



Rapport du Vérificateur général du Québec  
à l'Assemblée nationale pour l'année 2018-2019

Mai 2018

Portrait

# **Établissement des tarifs d'électricité d'Hydro-Québec et autres sujets d'intérêt**

CHAPITRE

8



# Faits saillants

## Objectifs du portrait

Hydro-Québec comptait 4,3 millions d'abonnements au Québec au 31 décembre 2017, pour des revenus annuels de vente d'électricité de plus de 11 milliards de dollars. Ces ventes sont réglementées par la Régie de l'énergie, qui a la compétence exclusive pour fixer les tarifs d'électricité.

Les objectifs de ce portrait sont :

- de présenter une image globale du processus d'établissement des tarifs d'électricité ;
- d'expliquer les effets de la réglementation des tarifs sur les états financiers consolidés d'Hydro-Québec ;
- de favoriser une meilleure compréhension de certains sujets d'intérêt relatifs aux tarifs d'électricité.

Ce rapport constitue une communication dérivée en application des Normes canadiennes d'audit découlant de l'audit d'états financiers effectué selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada.

Le rapport entier est disponible au [www.vgq.qc.ca](http://www.vgq.qc.ca).

## Observations

Nous présentons ci-dessous les principaux éléments observés concernant le processus d'établissement des tarifs d'électricité d'Hydro-Québec. Ce portrait ne constitue pas un audit.

**Le processus d'établissement des tarifs d'Hydro-Québec est complexe et en évolution.** La Régie de l'énergie fixe les tarifs de distribution et de transport d'électricité à la suite d'audiences publiques en analysant et en ajustant les prévisions qu'Hydro-Québec soumet dans ses demandes tarifaires. D'une durée de huit mois, le processus s'appuie sur le cadre légal et les principes réglementaires établis par la Régie. Alors qu'auparavant les tarifs étaient établis annuellement selon une réglementation basée sur le coût du service, un mécanisme de réglementation incitative a été mis en œuvre pour l'année tarifaire 2018-2019 d'Hydro-Québec Distribution et le sera pour l'année tarifaire 2019 d'Hydro-Québec TransÉnergie.

**L'établissement des tarifs comprend trois grandes étapes.** Il s'agit de la détermination des revenus requis pour la prestation du service, de l'allocation d'un coût de service à chacune des catégories de consommateurs et de la conception des tarifs. Certaines de ces étapes comportent des enjeux, par exemple le type de réglementation utilisée pour établir les revenus requis (réglementation basée sur le coût du service ou incitative) et l'interfinancement des tarifs favorable à la clientèle résidentielle (d'un montant estimé à 888 millions de dollars pour l'année tarifaire 2018-2019).

**Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec reflètent les effets économiques de la réglementation des tarifs.** Conformément au référentiel comptable qu'elle a adopté, Hydro-Québec a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 4,8 milliards de dollars et des passifs réglementaires de 366 millions de dollars au 31 décembre 2017. Ces montants sont ceux qu'Hydro-Québec juge probable de recouvrer ou de régler ultérieurement au moyen du processus d'établissement des tarifs.

**Des écarts de rendement favorables à Hydro-Québec ont totalisé 1,5 milliard de dollars de 2005 à 2017.** Découlant d'écarts entre les prévisions autorisées par la Régie aux fins de la fixation des tarifs d'électricité et les résultats réels, ces écarts ont augmenté les bénéfices d'Hydro-Québec. Ils lui ont permis de verser 1,1 milliard de dollars de dividendes supplémentaires au gouvernement du Québec. Nous abordons dans ce rapport l'analyse des catégories de prévision ayant occasionné ces écarts et les mesures prises par la Régie à leur sujet.

---

**Les décisions gouvernementales ont un effet sur les tarifs d'électricité.** Parmi ces décisions, l'adoption de décrets visant l'approvisionnement par des blocs d'énergie de sources spécifiques, telles que l'éolien, a entraîné la conclusion de plusieurs contrats d'achat d'électricité postpatrimoniale. Les besoins de la clientèle québécoise sont comblés en priorité par l'électricité provenant de ces contrats plutôt que par l'électricité patrimoniale. Il en résulte un coût d'approvisionnement supplémentaire que nous avons estimé à 2,5 milliards de dollars de 2009 à 2016, montant qui a été inclus dans les tarifs d'électricité.

Ensuite, l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale à compter de l'année tarifaire 2014-2015, découlant d'une modification législative, a eu un effet à la hausse sur les tarifs d'électricité facturés à la clientèle. L'effet cumulatif de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale depuis 2014 est versé annuellement au Fonds des générations, à même les dividendes versés au gouvernement par Hydro-Québec.

Finalement, le report de l'application du mécanisme de partage des écarts de rendement avec la clientèle, que la Régie de l'énergie a établi, a permis à Hydro-Québec de réaliser des bénéfices supplémentaires de 178 millions de dollars de 2014 à 2016.

---

## Table des matières

<b>1 Mise en contexte</b>	<b>6</b>
<b>2 Établissement des tarifs d'électricité</b>	<b>11</b>
2.1 Processus	11
2.2 Détermination des revenus requis	12
Dépenses nécessaires à la prestation du service	
Rendement sur la base de tarification	
2.3 Allocation des coûts et conception des tarifs	17
<b>3 Comptabilisation des activités à tarifs réglementés</b>	<b>20</b>
3.1 Aperçu du traitement comptable	20
Exigences d'application	
Exemple de comptabilité des activités à tarifs réglementés	
3.2 Effets sur les états financiers consolidés d'Hydro-Québec	23
Actifs réglementaires	
Passifs réglementaires	
Comptes d'écarts	
<b>4 Sujets d'intérêt liés aux tarifs d'électricité</b>	<b>28</b>
4.1 Écarts de rendement	28
Analyse des écarts de rendement	
Mesures prises par la Régie de l'énergie	
Comparaison avec d'autres entités à tarifs réglementés	
4.2 Effet des décisions gouvernementales sur les tarifs d'électricité	40
Approvisionnement du distributeur	
Indexation du prix de l'électricité patrimoniale	
4.3 Mécanisme de réglementation incitative	44
Commentaires de l'entité auditée	46
Annexes	47

## Équipe

Jean-Pierre Fiset  
Vérificateur général adjoint  
Louise Carrier  
Directrice principale d'audit  
Marie-Ève Dupuis  
Samir Ghribi

# 1 Mise en contexte

1 Créée en 1944, Hydro-Québec est une entreprise qui produit et vend de l'électricité, dont l'unique actionnaire est le gouvernement du Québec. Ses tarifs d'électricité sont un sujet d'intérêt pour différents intervenants, notamment sa clientèle, et le processus pour les établir est complexe.

2 Dans ce contexte, en tant que co-auditeur des états financiers consolidés d'Hydro-Québec, nous avons jugé intéressant de dresser un portrait concis du processus d'établissement des tarifs d'électricité d'Hydro-Québec pour le marché québécois. Il convient de préciser que nous ne sommes pas impliqués directement dans ce processus, mais en avons acquis une bonne compréhension en raison de nos travaux d'audit financier annuel.

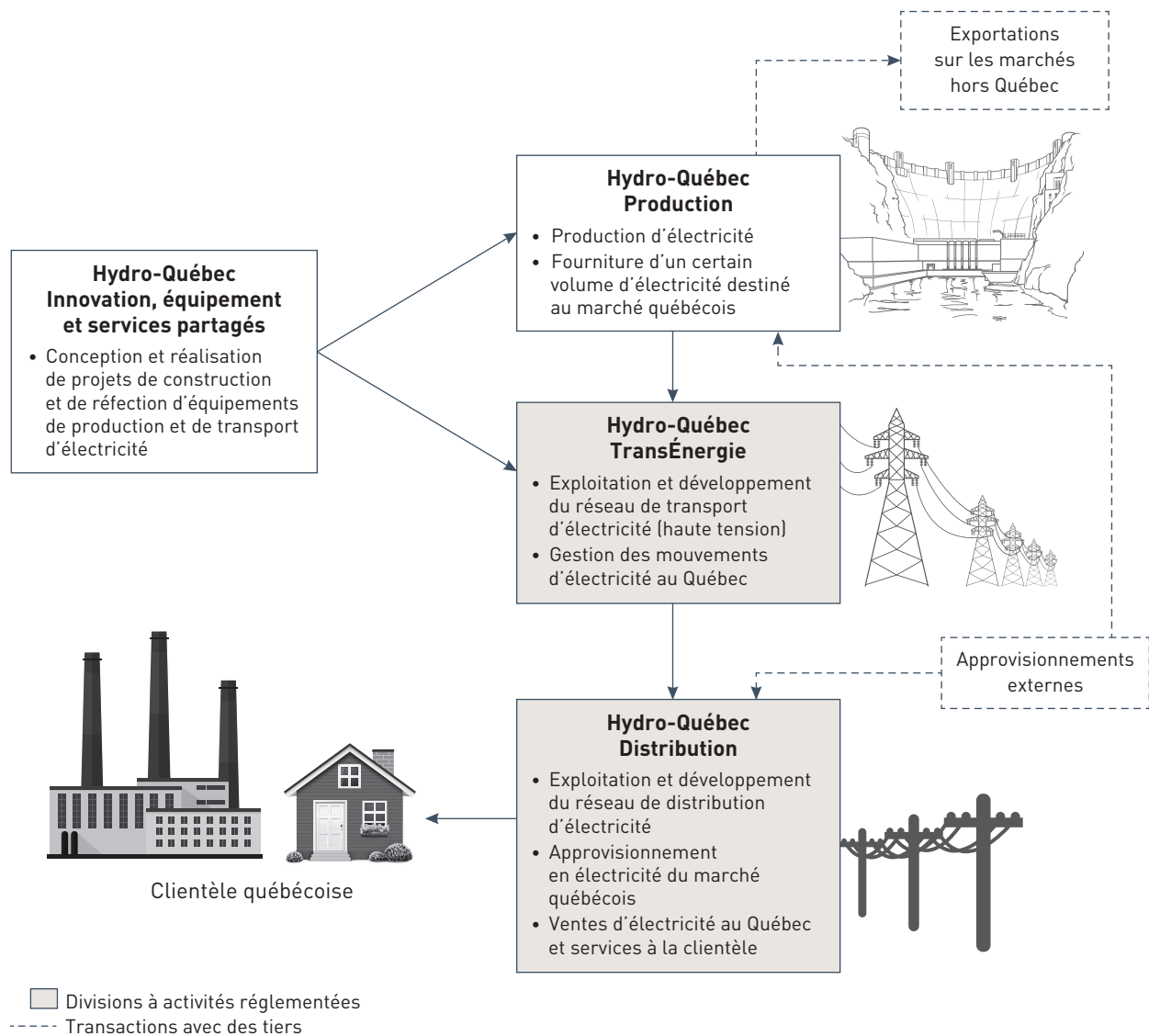
3 Ce portrait comprend également des explications sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés d'Hydro-Québec. Nous traitons aussi de certains sujets d'intérêt liés aux tarifs d'électricité, soit le partage des écarts de rendement, l'effet de certaines décisions gouvernementales sur les tarifs, ainsi que l'intégration d'un mécanisme de réglementation incitative au processus d'établissement des tarifs d'électricité.

