selon les projections du Distributeur, les dépenses d'amortissement continueront de diminuer, passant de 607,5 M\$, prévus pour l'année de base 2016, à 572,2 M\$ en 2020, soit un rythme annuel moyen de - 1,5 % par année. Il apparaît donc que l'inclusion de la dépense d'amortissement au mécanisme pourrait introduire un biais favorable au Distributeur au cours de cette période.

[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. »³⁰ (Notre soulignement)

Selon les intervenants, l'approche globale retenue par la Régie doit être appliquée dans le cas présent. 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 cet amortissement qui aurait un impact à la hausse.

En conséquence, les intervenants recommandent à la Régie de refuser la création d'un Facteur Y pour la contribution du Distributeur à des projets de raccordement.

³⁰ D-2017-043, page 58

4. LA PROPOSITION DE CRÉATION D'UN FACTEUR Z RELATIF À LA MODIFICATION DE LA DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS

Proposition du Distributeur

Le Distributeur a procédé au cours du deuxième trimestre de 2018 à la révision de la durée de vie utile pour des catégories d'actifs notamment les transformateurs aériens.³¹

Il précise qu'en 2012 une étude réalisée pour cette catégorie d'actifs recommandait le maintien de la durée de vie à 30 ans et que cette recommandation reposait sur le fait qu'à cette date il y avait très peu de données disponibles.

Il ajoute que l'étude réalisée en 2018 a porté sur des données couvrant une période plus longue et est appuyée sur une meilleure connaissance de la démographie des transformateurs. De plus, des travaux de l'institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) ont permis d'établir que l'isolation est l'élément qui dicte la durée de vie utile des transformateurs. Or, l'étude du Distributeur a permis de constater que les transformateurs ne présentaient pas de vieillissement important de l'isolation même après 40 ans.

Ainsi, selon le Distributeur, la durée de vie physique des équipements pourrait dépasser 40 ans. Cependant, il estime qu'il existe encore trop d'incertitudes pour justifier une durée de vie utile supérieure à 40 ans considérant entre autres le fait que seulement 2 % de ses transformateurs aériens ont plus de 45 ans et que les données d'exploitation actuelles ne sont pas suffisantes pour supporter une durée de vie au-delà de cette période.³²

Le tableau suivant présente l'impact du changement de durée de vie des transformateurs aériens du Distributeur.³³

TABLEAU A-1 :
IMPACT DE LA RÉVISION DE 30 ANS À 40 ANS DE LA DURÉE DE VIE UTILE
DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS
SUR LA CHARGE D'AMORTISSEMENT DE 2018 ET 2019

Catégorie d'immobilisation	Amortissement avant révision	Amortissement après révision	Impact
Impact 2018, à compter du 1 ^{er} avril	92,1 M\$	60,9 M\$	-31,2 M\$
Impact 2019	89,1 M\$	50,9 M\$	-38,2 M\$

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

³¹ B-0010, page 16

³² B-0010, page 23

³³ B-0010, page 24

cas par cas et que, le cas échéant, elle examinera si ces modifications se qualifient à titre de Facteur Z.³⁴

En effet, dans cette décision, la Régie mentionne :

« [452] Historiquement, la Régie a été saisie de demandes relativement aux modifications aux normes comptables ainsi que les révisions des durées de vie utile des actifs qui présentaient des caractéristiques uniques et des contextes particuliers.

[453] La Régie juge que les modifications relatives aux PCGR des États-Unis, de même que celles relatives aux révisions de la durée de vie utile des actifs doivent être examinées au cas par cas, lorsque la variation des coûts afférents à ces modifications comptables atteint un solde, débiteur ou créditeur, de 15 M\$. Le cas échéant, elle examinera si ces modifications se qualifient à titre de Facteur Z. »³⁵

Ainsi, le Distributeur considère que la révision de durée de vie des transformateurs aériens se qualifie à titre de Facteur Z. Il mentionne :

« D'une part, il s'agit d'un événement dont le Distributeur ne pouvait prévoir l'occurrence au moment de l'établissement des revenus requis de l'année 2018, première année d'application du MRI. D'autre part, les impacts sur les revenus requis qui en découlent dépassent largement le seuil de 15 M\$ retenu par la Régie. »³⁶

En conséquence, le Distributeur demande la création d'un Facteur Z pour y comptabiliser les impacts sur ses revenus jusqu'au prochain *rebasings*.

