LISTE DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Le présent document porte sur les principes reconnus par la Régie aux fins de l'établissement du coût de service du Distributeur. La portée de ces principes peut être générale ou spécifique. Elle peut en outre conduire à l'adoption de méthodes auxquelles doit se conformer le Distributeur dans l'établissement de son coût de service.

Principe	Décision	Description
Année témoin	D-2003-93 p.13	Année témoin projetée.
Année témoin projetée	D-2003-93 p.14	Année témoin coïncidant avec l'année financière.
Date de mise en application des tarifs	D-2003-93 p.13	Application au 1er avril.
Transfert des coûts de fourniture et du service de transport (effet prix)	D-2003-93 p.20-21	Report des coûts résultant des modifications apportées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale. Inscription des écarts dans un compte de frais reportés. Porte intérêt au taux moyen pondéré du capital reconnu par la Régie. Reflété dans les tarifs dans le cadre de demandes tarifaires. Répercuté dans les tarifs sans étalement. Répartition du solde entre les catégories de consommateurs.

Principe	Décision	Description
Transfert des coûts de fourniture et du service de transport (effet prix) (suite)	D-2008-024 p.19	Acceptation de l'ajustement au titre des revenus réels de point à point du Transporteur : · constat dans les revenus requis de l'année témoin de l'ajustement en regard de l'année précédente, sur une base estimative du Transporteur (4/8 mois) ; · tout écart entre l'ajustement estimé et l'ajustement réel porté au compte de frais reportés de transport, portant intérêts et pris en compte dans les revenus requis du 2e exercice subséquent. Tout ajustement de la facture de la charge locale reflété dans les revenus requis de l'année témoin du Distributeur lorsque la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur. Le même principe s'applique à l'ajustement au titre des revenus réels de point à point du Transporteur.
	D-2012-024 p.59	Demande d'ajuster le coût de transport suite à la décision interlocutoire de la Régie relativement à la demande tarifaire du Transporteur.
Moyenne des 13 soldes	D-2003-93 p.23	Utilisation de la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs pour l'établissement de la base de tarification et de la structure du capital.
Activités de distribution (réglementées)	D-2003-93 p.25	Primauté de la Loi (article 48) comme critère d'identification des activités réglementées. Utilisation du coût complet comme méthode de séparation et d'évaluation des coûts des activités de distribution.

Principe	Décision	Description
Coût complet	D-2003-93 p.37	Services facturés au Distributeur au coût complet.
Structure du capital	D-2003-93 p.50	Structure de capital présumée, établie en fonction des activités réglementées.
Taux de capitalisation	D-2003-93 p.51	Structure : 35 % de capitaux propres et 65 % de capitaux empruntés.
Coût de dette présumé	D-2003-93 p.57	Coût de la dette intégrée incluant les frais de garantie gouvernementale.
	D-2012-024 p.25	Mise à jour des taux relatifs à la dette à partir des données du Consensus Forecast de janvier, à l'instar du taux de rendement des capitaux propres.
	D-2014-034 [273]	Mise à jour des taux relatifs à la dette effectuée en décembre à partir des données du Consensus Forecast de novembre.
	D-2015-018 [347]	Ajustement du coût de dette présumé en excluant le coût de financement réalisé durant l'exercice en cours, pour tenir compte des soldes des CER hors base au 31 décembre de l'année de base.

Principe	Décision	Description
Taux de rendement des capitaux propres	D-2003-93 p.70-72	S'appuyant sur le coût d'opportunité du marché des capitaux propres. Méthodologie de base selon le modèle MÉAF pour le calcul du rendement de l'avoir propre.
	D-2014-034 [113] à [115]	Pertinence de considérer les résultats de l'échantillon d'entreprises américaines ajustés de façon à rendre ce groupe de référence comparable.
	D-2014-034 [240] à [266]	Calcul du rendement des capitaux propres selon le modèle MÉAF, et ce, de façon prépondérante tout en prenant en compte les résultats des modèles AFM multistages et AFM à croissance soutenable. Taux de rendement des capitaux propres fixé à 8,20 %, ce taux tenant compte des écarts de crédit, de la situation de taux d'intérêts bas et comprenant 30 points de base pour les frais d'émission.