4 Notre objectif est de permettre une meilleure compréhension de certains enjeux liés à l'établissement des tarifs d'électricité.

## Principales activités des divisions d'Hydro-Québec

5 Les activités d'Hydro-Québec, qui ont généré un bénéfice net de 2,8 milliards de dollars en 2017, sont réparties en quatre secteurs d'exploitation, chacun étant sous la responsabilité d'une division. La figure 1 présente les quatre divisions d'Hydro-Québec, leurs principales activités et les interactions entre elles.

**Figure 1 Principales activités des divisions d'Hydro-Québec**



L'électricité patrimoniale correspond à un volume de consommation annuel maximal de 165 TWh d'électricité destiné au marché québécois à un prix initialement fixé à 2,79 ¢/kWh, indexé depuis 2014. En tenant compte des pertes de transport et de distribution, Hydro-Québec Production doit rendre disponible 178,9 TWh d'électricité pour le distributeur.

Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (vendue et achetée) entre les producteurs et les distributeurs avant d'être livrée aux clients.

6 En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, Hydro-Québec est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par des réseaux municipaux ou privés. De plus, cette loi accorde à la Régie de l'énergie la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et conditions du transport de l'électricité par Hydro-Québec TransÉnergie, le transporteur, et ceux de la vente d'électricité au Québec par Hydro-Québec Distribution, le distributeur. Ainsi, les activités de ces divisions sont réglementées.

7 Bien que notre rapport porte sur ces deux divisions d'Hydro-Québec, il convient de présenter brièvement les activités des deux autres, étant donné que les activités des quatre divisions sont interreliées.

8 Hydro-Québec Production exploite la quasi-totalité des centrales hydro-électriques d'Hydro-Québec. En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, ce producteur est tenu de fournir au distributeur un volume d'approvisionnement en électricité destiné aux marchés québécois, qui est appelé **électricité patrimoniale**. Également, il exporte de l'électricité sur les **marchés de gros** du Canada et des États-Unis et peut participer aux appels d'offres du distributeur pour fournir de l'électricité dans un contexte de libre concurrence.

9 La division Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés réalise pour sa part des projets de construction et de réfection principalement pour le compte d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie.

## Rôles et responsabilités

10 Plusieurs acteurs ont un rôle à jouer dans l'établissement des tarifs d'électricité d'Hydro-Québec qui seront facturés aux consommateurs. Voici leurs principales responsabilités.

La Régie est formée de régisseurs, qui sont issus des milieux de l'industrie de l'énergie, de l'environnement, du droit, des affaires gouvernementales et des tribunaux administratifs.

Régie de l'énergie En tant qu'organisme de réglementation, le principal rôle de la Régie est d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable du distributeur et du transporteur d'électricité. Par les décisions de ses **régisseurs**, elle doit notamment :

- fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée ou distribuée au Québec par Hydro-Québec ;
- surveiller les opérations du distributeur et du transporteur afin de s'assurer que les consommateurs sont suffisamment approvisionnés et paient un juste tarif ;
- déterminer le taux de rendement et la base de tarification du distributeur et du transporteur ;
- énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe.



Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie	<p>À titre de distributeur et de transporteur d'électricité, ces divisions d'Hydro-Québec présentent habituellement les demandes à la Régie. Elles doivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ déposer tous les documents requis pour l'analyse d'une demande, notamment toute preuve jugée nécessaire par la Régie, dont des travaux de témoins experts ;</li> <li>■ répondre aux demandes de renseignements des intervenants et de la Régie ;</li> <li>■ obtenir l'autorisation de la Régie pour acquérir, construire ou disposer des actifs destinés au transport ou à la distribution d'électricité ;</li> <li>■ verser les frais déterminés par la Régie aux personnes que celle-ci a jugées utiles à ses délibérations, y compris des frais d'experts ;</li> <li>■ fournir à la Régie un rapport comprenant notamment les actifs, les passifs, les dépenses et les revenus de l'année.</li> </ul>
Intervenants	<p>Associations, regroupements et unions intéressés et autorisés par la Régie à participer à l'étude d'une demande en vue de faire valoir leurs points de vue, dont les rôles sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ de présenter leurs observations relatives à un sujet qui les intéresse, notamment des travaux de témoins experts ;</li> <li>■ de formuler des demandes de renseignements et de participer au déroulement de l'audience.</li> </ul>
Témoins experts	<p>Personnes engagées par une des divisions d'Hydro-Québec ou par un intervenant, appelées à témoigner à une audience du fait qu'elles sont reconnues à titre d'experts par la Régie en raison de leurs connaissances et de leur expérience dans un domaine particulier.</p> <p>Leur rôle consiste à éclairer la Régie et à l'aider à évaluer la preuve dans leur domaine d'expertise, en présentant une position indépendante et objective.</p>
Gouvernement du Québec	<p>En vertu de la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>, le rôle du gouvernement du Québec consiste :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ à nommer les régisseurs de la Régie ou à établir une procédure de sélection des régisseurs ;</li> <li>■ à indiquer par décret, dans certaines circonstances, les préoccupations économiques, sociales et environnementales dont devra tenir compte la Régie ;</li> <li>■ à déterminer par règlement le taux et les modalités de la redevance annuelle à payer à la Régie par le transporteur et le distributeur.</li> </ul>

## Cadre légal et réglementaire

11 Au Canada, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement de compétence provinciale. Le cadre réglementaire et les caractéristiques du marché de l'électricité varient d'une province à l'autre. De plus, la réglementation des tarifs peut prendre plusieurs formes.

12 Voici les principaux types de réglementation des tarifs.

Type	Définition
Réglementation basée sur le coût du service	Tarifs fixés à un niveau suffisant pour couvrir les coûts de prestation du service, en prévoyant un rendement raisonnable sur les investissements en capital
Réglementation incitative	Démarche réglementaire axée sur la performance, les résultats et les extrants, qui peut prendre différentes formes selon les objectifs visés  Plafonnement des revenus ou des prix de l'électricité dans la plupart des cas, lesquels sont ajustés selon une formule d'indexation tenant compte d'éléments telles la productivité attendue et l'inflation
Réglementation hybride	Tarifs basés sur les coûts de prestation du service, auxquels des mécanismes de réglementation incitative sont ajoutés

Dans notre rapport, l'année tarifaire correspond à l'année civile au cours de laquelle les tarifs entrent en vigueur. Par exemple, l'année tarifaire 2017 renvoie aux tarifs du transporteur du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2017 et à ceux du distributeur en vigueur du 1<sup>er</sup> avril 2017 au 31 mars 2018.

13 Jusqu'à l'**année tarifaire** 2017 du distributeur et 2018 du transporteur, les tarifs d'électricité ont été fixés selon une réglementation basée sur le coût du service. L'année tarifaire 2018 du distributeur constituera la première année de l'implantation d'un mécanisme de réglementation incitative, mécanisme dont nous traiterons à la section 4.3. Pour le transporteur, il est prévu que ce mécanisme soit implanté à compter de l'année tarifaire 2019.