Il précise que l'impact de 31,2 M\$ pour l'année 2018 n'ayant pas pu être intégré dans l'établissement des revenus requis autorisés de 2018, il demande la création d'un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser cet impact ainsi que les intérêts y afférents. Il propose également de verser la totalité du solde de ce compte à ses revenus requis de 2019 afin de remettre à la clientèle l'intégralité de l'impact favorable de 2018.³⁷

Les intervenants considèrent que les raisons invoquées par le Distributeur justifient la demande de la création d'un Facteur Z relatif à une modification de durée de vie des transformateurs et en conséquence ils recommandent à la Régie de l'autoriser. Ils recommandent également à la Régie d'approuver les modalités de traitement proposées par le Distributeur concernant l'impact de 31,2 M\$ pour l'année 2018.

³⁴ B-0010, page 16

³⁵ D-2018-067, page 67

³⁶ B-0010, page 17

³⁷ B-0010, page 18

5. LES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

1. Le contexte de la demande

Le Distributeur présente le tableau suivant qui montre le total des investissements prévus pour l'année 2019.³⁸

**TABLEAU 1 :
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2019 (M\$)**

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	Investissements en vertu de l'art. 52.1.2	AUTORISATION SPÉCIFIQUE Projets majeurs > 10 M\$		DEMANDE D'AUTORISATION Investissements < 10 M\$			Grand total
			Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs			3,6	33,8	233,3	27,9	261,2	298,6
Réseau de distribution					134,2	2,2	136,4	136,4
Centrales de production			3,6			19,0	19,0	22,6
Réseau de transport						6,1	6,1	6,1
Mesurage et relévé					20,2		20,2	20,2
Bâtiments					28,3	-	28,3	28,3
Matériel roulant					37,0		37,0	37,0
Autres actifs de soutien				33,8	13,6	0,6	14,2	48,0
Amélioration de la qualité					33,1	-	33,1	33,1
Croissance de la demande		7,0	117,8	27,5	274,5	13,4	287,9	440,2
Respect des exigences	10,9				41,4	0,6	42,0	52,9
Total	10,9	7,0	121,4	61,3	582,3	41,9	624,2	824,8

On peut constater que les investissements totalisent 824,8 M\$ dont 624,2 M\$ sont relatifs à des projets dont les investissements sont inférieurs à 10 M\$.

Le tableau ci-dessous³⁹ présente ces investissements selon les catégories usuelles :

**TABLEAU 5 :
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)**

CATÉGORIES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Maintien des actifs	292,1	259,1	281,4	261,2
Amélioration de la qualité	18,2	18,1	25,6	33,1
Croissance de la demande	257,2	262,7	260,4	287,9
Respect des exigences	38,2	36,1	35,5	42,0
TOTAL	605,7	576,0	602,9	624,2

³⁸ B-0022, page 5

³⁹ B-0022, page 9

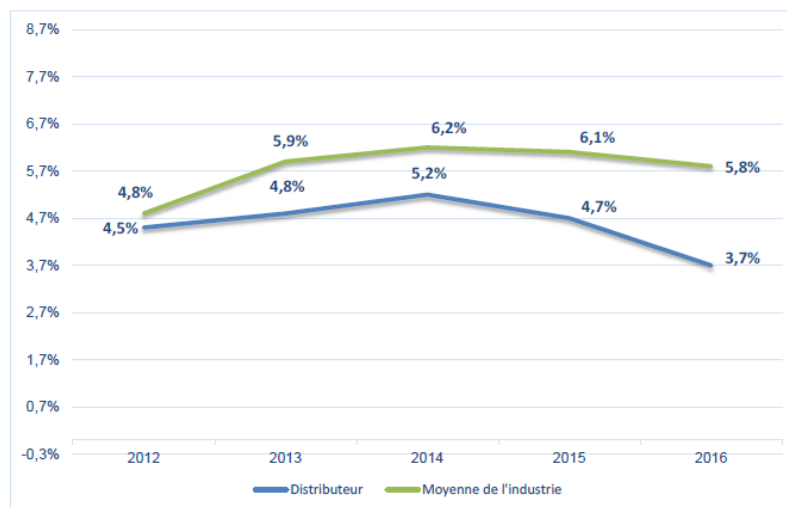
Par ailleurs, le Distributeur rappelle que, dans sa décision D-2018-025, la Régie « *demande au Distributeur de continuer de présenter l'indicateur externe développé dans le cadre du balisage sur la performance relative aux investissements.* »⁴⁰

L'analyse des intervenants porte sur un suivi de l'indicateur externe et sur la justification du budget demandé selon les diverses catégories.