Principe	Décision	Description
Méthodologie de détermination du taux de rendement sans risque	D-2003-93 p.72	Formule basée sur l'utilisation des données du Consensus Forecast (CF) du mois précédent le dépôt. Formule en deux parties : · sur la base des données du CF, calculer le point milieu des prévisions 3 mois et 12 mois du taux des obligations 10 ans du Canada ; · à ce point milieu, ajouter la moyenne des écarts quotidiens entre les taux des obligations 10 ans et 30 ans du Canada de ce même mois.
	D-2011-028 p.20	Mise à jour en utilisant le taux moyen des obligations du Canada (10 ans) à une décimale.
	D-2014-034 [141]	Fourchette de taux sans risque de 3,95 % à 4,20 % retenue sur la base des expertises produites. Méthodologie utilisée par les experts du Transporteur et du Distributeur non retenue, mais la Régie en retient les résultats.
Coût en capital prospectif	D-2003-93 p.76	Correspondant à la moyenne pondérée du coût prospectif de la dette et du coût de l'avoir propre.
	D-2014-034 [273]	Mise à jour du coût en capital prospectif effectuée en décembre à partir des données du Consensus Forecast de novembre.
Exclusion des travaux en cours de la base de tarification	D-2003-93 p.83	Inclusion des immobilisations dans la base de tarification au moment de leur mise en exploitation.

Principe	Décision	Description
Investissements	D-2003-77 p.20	Possibilité de réallouer jusqu'à 10 % des investissements entre les catégories «maintien des actifs» et «amélioration de la qualité», pour autant que l'enveloppe globale autorisée ne soit pas dépassée pour ces deux catégories.
Capitalisation des frais financiers	D-2003-93 p.83 D-2004-47 p.37-38	*Décision provisoire.* Capitalisation des frais financiers liés aux immobilisations en cours au taux moyen du coût en capital de l'année témoin projetée. Capitalisation des frais financiers liés aux immobilisations au taux moyen de la base de tarification. Capitalisation des frais financiers aux fins des études de rentabilité de projets d'investissement et des études des effets à la marge sur les tarifs, au taux en capital prospectif.
Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998	D-2003-93 p.84	Remboursement gouvernemental comptabilisé sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés, sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés à la suite du verglas, qui est amortie sur 10 ans.
Conventions, méthodes et pratiques comptables	D-2003-93 p.82 D-2004-47 p.58 D-2005-34 p.58 D-2007-12 p.34	Conventions, méthodes et pratiques comptables reconnues par la Régie, de même que celles présentées à la pièce HQD-3, document 2.

Principe	Décision	Description
Fonds de roulement réglementaire	D-2003-93 p.137	Inclusion du poste «Matériaux, combustibles et fournitures» et de l'encaisse réglementaire.
	D-2006-34 p.56	La Régie confirme la méthode d'établissement de l'encaisse réglementaire, axée sur les dépenses des opérations courantes.
Frais reportés - Programmes commerciaux et Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ)	D- 2002-25 p.11	Autorisation du compte de frais reportés.
	D-2002-288 p.11-12	Nature des dépenses pouvant être incluses dans le CFR. Amortissement sur une période de 5 ans.
	D-2003-93 p.86	Compte de frais reportés pour cumuler les coûts reliés aux programmes commerciaux et au PGEÉ.
	D-2006-56 p.10-11	Autorisation d'amortir sur une période de 10 ans les investissements effectués à compter du 1er janvier 2006.

Principe	Décision	Description
Frais reportés - Programmes commerciaux et Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) (suite)	D-2012-021 p.18	Voir section IFRS - IAS 38, Immobilisations incorporelles : · Acceptation de recouvrer aux charges de l'année les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle. · Autorisation de la comptabilisation intégrale des coûts reliés aux programmes commerciaux dans les résultats de l'exercice au cours duquel ils ont été engagés.
	D-2015-189 [50] et [51]	Voir section PCGR des États-Unis - ASC 350, Actifs incorporels : · Reconnaissance des coûts du PGEÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs réglementaires et maintien de la période d'amortissement sur 10 ans. · Maintien de la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables.