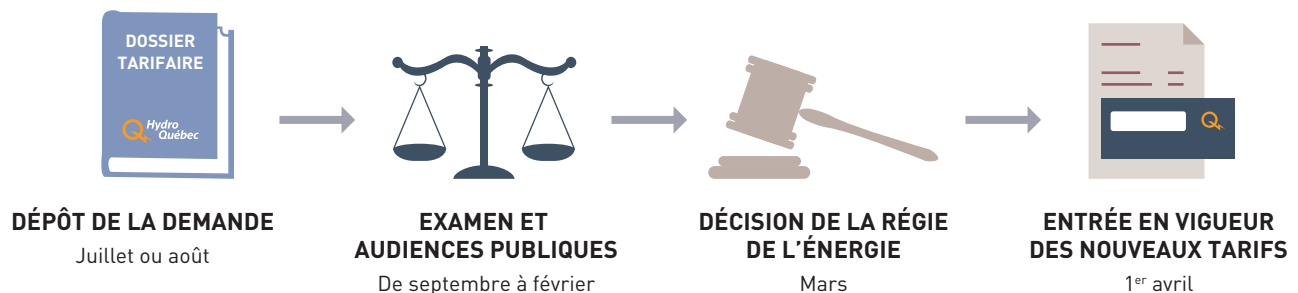
14 Notons qu'à moins d'indication contraire, les données présentées dans notre rapport proviennent de documents déposés à la Régie de l'énergie ou de décisions rendues par celle-ci, ainsi que de données et de renseignements publiés par Hydro-Québec. À l'exception de l'information financière tirée des états financiers consolidés d'Hydro-Québec, les données présentées n'ont pas été auditées.

## 2 Établissement des tarifs d'électricité

### 2.1 Processus

15 Le processus d'établissement des tarifs d'électricité débute par le dépôt des demandes tarifaires respectives du transporteur et du distributeur, habituellement en juillet ou en août, soit huit mois avant la date d'entrée en vigueur des tarifs d'électricité du distributeur, fixée au 1<sup>er</sup> avril de chaque année. Une période d'environ trois à quatre mois est prévue pour l'examen de la demande, qui comprend notamment des demandes de renseignements de la Régie et des intervenants auxquelles les divisions réglementées sont tenues de répondre, des audiences publiques, ainsi que des témoignages et des rapports d'experts, au besoin selon les sujets à traiter. La Régie rend sa décision en mars, laquelle est finale et sans appel. La figure 2 présente les principales étapes du processus d'établissement des tarifs.

**Figure 2** Processus d'établissement des tarifs d'électricité



Source : Hydro-Québec.

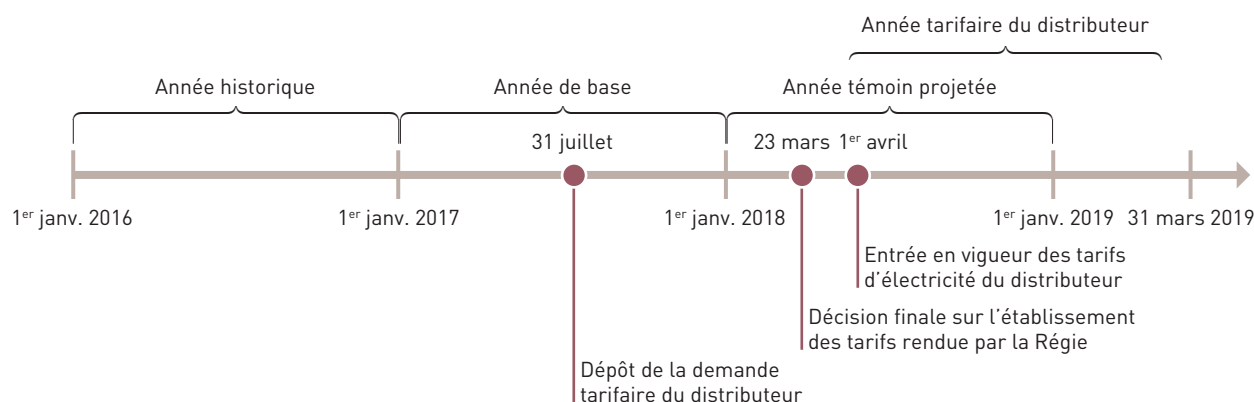
16 Le distributeur et le transporteur établissent leurs demandes tarifaires en suivant certains principes réglementaires établis par la Régie. L'un d'eux est l'utilisation de l'année témoin projetée. Selon ce principe, la période de référence servant à fixer les tarifs correspond à l'année future visée par les tarifs. Ainsi, les coûts de prestation du service utilisés pour établir les tarifs sont basés sur des hypothèses et des prévisions.

L'année historique présente les données réelles de la plus récente année complétée au moment de la demande tarifaire.

L'année de base présente à la fois les données réelles et les données projetées de l'année en cours au moment de la demande tarifaire. Habituellement, il s'agit de 4 mois de données réelles et de 8 mois de données projetées.

17 Selon la Régie, un des avantages de l'utilisation de l'année témoin projetée pour l'établissement des tarifs d'une année future est que l'appariement entre les revenus et les coûts du service est meilleur qu'en utilisant les coûts du service d'une année passée. Toutefois, cela soulève la question de la justesse des projections. Pour s'assurer que celles-ci sont adéquates, la Régie exige qu'Hydro-Québec démontre le fondement des hypothèses et prévisions qu'elle soumet. Pour ce faire, la demande tarifaire doit contenir les données de l'**année historique** et celles de l'**année de base**. Les données projetées doivent être comparées aux données réelles et Hydro-Québec doit expliquer les écarts observés. La figure 3 illustre ces concepts, en prenant pour exemple l'examen du dossier tarifaire 2018-2019 du distributeur.

**Figure 3** Année historique vs année de base et année témoin projetée



## 2.2 Détermination des revenus requis

Les revenus requis correspondent aux revenus totaux que doit recevoir une entreprise à tarifs réglementés au cours d'une année en échange de sa prestation de service. Ils incluent un rendement sur le capital investi.

18 Ce sont les **revenus requis** déterminés par la Régie qui servent de base à l'établissement des tarifs de transport et de distribution d'électricité. La première étape consiste donc à les établir, ce que la Régie fait en analysant et en ajustant les revenus requis demandés par chacune des deux divisions réglementées.

19 Une fois les revenus requis du distributeur établis, ceux-ci sont comparés avec les revenus qui auraient été perçus avec les tarifs précédemment fixés en considérant les ventes prévues pour l'année visée. Le résultat de cette comparaison permet de déterminer les revenus additionnels requis ou l'excédent de revenus, qui, selon le cas, se traduiront par une hausse ou une baisse tarifaire. Le processus de fixation des tarifs comporte des étapes subséquentes, notamment pour l'allocation des coûts à chaque catégorie de consommateurs et la conception des tarifs. Un survol de ces étapes est présenté plus loin dans le rapport.

20 Avec une réglementation basée sur le coût du service, les tarifs fixés par l'organisme de réglementation, soit la Régie de l'énergie, sont déterminés à partir des revenus requis pour :

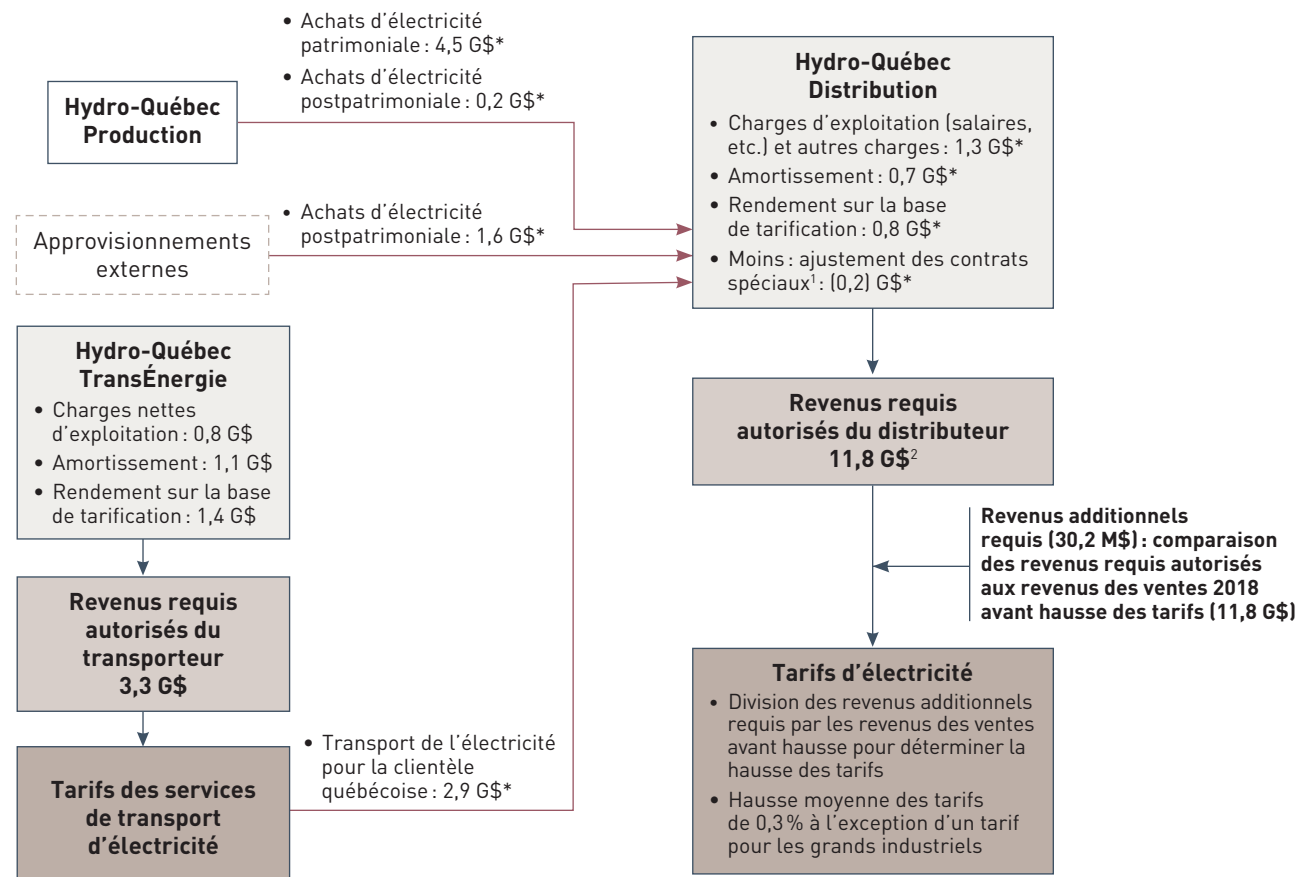
- couvrir les dépenses nécessaires à la prestation du service ;
- obtenir un rendement raisonnable sur la **base de tarification**.