2. Suivi de l'indicateur

Le Distributeur présente la figure suivante qui montre une comparaison entre le Distributeur et l'industrie relativement aux investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties.⁴¹

FIGURE A-1 :
INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES
COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE



Tout comme le Distributeur, les intervenants constatent que l'indicateur de la moyenne de l'industrie affiche une stabilité depuis 2013 et que pour sa part l'indicateur du Distributeur poursuit sa décroissance amorcée en 2014, après deux années d'augmentation de ses investissements en raison notamment du projet Lecture à distance (LAD).⁴²

Par ailleurs le Distributeur rappelle la réserve suivante qu'il avait formulée lors du dossier antérieur :

⁴⁰ B-0022, page 6

⁴¹ B-0022, page 25

⁴² B-0022, page 25

« Le Distributeur rappelle que l'indicateur est basé sur l'ensemble des investissements, sans égard au type d'autorisation, considérant que le processus d'autorisation pour les projets d'investissement inférieurs ou supérieurs à 10 M\$ est propre au Distributeur. De plus, aucune donnée relative aux investissements en lien avec les services à la clientèle n'étant recueillie dans l'exercice de balisage de FQC, l'analyse porte uniquement sur les investissements visant le réseau de distribution. Enfin, les investissements liés aux centrales de production, bâtiments, matériel roulant et autres actifs de soutien ne sont pas considérés, puisqu'ils ne sont pas directement liés aux activités du réseau. Toutefois, les investissements liés aux logiciels, tel SOGEM, sont conservés. »

Les intervenants constatent que, selon l'indicateur externe développé, la performance du Distributeur se situe favorablement par rapport à l'industrie. Malgré la réserve exprimée par le Distributeur, les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur continue de présenter cet indicateur car il montre une information pertinente.

3. Analyse du budget demandé

Selon le tableau 5 présenté plus haut, le budget demandé est supérieur au budget autorisé pour l'année 2018 pour chacune des catégories dans les proportions suivantes :

- Maintien des actifs : hausse de 0,8%
- Amélioration de la qualité : hausse de 82,9%
- Croissance de la demande : hausse de 9,5%
- Respect des exigences : hausse de 16,3%

Pour justifier la valeur demandée, le Distributeur présente, pour chaque catégorie d'investissements, une allocation de coûts selon diverses composantes. L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ porte sur la hausse de certaines de ces composantes.

3.1. Maintien des actifs

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Maintien des actifs.

**TABLEAU 6 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN MAINTIEN DES ACTIFS (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	144,1	138,0	135,3	136,4
<i>Réseau de distribution</i>	144,1	138,0	135,3	136,4
Autres investissements	148,0	121,2	146,1	124,8
<i>Centrales de production</i>	22,5	21,0	19,9	19,0
<i>Réseau de transport</i>	3,7	4,1	5,5	6,1
<i>Mesurage et relève</i>	41,2	34,0	35,9	20,2
<i>Bâtiments</i>	22,5	30,8	25,9	28,3
<i>Matériel roulant</i>	36,4	36,6	36,6	37,0
<i>Autres actifs de soutien</i>	21,7	14,6	22,3	14,2
<i>Réduction globale des investissements</i>		(20,0)		
TOTAL	292,1	259,1	281,4	261,2

On peut constater que le budget demandé pour l'année 2019 se compare globalement au budget autorisé pour l'année 2018.

Selon les intervenants, le Distributeur présente une explication raisonnable pour le montant d'investissement de chacune des composantes. Cependant une analyse plus fine, notamment de l'item Réseau de distribution, permet de soulever une certaine préoccupation.