Principe	Décision	Description
Frais reportés - option d'électricité interruptible	D-2003-224 p.4	Approbation de la création d'un compte de frais reportés pour capter les coûts relatifs à l'utilisation par le Distributeur de l'option d'électricité interruptible - période du 1er décembre 2003 au 30 novembre 2004.
	D-2004-213 p.7	Reconduction des termes de la décision D-2003-224 pour la période du 1er décembre 2004 au 30 novembre 2006.
	D-2006-149 p.11	Inclusion dans les coûts d'approvisionnement des crédits fixe et variable, à compter du dossier tarifaire de l'année témoin 2008. Autorisation d'établir un compte de frais reportés pour comptabiliser les écarts de coûts (crédits fixe et variable) associés aux options d'électricité interruptible pour les clients de moyenne puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.
	D-2008-024 p.17	Fusion du compte de frais reportés pour l'option de l'électricité interruptible et du compte de *pass-on*.
Frais corporatifs - méthode «charges primaires - immobilisations nettes»	D-2004-47 p.67	Dans une proportion de 50 % pour chacun de ces deux inducteurs.
Présentation de l'année de base	D-2004-47 p.85	Utilisation de données réelles et de données projetées.
Provision réglementaire	D-2005-34 p.35	Provision à l'égard du manque à gagner occasionné par le décalage entre les années témoin et tarifaire. Permet de prendre en compte le manque à gagner dans le revenu additionnel requis de l'année témoin subséquente.

Principe	Décision	Description
Pass-on des coûts de fourniture postpatrimoniaux	D-2005-34 p.49	Création d'un compte de *pass-on* au titre des écarts constatés sur les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux pour l'année 2005.
	D-2005-132 p.23	Comptabilisation dans le compte de frais reportés de la totalité des écarts nets liés aux coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux.
	D-2006-34 p.22	Reconduction du compte pour les années 2006 et suivantes.
		Acceptation de la méthode d'intégration axée sur le calcul des écarts sur la base des données réelles couvrant une période de 12 mois, du 1er janvier au 31 décembre (modifié par D-2007-12).
		Traitement du compte hors base.
		Application des intérêts sur le solde du compte, selon le taux moyen du coût en capital.
	D-2007-12 p.16-19	Calcul des écarts à porter au compte sur une base annuelle plutôt que mensuelle.
		Intégration dans le dossier tarifaire de l'année subséquente, des écarts entre le coût d'approvisionnement d'une année témoin et les coûts révisés de cette même année sur une base de 4 mois réels et huit mois projetés.
		Intégration du différentiel entre les écarts finaux connus en fin d'année et les écarts estimés aux fins de l'établissement des tarifs, dans le deuxième exercice subséquent.
		Calcul des intérêts sur le différentiel, établi au 31 décembre, à compter du 1er janvier suivant.
		Disposition du compte de *pass-on* par le versement intégral du solde dans les revenus requis, sans étalement.

Principe	Décision	Description
Pass-on des coûts de fourniture postpatrimoniaux (suite)	D-2008-024 p.14-17	Acceptation de ne pas distinguer les écarts dus aux aléas climatiques et de la demande dans le compte de *pass-on*. Acceptation de l'approche du cas par cas pour l'amortissement du compte de *pass-on*, de l'ajustement du facturé/livré dans le calcul du *pass-on* et de l'ajustement du revenu unitaire proposé dans le calcul du compte de *pass-on*. Fusion du compte de *pass-on* et du compte de frais reportés pour l'option de l'électricité interruptible.
	D-2015-018 [392] à [394]	Demande de verser immédiatement dans les revenus requis 2015 un montant débiteur de 135,8 M$ associé au compte de *pass-on* 2014 et d'amortir, exceptionnellement, le solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur une période de 5 ans, à compter de l'année témoin 2016. L'écart constaté avec les données réelles 2014 sera également amorti sur une période de 5 ans, à compter de 2016.
	D-2016-033 [204]	Acceptation de verser intégralement dans les revenus requis 2016 les soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, au montant débiteur totalisant 247,7 M$.