21 La *Loi sur Hydro-Québec* et la *Loi sur la Régie de l'énergie* composent le cadre légal qui guide la Régie dans la détermination des dépenses nécessaires et du rendement raisonnable qui peuvent être inclus dans les revenus requis du distributeur et du transporteur. Les principaux éléments de ce cadre légal sont présentés dans l'annexe 1.

22 La figure 4 présente les principales composantes considérées pour déterminer les revenus requis, puis les tarifs d'électricité du distributeur et du transporteur pour l'année tarifaire 2018. Ces composantes sont décrites dans les paragraphes qui suivent la figure.

La base de tarification est composée de tous les actifs nécessaires à la prestation du service, soit principalement des immobilisations, pour lesquels une entité est autorisée à recevoir un rendement.

**Figure 4 Principales composantes considérées pour établir les tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018**



□ Divisions à activités réglementées

1. L'ajustement des contrats spéciaux est porté en déduction des achats d'électricité, afin que les coûts liés à ces contrats n'affectent pas le coût applicable aux autres catégories de consommateurs.
2. Les revenus requis autorisés du distributeur, déterminés par la Régie de l'énergie aux fins de la fixation des tarifs, sont composés des montants suivis d'un astérisque [\*].

## Dépenses nécessaires à la prestation du service

23 Les dépenses nécessaires à la prestation du service du distributeur comprennent :

- les coûts de l'électricité achetée par le distributeur à Hydro-Québec Production ou à d'autres fournisseurs (appelés aussi *coûts de fourniture*) ;
- les coûts du service de transport de l'électricité fourni par le transporteur au distributeur ;
- les charges d'exploitation du distributeur, composées des coûts de distribution et de ceux des services à la clientèle ;
- les autres charges, incluant notamment l'amortissement des immobilisations utilisées pour la prestation du service.

24 Du côté du transporteur, les dépenses nécessaires à la prestation du service sont :

- les charges d'exploitation du réseau de transport ;
- les autres charges, principalement l'amortissement des immobilisations utilisées pour la prestation du service.

## Rendement sur la base de tarification

25 Le rendement sur la base de tarification est l'équivalent de la rémunération de l'actionnaire et des bailleurs de fonds. Ceux-ci exigent un rendement pour couvrir le coût des capitaux requis afin de financer les actifs utilisés pour la prestation du service. Ce rendement doit couvrir :

- le coût des capitaux empruntés ;
- le coût des capitaux propres, qui correspond au bénéfice net réglementé.

## Coût des capitaux empruntés (dette)

26 Le coût de la dette spécifique aux divisions réglementées n'est pas connu, car Hydro-Québec gère sa dette de façon intégrée pour toutes ses divisions. Tenant compte des risques d'affaires liés à leurs activités respectives, la Régie a reconnu une **structure de capital** présumée pour le distributeur et le transporteur, qui est résumée dans le tableau 1. Les pourcentages indiqués sont appliqués à la base de tarification, afin de déterminer les capitaux propres et les capitaux empruntés présumés.

La structure de capital correspond à la proportion des actifs financés d'une part par les capitaux empruntés et d'autre part par les capitaux propres.

**Tableau 1 Structure de capital présumée autorisée par la Régie**

	Distributeur	Transporteur
Capitaux empruntés	65 %	70 %
Capitaux propres	35 %	30 %

27 Dans ses décisions, la Régie a considéré les structures de capital d'entreprises privées comparables aux divisions réglementées en termes de risques liés aux activités. De plus, elle a tenu compte de l'opinion de témoins experts. Par exemple, dans le cas du distributeur, l'expert embauché par Hydro-Québec recommandait un pourcentage de capitaux propres se situant dans une fourchette de 35 % à 40 % et celui embauché par des intervenants, un taux de 34 %. La Régie a estimé que les risques d'affaires du distributeur étaient inférieurs à ceux des entreprises comparables et a accordé une structure de capital comprenant 35 % de capitaux propres.

28 Les structures de capital présumées ont été établies dans le cadre du premier dossier tarifaire de chacune des divisions réglementées et elles n'ont pas été modifiées depuis, étant reconduites telles quelles annuellement dans les décisions tarifaires de la Régie.

29 Ainsi, si nous prenons l'exemple du distributeur, selon la structure de capital autorisée, ses capitaux empruntés présumés correspondent à 65 % de la base de tarification autorisée. Le coût des capitaux empruntés qui sera inclus dans ses revenus requis est déterminé en multipliant ces capitaux empruntés présumés par le coût moyen, en pourcentage, de la dette d'Hydro-Québec. La figure 5 illustre ce calcul pour l'année tarifaire 2017.

**Figure 5 Calcul du coût des capitaux empruntés du distributeur pour l'année tarifaire 2017**

Coût des capitaux empruntés	=	65 %	×	Base de tarification	×	Coût moyen de la dette d'Hydro-Québec
433 M\$	=	65 %	×	10 748 M\$	×	6,2 %

## Coût des capitaux propres (bénéfice net réglementé)

30 Le bénéfice net d'une entreprise correspond à l'excédent des produits sur les charges. Cet excédent est aussi la rémunération annuelle de l'actionnaire, qui peut être versée en dividendes ou ajoutée aux capitaux propres de l'entreprise, pour notamment financer des investissements. Dans le cas d'une entreprise à tarifs réglementés, un bénéfice prévu, appelé bénéfice net réglementé, est inclus dans les revenus requis. Le bénéfice net réglementé est aussi appelé **coût des capitaux propres**, car il vise à offrir un rendement sur les fonds propres d'Hydro-Québec immobilisés dans les actifs utilisés pour la prestation des services.

Le coût des capitaux propres se définit, dans la théorie financière, comme la rémunération qu'attend un actionnaire sur son investissement compte tenu du risque assumé.

31 Le coût des capitaux propres qui sera inclus dans les revenus requis se calcule en multipliant les capitaux propres présumés selon la structure de capital autorisée par un taux de rendement sur les capitaux propres déterminé par la Régie. La figure 6 illustre ce calcul pour l'année tarifaire 2017.

**Figure 6 Calcul du coût des capitaux propres du distributeur pour l'année tarifaire 2017**

<b>Coût des capitaux propres</b>	<b>=</b>	<b>35 %</b>	<b>×</b>	<b>Base de tarification</b>	<b>×</b>	<b>Taux de rendement</b>
308 M\$	=	35 %	×	10 748 M\$	×	8,2 %

32 La Régie détermine le taux de rendement sur les capitaux propres en considérant des modèles reconnus dans les domaines financiers et réglementaires. Le tableau 2 présente l'évolution de ce taux pour chacune des divisions depuis 2005, ainsi que le montant total correspondant pour les deux divisions réglementées. Ce montant constitue le bénéfice net réglementé autorisé sur les activités de transport et de distribution d'Hydro-Québec, qui est inclus dans les tarifs facturés. Le bénéfice net réglementé fluctue en fonction du taux de rendement autorisé, mais aussi de l'évolution de la base de tarification.

**Tableau 2 Taux de rendement autorisé sur les capitaux propres et bénéfice net réglementé autorisé correspondant par année**

Rendement autorisé	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux du distributeur (%)	8,7	8,0	7,6	7,7	7,0	7,8	7,3	6,4	6,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Taux du transporteur (%)	8,6	8,6	7,5	7,8	7,6	7,6	7,1	6,4	6,4	8,2	8,2	8,2	8,2
Bénéfice net réglementé autorisé total (M\$)	635	626	593	649	609	652	633	556	553	741	764	777	797

33 De 2005 à 2013, le taux de rendement sur les capitaux propres était mis à jour annuellement, suivant un modèle financier reconnu et autorisé par la Régie, basé notamment sur le taux de rendement sans risque et une prime de risque. Cette prime de risque avait été établie en considérant les risques d'affaires respectifs de chacune des divisions. En 2014, la Régie a autorisé le distributeur et le transporteur à réaliser un rendement sur les capitaux propres de 8,2 %. Sa décision d'élever le taux s'est appuyée sur l'avis de témoins experts, notamment sur l'analyse des rendements accordés et réalisés par des entités présentant des risques d'affaires similaires.