3.1.1. Réseau de distribution

Concernant la composante Réseau de distribution, le budget demandé est de 136,4 M\$, soit une diminution de 1,6 M\$ par rapport au budget autorisé pour l'année 2018. Le Distributeur répartit le budget selon deux activités, comme il le faisait dans le dossier tarifaire antérieur. Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui reproduit les explications fournies par le Distributeur dans le dossier actuel et le dossier antérieur. (R-4011-2017)

Réseau de distribution

Dossier R-4011-2017	Dossier actuel
<ul style="list-style-type: none"> • 90,4 M\$ pour les travaux de renouvellement des équipements sur le réseau ; 	<ul style="list-style-type: none"> • 87,3 M\$ pour les travaux de renouvellement des équipements sur le réseau ; <p><i>Ces investissements sont établis principalement à partir des travaux jugés prioritaires à la suite de l'analyse de la matrice de sévérité. Ils visent le</i></p>

Ces investissements visent le remplacement d'équipements pour lesquels les inspections effectuées par le Distributeur sur le réseau ont permis d'identifier des anomalies. Ils comprennent, entre autres, le remplacement de transformateurs, d'interrupteurs, de sectionneurs, de poteaux et de câbles souterrains non conformes aux critères de performance normale du réseau ;

- 47,6 M\$ pour les travaux relatifs au rétablissement du service à la suite de pannes. Ces travaux sont traités en priorité par le Distributeur*

R-4011-2017, (B-0037, page 10)

remplacement d'équipements pour lesquels les inspections effectuées par le Distributeur sur le réseau ont permis d'identifier des anomalies. Ils comprennent, entre autres, le remplacement de transformateurs, d'interrupteurs, de sectionneurs, de poteaux et de câbles souterrains non conformes aux critères de performance normale du réseau.

Ces investissements visent également la réalisation de projets de remplacement de cabinets de protection et de sectionnement sur socles, de câbles de cuivre et de disjoncteurs, et ce, afin de permettre au Distributeur d'assurer une exploitation optimale et d'améliorer la continuité de service ;

- 49,1 M\$ pour les travaux relatifs au rétablissement du service à la suite de pannes. Ces travaux sont traités en priorité par le Distributeur et le budget qui y est consacré est basé sur la moyenne normalisée des trois dernières années.*

B-0022, page 11

Il est indiqué au tableau ci-dessus, dans la colonne « dossier actuel », que le montant de l'investissement de 49,1 M\$ pour des travaux relatifs au rétablissement du service à la suite d'une panne est basé sur la moyenne normalisée des trois dernières années.

Le tableau ci-dessous présente le montant demandé pour ces investissements dans les derniers dossiers tarifaires. Les valeurs en dollars courants ont été obtenues en utilisant l'indice des prix à la consommation du Canada.⁴³

Tableau AQCIE-CIFQ - 3
Investissements pour les travaux relatifs au rétablissement à la suite de pannes

	M\$ constant	M\$ courant
R-3933-2015, B-0038, page 11	40,4	42,5
R-3980-2016, B-0039, page 10	44,1	45,7
R-4011-2017, B-0037, page 10	47,6	48,6
Moyenne:	44,0	45,6
R-4057-2018, B-0022, page 10	49,1	

On peut constater que la moyenne des trois dernières années est de 45,6 M\$ en dollars courants, soit 3,5 M\$ de moins que le budget demandé.

À défaut d'explication de cette différence, les intervenants recommandent à la Régie de réduire le montant en conséquence, soit une réduction de 3,5 M\$.

3.2. Amélioration de la qualité

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Amélioration de la qualité. Le budget demandé est de 33,1 M\$ soit une augmentation de 15,0 M\$ ou presque le double du budget autorisé de 18,1 M\$ pour l'année 2018. Par rapport au budget prévu pour l'année de base, l'augmentation est de 7,5 M\$ ou 29%.⁴⁴

Pour expliquer cette augmentation, le Distributeur mentionne :

« Le Distributeur précise qu'en réponse à la coupure de 31,0 M\$ imposée par la Régie, une réduction de 11,0 M\$ a été intégrée à cette catégorie. N'eut été cette réduction les investissements prévus auraient été en hausse de 4 M\$. »⁴⁵

⁴³ R-4058-2018, B-0031, page 33

⁴⁴ B-0022, page 14

⁴⁵ IBID

**TABEAU 9 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	18,2	18,1	25,6	33,1
<i>Logiciels d'application bureautique et développement Web</i>	3,9	15,2	5,3	-
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	9,6	10,3	10,1	25,3
<i>Équipements de soutien et autres</i>	4,7	3,6	10,2	7,8
<i>Réduction globale des investissements</i>		(11,0)		
TOTAL	18,2	18,1	25,6	33,1

Les intervenants constatent qu'aucun investissement n'est prévu en 2019 pour les logiciels d'application bureautique et développement WEB. Cependant, un budget d'investissements de 25,3 M\$ est prévu pour les logiciels d'application opérationnelle.