Principe	Décision	Description
Mécanisme et compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques	D-2006-34 p.20-21	Acceptation du mécanisme de nivellement et des modalités de traitement du compte proposé, afin d'éliminer le risque du Distributeur dû aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution. Compilation sur une base mensuelle des écarts en volume et en revenus. Intérêts applicables au solde du compte au taux moyen du coût en capital. Comptabilisation des sommes dans un premier compte et versement du solde dans un deuxième compte, au début de la deuxième année témoin suivant celle visée par les écarts. Inclusion de ce deuxième compte dans la base de tarification. Pas d'amortissement du compte, le solde devant s'effacer dans le temps. Mesure provisoire. Des soldes cumulatifs importants non compensés pourraient mener à une demande d'amortissement.

Principe	Décision	Description
Mécanisme et compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques (suite)	D-2009-016 p.14	Acceptation d'amortir le compte de nivellement sur une période de cinq ans, linéairement, le solde non amorti figurant à la base de tarification.
	D-2011-028 p.33	Acceptation de la proposition du versement exceptionnel aux revenus requis de 2011 de 33,2 M$ du compte de nivellement 2010.
	D-2014-037 [409] et [410]	Maintien de la période d'amortissement de 5 ans pour le solde des comptes de nivellement des années 2008 et 2009. Modification de la période restante d'amortissement pour les années 2010, 2011 et 2012, respectivement à 5, 6 et 7 ans. Maintien de la période d'amortissement de 5 ans pour les écarts du compte de nivellement des années 2013 et suivantes.
	D-2015-018 [392]	Demande de verser exceptionnellement dans les revenus requis 2015 un montant créditeur de 135,8 M$ provenant du compte de nivellement pour aléas climatiques de 2014.
	D-2016-033 [204]	Acceptation de verser, exceptionnellement, dans les revenus requis 2016 une grande partie du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, au montant créditeur de 167,9 M$.

Principe	Décision	Description
Inclusion des comptes de frais reportés suivants dans la base de tarification : · option d'électricité interruptible ; · transfert des coûts de fourniture d'électricité patrimoniale ; · transfert du coût de service de transport ; · compte de *pass-on* au titre des coûts d'approvisionnement postpatrimonial.	D-2006-34 p.24	Acceptation d'inclure les comptes de frais reportés dans la base de tarification au moment de leur disposition ou amortissement. Autorisation de rémunérer ces comptes au taux moyen du coût en capital.
Exclusion de la base de tarification de l'ensemble des comptes d'écarts à l'exclusion des Contributions à des projets de raccordement.	D-2015-018 [248] D-2015-018 [249]	Exclusion de la base de tarification de la portion du compte de nivellement pour aléas climatiques, auparavant incluse dans la base de tarification. Maintien des sommes portées au compte de Contributions à des projets de raccordement dans la base de tarification et sa rémunération au coût moyen pondéré du capital.

Principe	Décision	Description
Option d'électricité additionnelle pour la clientèle grande puissance en remplacement du tarif LR, offrant au client la possibilité de consommer une petite quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommé autrement, à un prix correspondant au coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur	D-2006-34 p.79	Autorisation d'introduire l'option d'électricité interruptible pour les clients grande puissance.
Option d'électricité interruptible pour la clientèle moyenne puissance, suite à l'abrogation des tarifs MR et BT	D-2006-34 p.79-80	Autorisation d'introduire l'option d'électricité interruptible pour les clients moyenne puissance. Autorisation de comptabiliser les frais relatifs à l'option dans le compte de frais reportés utilisé pour l'électricité interruptible dédiée à la clientèle grande puissance.
Projet pilote TDT	D-2008-024 p.105	Autorisation de récupérer les sommes supplémentaires engagées et d'utiliser à cette fin un compte de frais reportés.