## 2.3 Allocation des coûts et conception des tarifs

34 Une fois les revenus requis établis, un coût de service est alloué à chaque catégorie de consommateurs d'électricité, puis, lors de la conception des tarifs, on établit les structures tarifaires qui permettront de percevoir les revenus prévus. Dans cette section, nous ferons un survol de certains enjeux relatifs à ces deux étapes de l'établissement des tarifs, dont l'interfinancement des tarifs.

### Allocation d'un coût de service par catégorie de consommateurs

35 L'allocation des coûts consiste à répartir de façon équitable des coûts fixes et variables entre différentes catégories de consommateurs sur la base de méthodes approuvées par la Régie. Ainsi, le **coût du service**, qui inclut le rendement sur la base de tarification, est réparti entre les catégories de consommateurs, soit la clientèle résidentielle, les clients généraux (clientèle commerciale, institutionnelle et petits industriels) et grands industriels. En parallèle, les revenus prévus pour chacune des catégories de consommateurs sont établis en appliquant la hausse approuvée par la Régie aux revenus prévus établis en fonction des tarifs en vigueur pour l'année tarifaire en cours.

Le coût du service correspond, avec certains ajustements, aux revenus requis nets des revenus autres que les ventes d'électricité.

36 Le coût du service et les revenus prévus n'étant pas répartis sur la même base, les revenus qu'il est prévu de percevoir auprès d'une catégorie de consommateurs peuvent différer du coût du service alloué. Ainsi, les tarifs d'une catégorie de consommateurs peuvent être fixés à un niveau plus élevé que le coût du service qui lui est alloué afin de financer les tarifs d'une autre catégorie de consommateurs qui profite de tarifs plus bas que le coût du service qui lui est alloué. On parle alors d'interfinancement des tarifs ou de subventions croisées.

37 Au Québec, l'interfinancement des tarifs d'électricité bénéficie à la clientèle résidentielle, c'est-à-dire qu'une partie du coût du service de cette clientèle est absorbée par les tarifs des clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle. Le tableau 3 présente une estimation de l'interfinancement pour 2018. Cette estimation a été calculée à partir de données tirées du document *Répartition du coût du service 2018* déposé à la Régie de l'énergie par le distributeur. On remarque que la clientèle résidentielle bénéficie d'un financement de 888 millions de dollars qui provient des clients généraux à hauteur de 797 millions et des grands industriels à hauteur de 91 millions.

**Tableau 3 Estimation de l'interfinancement des tarifs pour 2018  
(en millions de dollars)**

Catégorie de consommateurs	Revenus prévus <sup>1,2</sup>	Coût de service <sup>2</sup>	Interfinancement
Résidentiels	5 267	6 155	888
Clients généraux	4 179	3 382	(797)
Grands industriels	1 261	1 170	(91)
<b>Total</b>	<b>10 707</b>	<b>10 707</b>	<b>–</b>

1. Ces montants n'incluent pas la provision réglementaire.

2. Ces montants n'incluent pas les revenus des contrats spéciaux. Ils sont présentés nets des revenus autres que les ventes d'électricité et ajustés du rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu.

38 L'interfinancement des tarifs d'électricité favorable à la clientèle résidentielle découle d'une décision historique, qui ne peut être modifiée par la Régie en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. En effet, la loi prévoit que la Régie ne peut pas modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

39 Dans un avis à l'intention du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles daté de juin 2017, la Régie de l'énergie a abordé l'enjeu de l'interfinancement des tarifs d'électricité. Elle constate notamment que bien que cette situation existe dans d'autres administrations, l'écart entre les catégories de consommateurs n'y est pas aussi élevé qu'au Québec.

40 Les solutions proposées afin de réduire l'interfinancement des tarifs d'électricité au Québec requièrent la publication d'un décret du gouvernement indiquant à la Régie de tenir compte de certaines préoccupations économiques, sociales et environnementales ou une modification législative. La réduction de l'interfinancement aurait un effet à la hausse sur les tarifs de la clientèle résidentielle.

## Conception des tarifs

41 La dernière étape du processus d'établissement des tarifs consiste à concevoir les tarifs qui permettront de recouvrer les revenus prévus pour chacune des catégories de consommateurs. Chaque tarif aura sa propre structure, pouvant être composée notamment d'une redevance fixe et de différents prix selon les tranches de consommation. Par exemple, le tarif résidentiel qui est facturé au plus grand nombre de clients, soit le tarif D, est constitué d'un montant fixe, qui correspond à la redevance d'abonnement, et d'un prix qui varie selon le volume d'électricité consommé. L'électricité consommée durant une période de facturation est répartie en deux tranches, la première étant facturée à un prix plus bas que la seconde.

42 En plus de permettre de générer des revenus suffisants, une structure tarifaire vise à transmettre un signal de prix afin que le consommateur soit informé du coût de consommation d'un kilowattheure additionnel. Ce signal lui laisse le choix de maintenir, de réduire ou de reporter sa consommation dans le temps.

43 Plusieurs enjeux entourent l'établissement des structures tarifaires, notamment en ce qui a trait à l'évolution du contexte économique et énergétique. Parmi ceux-ci, il y a l'établissement d'une option de **tarification dynamique**, que la Régie voit comme piste de solution notamment pour diminuer la demande d'électricité en période de pointe. Avec cette option, les consommateurs pouvant déplacer leur consommation d'électricité hors de la période de pointe pourraient réduire leur facture énergétique. À la demande du gouvernement et de la Régie, le distributeur évalue donc la possibilité de proposer des options de tarification dynamique, ce que permet l'infrastructure de mesurage avancé qu'il a mis en place ces dernières années.

44 Les enjeux entourant l'allocation des coûts et la conception des tarifs peuvent avoir des incidences sur les plans économiques et politiques, mais aussi sur l'atteinte des objectifs en matière d'énergie et de prise en considération des principes de développement durable.

La tarification dynamique implique une variation des prix de l'électricité en fonction de différentes périodes (saison, mois, jour, heure, période de pointe ou hors pointe).

## 3 Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

<sup>45</sup> De façon générale, la réglementation des tarifs peut influencer à la fois sur la capacité d'une entité à générer des revenus et sur la période au cours de laquelle ces revenus sont gagnés, et elle peut, dans certaines circonstances, donner lieu à la création d'avantages et d'obligations économiques importants. Afin de refléter ces effets économiques dans leurs états financiers, les entités à tarifs réglementés canadiennes appliquent généralement la « comptabilité des activités à tarifs réglementés ».

<sup>46</sup> Dans cette section, nous nous intéresserons aux effets de la comptabilité des activités à tarifs réglementés et de la réglementation sur les états financiers d'Hydro-Québec.

### 3.1 Aperçu du traitement comptable

<sup>47</sup> Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis), lesquels prévoient une norme sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Ces principes reconnaissent que la réglementation des tarifs peut avoir pour effet de modifier le moment où certaines opérations sont comptabilisées dans les résultats et ainsi donner lieu à la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires.

### Exigences d'application

<sup>48</sup> En vertu des PCGR des États-Unis, la comptabilité des activités à tarifs réglementés s'applique lorsque les trois critères suivants sont remplis :

- les tarifs des services réglementés fournis aux clients sont établis ou approuvés par un organisme de réglementation tiers indépendant, ou par le conseil d'administration de l'entité à tarifs réglementés si ce dernier est habilité par la loi à établir des tarifs qui lient les clients ;
- les tarifs réglementés sont déterminés de façon à permettre le recouvrement du coût des services fournis ;
- il est raisonnable de supposer que des tarifs permettant de recouvrer le coût des services seront facturés à la clientèle et que les montants en cause pourront être perçus, compte tenu de la demande des services et de la concurrence directe et indirecte.

49 Dans le cas des activités d'Hydro-Québec liées au transport et à la distribution d'électricité au Québec, ces critères sont satisfaits compte tenu du cadre légal et réglementaire décrit précédemment. Ainsi, Hydro-Québec comptabilise des actifs et des passifs réglementaires dans ses états financiers lorsque certains critères sont remplis.

50 Un actif réglementaire est comptabilisé lorsqu'on juge probable le recouvrement, dans les tarifs futurs, de certains coûts admissibles engagés. En d'autres termes, il doit être probable que l'organisme de réglementation intègre ces coûts dans les revenus requis futurs.

51 De même, un passif est comptabilisé lorsqu'il est probable qu'une entité à tarifs réglementés doive remettre des montants à la clientèle ou lorsque des coûts ont été recouverts dans les tarifs alors qu'ils seront engagés ultérieurement.

## Exemple de comptabilité des activités à tarifs réglementés

52 Afin d'illustrer les effets de la comptabilisation d'un actif réglementaire, prenons l'exemple d'un **compte de frais reportés** autorisé à Hydro-Québec TransÉnergie en 2016. Il s'agit d'un compte pour les montants liés au devancement du projet de remplacement d'un modèle de disjoncteurs considéré à risque pour la sécurité des personnes et des biens.