Le Distributeur précise :

« En 2019, le Distributeur poursuivra notamment la réalisation de projets visant l'amélioration de son service à la clientèle plus particulièrement de la clientèle commerciale et d'affaires, alors que les investissements des années passées visaient majoritairement la clientèle résidentielle. »⁴⁶

Au tableau 9, on peut voir que pour les logiciels d'application opérationnelle, le Distributeur a investi un montant de 9,6 M\$ en 2017 et qu'il prévoit investir un autre montant de 10,1 M\$ en 2018. Il s'agit donc d'un investissement total de 19,7 M\$ pour ces logiciels.

De plus, il est mentionné qu'un investissement de 6,5 M\$ est prévu à la catégorie Maintien des actifs (Autres actifs de soutien) en 2019 pour des logiciels d'application opérationnelle en vue de soutenir les opérations grâce aux projets en technologies de l'information.⁴⁷

Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui reproduit les explications fournies par le Distributeur dans le dossier actuel et le dossier antérieur.

Dossier R-4011-2017	Dossier actuel
<i>10,3 M\$ pour les logiciels d'application opérationnelle ; Le Distributeur prévoit la réalisation de projets touchant l'ordonnancement des</i>	<i>25,3 M\$ pour les logiciels d'application opérationnelle; Plusieurs projets amorcés par le</i>

⁴⁶ IBID

⁴⁷ B-0022, page 13

travaux, l'implantation de plates-formes mobiles pour les équipes terrain, l'optimisation des plates-formes pour maximiser l'utilisation des données de consommation, l'amélioration de la facture ainsi que l'optimisation de la maintenance et de la gestion des actifs. Pour le Distributeur, ces projets s'inscrivent dans sa recherche constante d'optimisation de l'efficience opérationnelle.

3,6 M\$ pour les équipements de soutien et autres.

Les équipements de soutien et autres incluent principalement des investissements de 2,2 M\$ pour la réalisation des activités de développement visant l'amélioration de la performance du réseau, en collaboration avec l'IREQ.

(B-0037, page 14)

Distributeur en 2018, tels les projets analytiques visant à mieux connaître les clients et leurs habitudes de consommation, l'ordonnancement des travaux et l'implantation des plates-formes mobiles pour les équipes terrains se poursuivront en 2019. D'autres projets visant notamment la simplification des processus d'affaires, l'optimisation des relations avec les partenaires ainsi que l'amélioration de la facture pour la clientèle commerciale et d'affaires sont aussi prévus. Le Distributeur prévoit également réaliser un projet relatif à la gestion de la végétation afin d'élaborer une solution géo-référencée et intégrée permettant d'améliorer la rapidité et la précision des cycles de planification. Finalement, le Distributeur entend préparer la voie à une offre numérique plus large pour la clientèle commerciale et affaires en plus de réaliser un projet relatif à l'élargissement de l'offre aux clients en matière de tarification.

7,8 M\$ pour les équipements de soutien et autres.

Les équipements de soutien et autres incluent notamment des investissements de 4,6 M\$ pour améliorer les services aux clients grâce à des technologies innovantes et ce, afin de saisir de nouvelles occasions d'affaires et de positionner le Distributeur face aux nouvelles réalités du marché de l'énergie. Des investissements de 2,2 M\$ sont également prévus pour la réalisation des activités de développement visant l'amélioration de la performance du réseau, en collaboration avec l'IREQ.

Les intervenants constatent que les investissements prévus en 2018 et le budget d'investissements demandé pour l'année 2019 pour *les logiciels d'application opérationnelle* totalisent respectivement 19,7 M\$ et 25,3 M\$ ce qui est évidemment supérieur à 10 M\$.