Principe	Décision	Description
Mécanisme de récupération des charges d'exploitation associées aux pannes majeures	D-2009-016 p.15-16	Autorisation d'une provision annuelle de 8 M$ pour les pannes majeures, établie sur la moyenne des années 2001 à 2007. Montant de la provision susceptible d'ajustement, sur proposition du Distributeur, advenant le cas où son niveau s'avérerait trop bas ou trop élevé. Acceptation de la création d'un compte de frais reportés afin de comptabiliser les coûts de pannes majeures excédent le seuil de 16 M$. Compte portant intérêts au taux du coût moyen pondéré du capital. Modalités de disposition du compte à déterminer en fonction de l'ampleur des coûts.
	D-2013-037 p.42	Acceptation des modalités de disposition du compte d'écarts – pannes majeures.
Traitement du budget relatif aux programmes et activités de l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) ou Bureau de l'efficacité et innovation énergétiques (BEIÉ) à compter du 1er juillet 2011.	D-2009-016 p.19	Reconnaissance du fait que les coûts des programmes et activités de l'AEÉ incluant les frais de fonctionnement de l'AEÉ peuvent être traités conjointement. Acceptation d'appliquer à la quote-part payable à l'AEÉ, les règles de disposition des coûts appliquées présentement au PGEÉ du Distributeur : intégration à la base de tarification le 31 décembre de l'année témoin et amortissement selon la méthode linéaire sur 10 ans. Acceptation de porter au compte de frais reportés tout écart entre les coûts estimés et les coûts ultérieurement reconnus, selon la comptabilité d'exercice.

Principe	Décision	Description
Traitement du budget relatif aux programmes et activités du BEIÉ (suite)	D-2012-021 p.18	Voir section IFRS - IAS 38, Immobilisations incorporelles : · Acceptation de recouvrer aux charges de l'année les coûts reliés à la contribution versée au MNRF, qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle.
	D-2013-037 p.77	Demande la création d'un compte d'écarts pour les charges reliées au BEIÉ, à compter de l'année témoin 2013.
	D-2014-037 [80]	Acceptation des modalités de disposition du compte d'écarts – BEIÉ.
	D-2015-189 [50] et [51]	Voir section PCGR des États-Unis - ASC 350, Actifs incorporels : · Reconnaissance des coûts du BEIÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs réglementaires et maintien de la période d'amortissement sur 10 ans. · Maintien de la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables.
Modification de la méthode d'amortissement des actifs du Transporteur et du Distributeur	D-2010-020 p.20	Approbation de la modification de la méthode d'amortissement des actifs appliquée par le Transporteur et le Distributeur. Permission d'utiliser la méthode d'amortissement linéaire à compter du 1er janvier 2010. Acceptation de l'utilisation des valeurs établies aux bases de tarification du Transporteur et du Distributeur au 31 décembre 2009 comme valeurs initiales pour le calcul de la dotation aux amortissements selon la nouvelle méthode d'amortissement.

Principe	Décision	Description
Compte de frais reportés pour les coûts de combustible	D-2009-016 p.62 D-2010-022 p.40	Demande la création d'un compte de frais reportés. Approbation des modalités d'application du compte de frais reportés pour les coûts de combustible et des modalités de répartition des écarts par catégorie de consommateurs.
Compte de frais reportés relatif au tarif de maintien de la charge	D-2010-022 p.45	Acceptation de la création du compte de frais reportés relatif au tarif de maintien de la charge et des modalités de disposition de ce compte.
Comptes de frais reportés pour les projets autorisés de 10 M$ et plus	D-2010-022 p.47	Acceptation des modalités de disposition des comptes de frais reportés. Cependant, pour les cas où l'autorisation est obtenue avant le dossier tarifaire et en temps opportun pour permettre une intégration au revenu requis, la Régie demande que soient reflétés aux revenus requis de l'année témoin, les coûts afférents au projet de l'année témoin ainsi que ceux de l'année de base (quatre mois réels et huit mois projetés).
Compte de frais reportés pour les mauvaises créances de la clientèle grande puissance	D-2011-024 p.20	Refus de la création d'un compte de frais reportés, mais possibilité pour le Distributeur de faire une demande spécifique à la Régie lorsqu'un évènement exceptionnel impliquant un montant significatif se présente.
Programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques	D-2011-028 p.29	Acceptation de la comptabilisation de la contribution du Distributeur au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques dans la base de tarification à titre de frais reportés. Acceptation de l'amortissement sur 20 ans, soit sur la durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus.