53 Dans sa décision, la Régie a autorisé le transporteur à réaliser des travaux urgents pour le remplacement des disjoncteurs visés et à inscrire dans un compte de frais reportés tous les frais liés à ces travaux. Le compte de frais reportés a permis de capter les charges qui n'avaient pas été prévues dans les revenus requis de 2016, soit principalement l'amortissement accéléré des disjoncteurs à risque remplacés. De plus, la Régie a autorisé que le montant des charges cumulées dans ce compte de frais reportés soit inclus dans les revenus requis d'années tarifaires futures sur une période de cinq ans.

54 La figure 7 illustre les effets de la comptabilité des activités à tarifs réglementés sur les résultats financiers d'Hydro-Québec en 2016 et en 2017, pour les charges engagées en 2016 relatives au remplacement du modèle de disjoncteurs, qui n'avaient pas été prévues dans les revenus requis de 2016.

Selon les pratiques de la Régie, le terme *compte de frais reportés* désigne à la fois des comptes d'écarts, notion présentée plus loin, et des comptes permettant de cumuler certains coûts non prévus dans les revenus requis de l'année tarifaire à laquelle ils se rapportent, comme celui relatif au remplacement des disjoncteurs dont il est question ici.

**Figure 7 Exemple de comptabilité des activités à tarifs réglementés sur les états financiers**

SANS COMPTABILITÉ DES ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS					
Enregistrement comptable			État des résultats	Bilan	
2016	1	Charge d'amortissement	51 \$	Immobilisations	(51) \$
		<i>Effet sur le bénéfice net</i>	<i>(51) \$</i>		
2017	2	Produits (transport d'électricité)	10,2 \$	Banque / Compte à recevoir	10,2 \$
		<i>Effet sur le bénéfice net</i>	<i>10,2 \$</i>		
AVEC COMPTABILITÉ DES ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS					
			État des résultats	Bilan	
2016	1.	Charge d'amortissement	51 \$	Immobilisations	(51) \$
	<b>1.1</b>	<b>Charge d'amortissement</b>	<b>(51) \$</b>	<b>Actif réglementaire</b>	<b>51 \$</b>
		<i>Effet sur le bénéfice net</i>	<i>- \$</i>		
2017	2	Produits (transport d'électricité)	10,2 \$	Banque / Compte à recevoir	10,2 \$
	<b>2.1</b>	<b>Charge d'amortissement</b>	<b>10,2 \$</b>	<b>Actif réglementaire</b>	<b>(10,2) \$</b>
		<i>Effet sur le bénéfice net</i>	<i>- \$</i>		

**Description des enregistrements comptables**

- Réduction de la durée de vie utile des immobilisations au moment de la prise de décision de remplacer le modèle de disjoncteurs.
- 1.1 Comptabilisation du report réglementaire (à l'encontre de la charge d'amortissement) et de l'actif réglementaire à la suite de la décision de la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés relatif aux charges liées au remplacement des disjoncteurs.**
- Selon la décision de la Régie, l'actif réglementaire comptabilisé en 2016 sera amorti sur cinq ans. Un cinquième du montant est donc ajouté aux revenus requis du transporteur pour l'année tarifaire 2017.
- 2.1 L'actif réglementaire est amorti du montant perçu dans les tarifs de l'exercice, selon la période d'amortissement prévue par la Régie, soit cinq ans dans ce cas.**

■ Les enregistrements en noir correspondent à ceux de la comptabilité générale.

■ Les enregistrements en bleu correspondent à ceux de la comptabilité des activités à tarifs réglementés.

55 On constate dans la figure 7 que la comptabilité des activités à tarifs réglementés permet de différer l'effet de certaines charges afin de les comptabiliser au moment où les revenus afférents seront perçus dans les tarifs, ce qui diminue la volatilité du bénéfice net.

56 En contrepartie d'un actif ou d'un passif réglementaire, un report réglementaire est comptabilisé dans l'état des résultats. Ce dernier n'est pas présenté distinctement, mais Hydro-Québec le comptabilise à l'encontre des charges visées par le report.

## Période prévue d'amortissement

57 La période d'amortissement prévue des actifs et des passifs réglementaires est une information importante des états financiers d'une entité, car elle permet de connaître la période au cours de laquelle ces actifs et ces passifs réglementaires seront recouverts ou réglés, et donc les années tarifaires qui seront touchées. La période d'amortissement est déterminée par la Régie, qui tente d'éviter des fluctuations importantes de tarifs et de favoriser l'**équité intergénérationnelle**.

L'équité intergénérationnelle est un principe de développement durable considéré par la Régie dans ses décisions. En vertu de ce principe, la Régie veut établir des tarifs qui permettent d'apparier les coûts aux bonnes générations de clients.

## 3.2 Effets sur les états financiers consolidés d'Hydro-Québec

58 Le bilan consolidé d'Hydro-Québec présente des actifs et des passifs qui sont comptabilisés en raison de la réglementation des tarifs. Dans cette section, nous présenterons ces actifs et ces passifs, ainsi que leurs effets sur les états financiers et sur les tarifs d'électricité.

### Actifs réglementaires

59 Le tableau 4 présente les actifs réglementaires comptabilisés dans le bilan consolidé d'Hydro-Québec en 2016 et 2017.

**Tableau 4 Actifs réglementaires (en millions de dollars)**

Actifs réglementaires	Période prévue d'amortissement	2017	2016
Avantages sociaux futurs	À partir de 2018 <sup>1</sup>	3 667	3 122
Coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique	2018-2027	572	684
Coûts liés à une entente de suspension	2018-2021	482	482
Coûts liés au projet de remplacement des disjoncteurs de modèle PK	2018-2021	99	51
Frais de développement	2018-2022	16	16
Autres	2018-2047	5	5
<b>Total</b>		<b>4 841</b>	<b>4 360</b>

1. Des précisions concernant la période prévue d'amortissement de cet actif sont fournies aux paragraphes 61 à 63.

Source : États financiers consolidés d'Hydro-Québec au 31 décembre 2017.

## Actif réglementaire relatif aux avantages sociaux futurs

Les pertes actuarielles du régime de retraite et des autres régimes découlent des variations de la valeur de l'obligation au titre des prestations projetées et des actifs du régime, qui sont causées par les écarts entre les résultats réels et les prévisions établies et par les modifications des hypothèses actuarielles.

La méthode du corridor prévoit qu'un montant au titre de la perte actuarielle est amorti si la perte actuarielle nette non amortie au début de l'exercice excède 10 % de la valeur des obligations au titre des prestations projetées ou 10 % de la valeur liée au marché de l'actif du régime, le plus élevé des deux montants étant retenu.

L'amortissement correspond à l'excédent divisé par la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs, qui est de 13 ans au 31 décembre 2017 pour le régime de retraite d'Hydro-Québec.

60 L'actif réglementaire le plus important est celui relatif aux avantages sociaux futurs. Il est principalement composé de la quote-part des activités de transport et de distribution dans les soldes non amortis des **pertes actuarielles nettes** du régime de retraite et des autres régimes. Il s'agit d'un actif réglementaire, car la Régie a autorisé que le coût des avantages sociaux futurs du personnel inclus dans les revenus requis soit établi conformément aux PCGR des États-Unis.

61 Les PCGR des États-Unis permettent que les gains et les pertes actuariels soient initialement comptabilisés dans le résultat étendu, puis amortis et reclassés dans l'état consolidé des résultats. Ainsi, les pertes actuarielles nettes relatives aux activités de transport et de distribution seront, lors de leur amortissement, incluses dans le coût des avantages sociaux futurs autorisé dans les revenus requis des divisions réglementées, ce qui justifie la création de l'actif réglementaire.

62 Hydro-Québec utilise la **méthode du corridor** pour déterminer l'amortissement des pertes actuarielles nettes, qui est l'amortissement minimal prévu par les PCGR des États-Unis. Cette méthode limite la volatilité du coût des avantages sociaux futurs. De plus, elle permet d'étaler la constatation des écarts actuariels dans le résultat sur une plus longue période, et par conséquent de reporter la perte actuarielle et son effet sur les revenus requis.

63 En 2017, un montant de 156 millions de dollars a été enregistré dans l'état des résultats au titre de l'amortissement des pertes actuarielles nettes du régime de retraite et des autres régimes relatifs aux activités réglementées. Ce montant a été récupéré dans les tarifs de transport et de distribution d'électricité.

64 Contrairement aux comptes de frais reportés, la comptabilisation de cet actif réglementaire n'entraîne pas d'effet immédiat sur le bénéfice net, mais modifie la configuration du bilan consolidé d'Hydro-Québec. En effet, la quote-part des activités réglementées dans les soldes non amortis des pertes actuarielles nettes est présentée dans l'actif plutôt que dans les capitaux propres.

65 L'effet sur les tarifs de cet actif réglementaire se limite à l'inclusion dans les revenus requis de la quote-part annuelle des divisions réglementées dans l'amortissement des pertes actuarielles nettes. Cet amortissement est tributaire de l'évolution des hypothèses actuarielles. Selon l'évolution de ces dernières, le solde de l'actif réglementaire lui-même fluctue, pouvant diminuer si des gains actuariels surviennent.