Selon les intervenants, le montant d'investissements de ce projet ne devrait pas être autorisé dans le cadre de la demande actuelle.

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

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ de justifier l'investissement de 25,3 M\$, le Distributeur mentionne :

« L'amélioration du service à la clientèle justifie les besoins d'investissements en logiciels d'application opérationnelle du Distributeur. »⁴⁸

Selon les intervenants l'amélioration du service est un objectif visé, mais ne constitue pas une justification du montant de 25,3 M\$.

Il en est de même pour le budget relatif aux « équipements de soutien et autres ». Le budget passe de 3,6 M\$ à 7,8 M\$, sans que cette hausse soit justifiée. Encore ici, le Distributeur énumère l'utilisation qu'il entend faire de ce budget, mais cela ne constitue pas une justification du bien-fondé de doubler le montant par rapport au montant autorisé pour 2018. Il n'explique pas non plus le budget prévu de 10,2 M\$ pour l'année de base 2018 alors que le montant autorisé est de 3,6 M\$.

À cet égard, il est utile de rappeler la décision de la Régie dans le cadre du dernier dossier tarifaire :

« [499] Cela étant dit, elle note, tout comme les intervenants, que les explications du Distributeur précisent les rubriques et l'utilisation du budget. Toutefois, le Distributeur ne fournit pas les justifications nécessaires quant aux hausses demandées des investissements

(...)

[501] La Régie retient également les arguments de l'ACEFO et de l'AQCIE-CIFQ sur le fait qu'il n'y a pas eu de démonstration des besoins du Distributeur pour une hausse des budgets en ce qui a trait à la catégorie « Amélioration de la qualité », bien que la Régie note que les budgets de l'année de base 2017 sont plus élevés que le montant autorisé 2017. »⁴⁹

En conséquence, les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser le même budget total que celui autorisé pour l'année 2018, soit 18,1 M\$. Cela constitue une réduction de 15,0 M\$ par rapport au budget demandé.

⁴⁸ B-0068, page 20

⁴⁹ D-2018-025, page 138 et 139

3.3. Croissance de la demande

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Croissance de la demande.⁵⁰

TABLEAU 10 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN CROISSANCE DE LA DEMANDE (M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	244,2	237,7	233,8	250,0
<i>Réseau de distribution</i>	54,5	64,9	61,7	74,2
<i>Alimentation des abonnés</i>	189,7	172,9	172,1	175,8
Autres investissements	13,0	25,0	26,6	37,9
<i>Réseau de distribution</i>	1,4	10,5	7,2	10,6
<i>Réseaux autonomes</i>	1,2	0,7	4,1	10,9
<i>Équipements de mesurage</i>	10,4	13,8	15,2	16,3
<i>Autres actifs de soutien</i>	-	-	0,2	0,2
TOTAL	257,2	262,7	260,4	287,9

Le budget demandé de 287,9 M\$ pour l'année 2019 est 9,6 % plus élevé que le budget autorisé pour l'année 2018.

Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, le budget demandé est basé sur une prévision des nouveaux besoins du Distributeur, notamment pour l'alimentation des abonnés.

Le Distributeur justifie l'augmentation des investissements relatifs au réseau de distribution par la nécessité de répondre aux besoins liés aux installations du Transporteur réalisées en 2019, notamment le démarrage de neuf projets liés à la conversion de postes de 12 à 25 kV sur l'île de Montréal.⁵¹

Concernant l'alimentation des abonnés, le Distributeur présente le tableau ci-dessous qui montre une augmentation de 6,8% des abonnements par rapport à l'année 2018, ce qui correspond approximativement à l'augmentation des investissements demandés.⁵²

TABLEAU 11 :
**ÉVOLUTION DES NOUVEAUX ABONNEMENTS ET DES INVESTISSEMENTS
POUR L'ALIMENTATION DES ABONNÉS**

	Année Historique					Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
	2013	2014	2015	2016	2017			
Investissements (M\$)	173,6	177,2	165,3	170,3	189,7	172,9	172,1	175,8
Nouveaux abonnements	43 816	36 770	33 174	34 036	33 308	36 300	39 800	40 400
Coûts par nouvel abonnement	3 962	4 819	4 983	5 004	5 695	4 763	4 324	4 351

⁵⁰ B-0022, page 15

⁵¹ B-0022, page 16

⁵² B-0022, page 17

Par ailleurs, l'augmentation importante relativement aux réseaux autonomes est justifiée pour effectuer « *des projets intégrant les énergies renouvelables en réseaux autonomes tels qu'un projet d'éoliennes à intégrer au réseau de Quaqtaq ainsi qu'un projet de jumelage éolien-diésel aux Îles-de-la-Madeleine* ».