Principe	Décision	Description
Compte d'écarts - coût de retraite	D-2011-028 p.41 D-2012-024 p.115	Demande la création d'un compte d'écarts pour le coût de retraite, à compter de l'année témoin 2011. Acceptation des modalités de disposition du compte d'écarts – coût de retraite.
Compte d'écarts – Évènements imprévisibles en réseaux autonomes	D-2015-150 [69]	Acceptation de la création d'un compte d'écarts hors base de tarification afin d'y verser les coûts liés à des évènements imprévisibles dans les réseaux autonomes, en deçà de 50 M$, en vue de leurs dispositions ultérieures dans les tarifs. Fixation à 15 M$ par évènement le seuil minimum des coûts à être inclus dans le compte d'écarts.
Rémunération des comptes d'écarts (CER) dont la période d'amortissement et de recouvrement est de 3 ans et moins	D-2015-018 [332], [333], [364], [365]	Rémunération de tous ces CER au taux d'intérêt moyen des obligations d'Hydro-Québec 3 ans du mois d'octobre de l'année de base, majoré des frais de garantie et d'émission. Dans la preuve initiale, demande d'utiliser le taux d'intérêt moyen des obligations d'Hydro-Québec 3 ans du mois d'avril de l'année de base.
Rémunération des comptes d'écarts (CER) dont la période d'amortissement et de recouvrement est de plus de 3 ans	D-2015-018 [332], [334], [366] [367]	Rémunération de tous ces CER au taux d'intérêt moyen des obligations d'Hydro-Québec 5 ans du mois d'octobre de l'année de base, majoré des frais de garantie et d'émission. Dans la preuve initiale, demande d'utiliser le taux d'intérêt moyen des obligations d'Hydro-Québec 5 ans du mois d'avril de l'année de base.

Principe	Décision	Description
IFRS	D-2012-024 p.38	Demande d'intégrer les ajustements requis par la décision D-2012-021 dans les demandes tarifaires à compter du 1er janvier 2012 :
· Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels (IAS 37)	D-2012-021 p.12	Présentation de la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt.
· Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires (IFRIC 1)	D-2012-021 p.13	Acceptation de la réévaluation du passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation suite à la modification du taux d'actualisation.
· Immobilisations incorporelles (IAS 38)	D-2012-021 p.18	Acceptation de recouvrer aux charges de l'année les coûts du PGEÉ et ceux reliés à la contribution versée au MNRF, qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle, notamment les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale. Comptabilisation intégrale des coûts reliés aux programmes commerciaux dans les résultats de l'exercice au cours duquel ils ont été engagés.

Principe	Décision	Description
IFRS (suite)		
· Avantages du personnel (IAS 19)	D-2012-021 p.31	Approbation de l'application de l'IAS 19 aux fins réglementaires. Acceptation du retrait de l'ATPC/PTPC de la base de tarification. Refus de créer un actif réglementaire au 1er janvier 2012 pour les soldes d'ATPC/PTPC au 31 décembre 2011. Autorisation exceptionnelle de récupérer le coût des services passés non amortis au 31 décembre 2011 dans les revenus requis 2012.
· Avantages du personnel (IAS 19R)	D-2013-037 p.41	Approbation de l'augmentation du coût de retraite de l'année témoin 2013 découlant de l'application de l'IAS 19R.

Principe	Décision	Description
PCGR des États-Unis	D-2015-189 [30] et [222] D-2016-003 [12]	Approbation du passage aux PCGR des États-Unis et application des modifications autorisées à compter du 10 juillet 2015, à l'exception des impacts associés à la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles et aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations appliqués à compter du 1er juillet 2015.
· Actifs incorporels (ASC 350)	D-2015-189 [50] et [51]	Reconnaissance des coûts du PGEÉ et BEIÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs réglementaires et maintien de la période d'amortissement sur 10 ans. Approbation du maintien de la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables du PGEÉ et BEIÉ.
· Immobilisations corporelles (ASC 360)	D-2015-189 [105]	Approbation d'amortir les immobilisations corporelles sur leurs durées de vie utile spécifiques sans les limiter à 50 ans, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations n'excède pas 50 ans.