## Autres actifs réglementaires

66 Les autres actifs réglementaires sont des comptes de frais reportés qui cumulent des coûts admissibles déjà comptabilisés dans les états financiers, qui seront récupérés dans les tarifs d'années futures. Au moment où ces coûts seront récupérés dans les tarifs, la charge sera constatée dans les états financiers par l'amortissement de l'actif réglementaire. L'exemple du compte de frais reportés pour les coûts liés au remplacement de disjoncteurs, présenté précédemment, illustre l'effet de ces actifs réglementaires sur les états financiers.

67 Ces actifs réglementaires totalisaient 1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2017 et ils seront en quasi-totalité récupérés sur une période inférieure à 10 ans.

68 Il est peu probable que leur intégration dans les tarifs futurs ait un effet significatif, car l'amortissement des actifs les plus importants a déjà débuté. En effet, les tarifs actuels prévoient déjà une charge d'amortissement similaire à celle qui sera intégrée dans les tarifs futurs. Par exemple, pour les coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique, un amortissement de 144 millions de dollars a été inclus dans les revenus requis du distributeur en 2017. De la même façon, les **coûts liés à une entente de suspension** sont inclus annuellement dans les achats d'électricité considérés pour établir les revenus requis du distributeur.

Les coûts liés à une entente de suspension représentent la compensation financière que doit payer le distributeur pour suspendre la livraison d'énergie de la centrale au gaz naturel de Bécancour, en vertu d'ententes conclues avec TransCanada Énergie. La Régie a autorisé le report et la récupération de ces coûts dans les tarifs futurs, ce qui a donné lieu à la création d'un actif réglementaire.

## Passifs réglementaires

69 Le tableau 5 présente les passifs réglementaires comptabilisés dans le bilan consolidé d'Hydro-Québec en 2016 et 2017.

**Tableau 5 Passifs réglementaires (en millions de dollars)**

Passifs réglementaires	Période prévue d'amortissement	2017	2016
Amortissement des immobilisations corporelles	2018-2115	351	361
Coûts des services passés au titre du régime de retraite	2018-2022	15	20
<b>Total</b>		<b>366</b>	<b>381</b>

Source : États financiers consolidés d'Hydro-Québec au 31 décembre 2017.

70 Les passifs réglementaires qui avaient un solde résiduel au 31 décembre 2017 sont des coûts qui ont déjà été récupérés dans les tarifs, mais qui seront comptabilisés dans les états financiers ultérieurement. Le solde de ces passifs se renversera progressivement au même rythme que la comptabilisation de la charge correspondante dans les états financiers.

71 Prenons l'exemple de l'amortissement des immobilisations corporelles, pour lequel un montant de 351 millions était comptabilisé au 31 décembre 2017. Ce passif réglementaire découle de la considération, aux fins tarifaires, d'une charge d'amortissement de certaines immobilisations corporelles plus élevée que celle comptabilisée dans les états financiers consolidés de 2012 jusqu'au 9 juillet 2015. Avec la comptabilité des activités à tarifs réglementés, cette situation entraîne la comptabilisation d'un passif réglementaire, qui sera amorti au même rythme que les immobilisations corporelles visées. L'incidence est comptable, sans effet sur les tarifs futurs.

## Comptes d'écarts

72 Dans ses décisions, la Régie a reconnu que certaines catégories de coûts servant à calculer les revenus requis, de même que l'effet des variations de température sur les revenus, sont imprévisibles ou hors du contrôle direct du distributeur et du transporteur. Elle a autorisé la création de comptes pour capter les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus de ces éléments, écarts qui seront récupérés ou recouverts dans les tarifs futurs. Ces comptes d'écarts sont comptabilisés à titre d'actifs et de passifs financiers liés à la réglementation des tarifs.

73 Le tableau 6 présente les actifs et les passifs financiers liés à la réglementation des tarifs dans le bilan consolidé d'Hydro-Québec en 2016 et en 2017. Ceux-ci ne sont pas comptabilisés spécifiquement en vertu de la comptabilité des activités à tarifs réglementés, mais découlent de la réglementation des tarifs.

**Tableau 6 Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs  
(en millions de dollars)**

Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs	Période prévue d'amortissement	2017	2016
Écarts dans les coûts d'approvisionnement en électricité	2018-2019	(40)	(20)
Écarts de revenus liés aux aléas climatiques	2018-2023	(1)	176
Écarts dans le coût de retraite	2018-2019	(38)	(45)
Écarts de rendement à partager avec la clientèle	2019	(45)	–
Écarts liés aux modifications à la norme ASC 715, <i>Compensation – Retirement Benefits</i>	2018-2019	(42)	–
Écarts dans la charge liée aux activités de Transition Énergétique Québec	–	–	19
Autres	Diverses périodes	14	32
<b>Total</b>		<b>(152)</b>	<b>162</b>

Sources : États financiers consolidés d'Hydro-Québec au 31 décembre 2017 et Régie de l'énergie du Québec pour la période prévue d'amortissement.

74 Afin d'illustrer le mécanisme des comptes d'écarts, prenons l'exemple des écarts de revenus liés aux aléas climatiques. On sait que les revenus des ventes d'électricité du distributeur fluctuent en fonction des aléas climatiques, c'est-à-dire que la demande d'électricité est influencée par les températures extérieures, principalement en raison du chauffage. Puisque le distributeur se base sur un historique de températures normalisées pour établir les prévisions de sa demande tarifaire, les tarifs autorisés par la Régie ne peuvent pas refléter les conditions climatiques exceptionnelles qui peuvent se produire. En l'absence de tout mécanisme, cette situation entraînerait des revenus supérieurs à ceux prévus lorsque l'hiver est plus froid que la normale et des revenus inférieurs lorsqu'il est plus doux.

75 La Régie a donc autorisé la création de comptes d'écarts pour y porter les écarts entre le montant réel de certains éléments spécifiques, comme les revenus liés aux aléas climatiques, et le montant prévu dans les dossiers tarifaires. Ces écarts seront ultérieurement intégrés dans les tarifs selon des modalités de disposition autorisées par la Régie, généralement sur une période allant d'un an à cinq ans. Parmi les coûts de nature imprévisible pour lesquels la Régie a autorisé la création d'un compte d'écarts, outre les revenus liés aux aléas climatiques, notons les coûts d'approvisionnement en électricité et les coûts de la retraite du personnel.

76 Les comptes d'écarts diminuent les risques d'affaires du distributeur et du transporteur, car ils font en sorte que la clientèle assume le risque lié à certains coûts et aux aléas climatiques, en ne payant ni plus ni moins que le coût réel, ce qui se traduira par des augmentations ou les diminutions de tarifs futurs.

77 En résumé, la comptabilité des activités à tarifs réglementés permet de refléter dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec les effets de la réglementation des tarifs.

## 4 Sujets d'intérêt liés aux tarifs d'électricité

### 4.1 Écarts de rendement

L'efficacité se définit comme le rapport entre les biens produits ou les services livrés, et les ressources utilisées pour le faire. Par exemple, selon les documents d'Hydro-Québec déposés par le distributeur dans sa demande tarifaire 2016-2017, le projet Lecture à distance aurait permis des gains d'efficacité cumulatifs de 71,2 millions de dollars en 2016.

78 Les écarts de rendement d'Hydro-Québec ont retenu l'attention au cours des dernières années. Plusieurs idées ont été véhiculées concernant leur origine. Hydro-Québec parle de gains d'**efficacité** qui auraient réduit les charges au-delà de celles autorisées par la Régie de l'énergie et d'écarts de prévision, alors que d'autres prétendent qu'il s'agit d'erreurs de prévision.

79 Afin d'y voir plus clair, nous présentons dans cette section une analyse de ce qui compose les écarts de rendement historiques. De plus, nous nous sommes intéressés aux mesures prises par la Régie de l'énergie au fil des décisions tarifaires, ainsi qu'aux caractéristiques d'autres entités canadiennes comparables à Hydro-Québec.

### Analyse des écarts de rendement

#### Calcul des écarts de rendement

80 Les écarts de rendement correspondent à la différence entre le rendement des capitaux propres réalisé et celui autorisé par la Régie. Ainsi, si nous reprenons les concepts expliqués précédemment, les écarts de rendement annuels sont composés des écarts annuels entre :

- le bénéfice net réglementé autorisé, calculé à partir de la base de tarification réelle, et ;
- le bénéfice net réglementé réel.

81 Le tableau 7 présente le calcul des écarts de rendement du distributeur et du transporteur pour l'année 2016, le détail du calcul des écarts de rendement de l'année 2017 n'étant pas publié au moment de la rédaction de ce rapport. Le bénéfice net réglementé réel du distributeur a été inférieur à celui autorisé d'un montant de 33 millions de dollars, alors que celui du transporteur a été supérieur de 70 millions, pour un écart de rendement total de 37 millions.