Les intervenants considèrent que les justifications présentées par le Distributeur sont satisfaisantes, et en conséquence recommandent à la Régie d'autoriser le montant de 287,9 M\$.

3.4. Respect des exigences

Le tableau ci-dessous présente les composantes de la catégorie Respect des exigences.⁵³

**TABLEAU 12 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	38,0	33,5	32,6	39,2
<i>Demandes de tiers</i>	30,8	23,0	22,5	27,0
<i>Poteaux en commun</i>	5,2	4,4	4,4	4,5
<i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i>	2,0	6,1	5,7	7,7
Autres investissements	0,2	2,6	2,9	2,7
<i>Droits d'émission de GES</i>	0,2	2,6	2,9	2,7
<i>Autres</i>	-	-	-	-
TOTAL	38,2	36,1	35,5	42,0

Le budget demandé de 42,0 M\$ représente une augmentation de 16,3% par rapport au budget autorisé pour l'année 2018.

La principale composante du budget concerne des demandes de tiers et la justification du montant demandé repose sur des demandes concrètes provenant notamment des municipalités, du ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports, ainsi que des câblodistributeurs. La valeur est basée sur une moyenne normalisée des deux dernières années.⁵⁴

Les intervenants laissent le soin à la Régie d'évaluer l'à-propos d'augmenter cet élément du budget de 16,3% en une seule année pour atteindre 42 M\$ selon les explications du Distributeur.

⁵³ B-0022, page 18

⁵⁴ B-0022, page 18

3.5. Conclusion

Le tableau ci-dessous présente un résumé des recommandations de l'AQCIE et du CIFQ ainsi que le budget autorisé pour l'année 2018, pour fin de comparaison.

Tableau AQCIE-CIFQ – 4
Investissements < 10 M\$: sommaire des réductions recommandées

	Budget demandé 2019	Réduction recommandée	Budget résultant 2019	Budget autorisé 2018
	M\$	M\$	M\$	M\$
Maintien des actifs	261,2	3,5	257,7	259,1
Amélioration de la qualité	33,1	15,0	18,1	18,1
Respect des exigences	42,0		42,0	36,1
Croissance de la demande	287,9		287,9	262,7
TOTAL	624,2	18,5	605,7	576,0

Le budget total résultant serait de 605,7M\$ et constituerait néanmoins une augmentation de 5,2% (bien au-delà de l'inflation) par rapport au budget autorisé pour l'année 2018.

6. LA PROPOSITION D'INTRODUIRE UN TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE POUR LA CLIENTÈLE AU TARIF M

Dans le cadre du dossier R-4011-2017 les intervenants avaient appuyé la proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de relance industrielle, étant convaincus qu'une approche complémentaire au TDÉ qui permettrait de maintenir ou encore d'accroître la capacité de production sans investissement majeur, représenterait une solution intéressante pour plusieurs usines. Que ce soit pour le redémarrage d'équipements existants ou encore la conversion vers des technologies électriques, les industriels opérant au Tarif M pourraient ainsi bénéficier d'une meilleure compétitivité et assurer leur pérennité.

Il faut toutefois que le Distributeur soit attentif et contrôle correctement l'usage de ce tarif. En effet, si dans le cas du tarif L il est évident qu'une demande provient d'une grande industrie, il en va autrement de la clientèle du tarif M. Ce tarif ne devrait pas servir à la conversion d'équipements de chauffage de locaux ou encore d'option de remplacement au programme de conversion du mazout proposé par le Distributeur mais finalement refusé par la Régie.

La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de relance industrielle pour les usagers du tarif M est donc bien accueillie et encouragée par les grands industriels. Cependant le Distributeur doit préciser les balises qu'il mettra en place pour s'assurer que les objectifs de cette nouvelle tarification seront respectés.

Le 12 novembre 2018