Principe	Décision	Description
PCGR des États-Unis (suite)		
· Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (OLMHS) (ASC 410)	D-2015-189 [123]	Approbation de l'application de la norme ASC 410 à l'égard des OLMHS assurant la compatibilité des méthodes réglementaires et statutaires.
	D-2015-189 [115] et [122]	Acceptation de la présentation de la charge de désactualisation dans les charges d'exploitation, selon la proposition du Distributeur.
· Avantages sociaux futurs (ASC 715 et ASC 712)	D-2015-189 [139]	Approbation de l'application des normes ASC 715 et ASC 712 concernant le coût des avantages sociaux futurs.
· Recherche et développement (ASC 730)	D-2015-189 [152] et [154]	Reconnaissance des coûts actuels et futurs des frais de développement, jusqu'à présent capitalisables, à titre d'actifs réglementaires et maintien de la période d'amortissement sur 5 ans. Approbation du maintien du traitement réglementaire actuel des frais de recherche à titre de charges d'exploitation.
· Compte de frais reportés (CFR) – PCGR des États-Unis	D-2015-189 [226]	Autorisation de la création d'un CFR hors base de tarification afin d'y comptabiliser les écarts, autres que le coût de retraite, constatés entre les revenus requis de 2015 établis selon les PCGR des États-Unis et ceux reconnus en vertu des IFRS.
	D-2016-033 [162] et [164]	Acceptation de la disposition du CFR 2015 découlant du passage aux PCGR des États-Unis, dans les revenus requis de 2016.
Révision des durées de vie	D-2012-024 p.46	Demande de procéder à la révision des durées de vie à compter du 1er janvier.

Principe	Décision	Description
Révision des durées de vie (suite)	D-2013-037 p.45	Demande que soit, si jugé nécessaire par la Régie, déposé le dossier de révision interne appuyant une demande de révision de la durée d'utilité d'un actif. Demande de déposer les impacts financiers des révisions de durée d'utilité de chacun des actifs visés et, pour les impacts financiers significatifs : · Expliquer les résultats de l'exercice de révision de la durée d'utilité pour chacun des actifs visés ; · Fournir la durée de vie physique des actifs visés ; · Présenter les résultats de l'exercice de balisage relatifs aux durées d'utilité et aux durées physiques des actifs visés ; · Fournir le détail du calcul de l'impact de la charge d'amortissement annuelle.
Coûts des projets supérieurs à 10 M$ et non autorisés	D-2012-024 p.42-43	Acceptation des modalités proposées en y apportant les ajustements suivants : · Compte de frais reportés distinct par projet ; · Seuil minimal de 5 M$ pour les charges comptabilisées dans le compte de frais reportés.

Principe	Décision	Description
Charge de désactualisation	D-2013-037 p.48 D-2015-189 [115] et [122]	Acceptation de la présentation de la charge de désactualisation dans les capitaux propres empruntés selon la proposition du Distributeur, soit sur une ligne distincte. Voir section PCGR des États-Unis - ASC 410, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations : · Acceptation de la présentation de la charge de désactualisation dans les charges d'exploitation.
Mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR)	D-2014-034 [359] à [370]	Approbation de la mise en place d'un MTÉR. Autorisation de la création du compte d'écarts relatifs aux écarts de rendement et de ses modalités de disposition.
Coûts liés à l'entente de suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE	D-2014-086 [53]	Approbation de la pratique de récupération de ces coûts sur une base annuelle. Autorisation de la création d'un compte d'écarts hors base et de ses modalités de disposition afin de comptabiliser la contrepartie du passif lié à l'application de l'IAS 39 aux amendements à l'Entente de suspension de 2009 (y compris l'actualisation et les variations subséquentes du passif).

Principe	Décision	Description
Utilisation de la centrale de TCE en période de pointe (ententes avec TCE et Gaz Métro)	D-2016-033 [179]	Acceptation du traitement comptable lié à l'entente avec TCE consistant à comptabiliser l'entente comme un contrat d'approvisionnement, et à constater les coûts en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et ceux autorisés continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on*.
	D-2016-033 [185]	Acceptation du traitement réglementaire lié à l'entente avec Gaz Métro afin de traiter de manière similaire les coûts associés aux ententes avec TCE et avec Gaz Métro, soit de comptabiliser l'entente comme un contrat d'approvisionnement, et constater les coûts en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et ceux autorisés continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on*.