**Tableau 7 Calcul des écarts de rendement du distributeur et du transporteur pour l'année 2016**

	Distributeur	Transporteur
Base de tarification réelle	10 772 M\$	18 974 M\$
Taux de rendement autorisé sur les capitaux propres	× 8,2 %	× 8,2 %
Proportion de capitaux propres selon la structure de capital autorisée	× 35 %	× 30 %
<b>Bénéfice net réglementé autorisé ajusté</b>	<b>= 309 M\$</b>	<b>= 467 M\$</b>
Bénéfice net réglementé réel <sup>1</sup>	276 M\$	537 M\$
<b>Écart de rendement par division</b>	<b>(33) M\$</b>	<b>70 M\$</b>
<b>Écart de rendement total</b>	<b>37 M\$</b>	

1. Le bénéfice net réel correspond aux revenus réels, déduction faite des dépenses réelles nécessaires à la prestation du service et du coût des capitaux empruntés présumés calculé avec la base de tarification réelle.

82 Essentiellement, les écarts de rendement sont des écarts entre les revenus, les coûts et la base de tarification réels et ceux prévus pour l'année témoin projetée. Ils constituent une caractéristique inhérente à l'utilisation de l'année témoin projetée comme base d'examen pour la fixation des tarifs. En l'absence d'un mécanisme d'ajustement pour tenir compte des coûts réels dans les tarifs futurs, mécanisme similaire à celui des comptes d'écarts décrit précédemment, ces écarts, positifs ou négatifs, sont conservés ou assumés par le distributeur et le transporteur.

## Écarts de rendement historiques

83 Le tableau 8 présente les écarts de rendement annuels du transporteur et du distributeur, pour les années tarifaires pour lesquelles l'information était disponible, soit de 2005 à 2017.

**Tableau 8 Écarts de rendement de 2005 à 2017**

	Distributeur (M\$)	Transporteur (M\$)	Total (M\$)	Pourcentage des revenus requis (%)	Pourcentage du bénéfice net réglementé autorisé <sup>1</sup> (%)
2005	(35)	76	41	0,3	6,4
2006	(66)	(27)	(93)	(0,7)	(14,9)
2007	10	(57)	(47)	(0,4)	(8,0)
2008	31	40	71	0,5	10,9
2009	108	85	193	1,4	31,7
2010	173	84	257	1,9	39,5
2011	103	73	176	1,3	27,8
2012	115	159	274	2,0	49,4
2013	211	68	279	2,0	50,3
2014	105	55	160	1,1	21,7
2015	11	66	77	0,5	10,1
2016	(33)	70	37	0,2	4,8
2017 <sup>2</sup>	36	54	90	0,6	11,3
<b>Total</b>	<b>769</b>	<b>746</b>	<b>1 515</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Pourcentage moyen</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>0,9</b>	<b>17,6</b>

1. Le bénéfice net réglementé autorisé total de 2005 à 2017 est présenté au tableau 2. Il correspond aussi au rendement autorisé sur les capitaux propres présumés.
2. Les écarts de rendement de 2017 seront partagés avec la clientèle conformément au mécanisme autorisé par la Régie de l'énergie qui s'est appliqué en 2017. Le montant à remettre sous forme de réduction des tarifs futurs est de 45 millions de dollars. Nous traitons du mécanisme de partage aux paragraphes 104 à 109.

84 Le tableau 8 montre que le montant total des écarts de rendement de 2005 à 2017 a été favorable aux divisions, bien que certaines années aient présenté des écarts de rendement négatifs. Pour les années ayant présenté des écarts de rendement négatifs, le coût de la prestation du service, incluant le bénéfice net réglementé autorisé, a été supérieur aux revenus des ventes et du transport d'électricité. Ce manque à gagner a été assumé par les divisions, qui ont alors réalisé un taux de rendement inférieur à celui déterminé par la Régie.

85 On peut aussi constater que de 2005 à 2017, le rendement total du distributeur et du transporteur a excédé de 1,5 milliard de dollars le rendement autorisé. Cela représente en moyenne 0,9 % des revenus requis autorisés et 17,6 % du bénéfice net réglementé autorisé total pour les deux divisions. Ces excédents ont contribué au versement de plus de 1,1 milliard de dollars au gouvernement du Québec sous forme de **dividendes**.

En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, Hydro-Québec verse annuellement des dividendes au gouvernement du Québec jusqu'à concurrence de 75 % de son bénéfice net, sous réserve de l'atteinte d'un taux de capitalisation minimum fixé dans la loi.

## Catégories de prévision à l'origine des écarts de rendement

86 Le tableau 9 montre la répartition par catégories de prévision des écarts de rendement du distributeur et du transporteur de 2005 à 2016 présentés dans le tableau 8. On remarque que les écarts de rendement du distributeur et ceux du transporteur s'expliquent par des écarts dans des catégories de revenus et de coûts différentes.

**Tableau 9 Répartition des écarts de rendement de 2005 à 2016 par catégories de prévision**

Catégorie de prévision	Distributeur		Transporteur	
	M\$	%	M\$	%
Revenus autres que les ventes d'électricité	68	9	–	–
Revenus des ventes d'électricité, nets des achats d'électricité	65	9	–	–
Revenus du service de transport	–	–	28	4
<b>Écart des revenus autorisés sur les revenus réels</b>	<b>133</b>	<b>18</b>	<b>28</b>	<b>4</b>
Charges d'exploitation	339	46	90	13
Amortissement	55	8	140	20
Frais corporatifs <sup>1</sup>	55	8	27	4
Autres charges	37	5	74	11
Coût des capitaux empruntés et des capitaux propres attribuable à la base de tarification	47	6	137	20
Coût des capitaux empruntés attribuable au coût moyen de la dette d'Hydro-Québec	67	9	196	28
<b>Écart des charges et du rendement autorisés sur les charges réelles</b>	<b>600</b>	<b>82</b>	<b>664</b>	<b>96</b>
Écart de rendement de 2017 <sup>2</sup>	36	–	54	–
<b>Total</b>	<b>769</b>	<b>100</b>	<b>746</b>	<b>100</b>

1. Les frais corporatifs sont les coûts de fonctionnement des unités qui offrent des services à Hydro-Québec dans son ensemble, notamment les coûts de la comptabilité et de la gestion des ressources humaines. Ils sont répartis entre les divisions selon une méthode approuvée par la Régie.

2. L'information détaillée permettant d'analyser les écarts de rendement de l'année tarifaire 2017 n'était pas disponible lors de la rédaction de ce rapport.

## Distributeur

87 Les prévisions de charges d'exploitation expliquent une part importante des écarts de rendement du distributeur. Le distributeur attribue les écarts dans ces prévisions à la fois à des gains d'efficacité et à des écarts de prévision.

88 Dans des documents déposés à la Régie, le distributeur a présenté un montant de 130 millions de dollars de gains cumulatifs d'efficacité additionnelle réalisée au-delà de l'efficacité prévue au cours de la période de 2008 à 2016. De ce montant, 80 millions étaient relatifs à l'efficacité additionnelle réalisée en 2013, que le distributeur attribue notamment à la refonte de ses processus à la suite de départs à la retraite. À ce titre, rappelons que dans son budget 2013-2014, le gouvernement du Québec demandait à Hydro-Québec une réduction d'effectifs de 2 000 personnes par attrition.

89 Les gains d'efficacité additionnelle contribuent à réduire les charges d'exploitation prévues pour l'année tarifaire subséquente, puisque le distributeur et le transporteur en tiendront compte lorsqu'ils soumettront leur demande tarifaire. Comme ces gains n'étaient pas prévus dans les revenus requis de l'année où ils se concrétisent, ils ont généré un écart de rendement favorable au distributeur. Ainsi, les gains d'efficacité additionnelle sont des écarts de prévision de l'efficacité projetée pour une année tarifaire donnée.

90 Les écarts de prévision des charges d'exploitation du distributeur s'expliquent aussi par des charges prévues qui ne se sont pas concrétisées. Par exemple, en 2016, le budget alloué par la Régie et prévu dans les revenus requis pour les interventions en efficacité énergétique était de 30 millions de dollars. Pour diverses raisons, notamment le report de certains programmes, les dépenses réelles n'ont été que de 16 millions de dollars, ce qui a contribué à dégager un écart de rendement favorable au distributeur de 14 millions de dollars.

91 Les écarts de rendement du distributeur sont aussi attribuables aux écarts de prévision des **revenus autres que les ventes d'électricité**. Également, ils s'expliquent par les écarts de prévision des revenus des ventes d'électricité nets des achats d'électricité, qui captent essentiellement les écarts de prévision de la demande en électricité. En effet, la variable climatique et l'approvisionnement en électricité font l'objet de comptes d'écarts et par conséquent, les tarifs d'électricité intègrent les revenus et coûts réels liés à ces éléments.

Les revenus autres que les ventes d'électricité sont déduits des revenus requis pour établir les tarifs du distributeur. Ces revenus ne fluctuent pas en fonction des quantités d'électricité vendues. Ils comprennent notamment les frais d'administration facturés à la clientèle.

## Transporteur

92 Les écarts de rendement du transporteur découlent principalement des écarts constatés sur le coût moyen de la dette d'Hydro-Québec, sur la base de tarification et sur l'amortissement. En ce qui concerne le coût moyen réel de la dette d'Hydro-Québec, soit le taux appliqué aux capitaux empruntés présumés, il s'est globalement avéré inférieur au coût moyen autorisé depuis 2005. Depuis l'année tarifaire 2014, la Régie demande à Hydro-Québec de réviser le coût moyen de la dette utilisé dans ses demandes tarifaires en s'appuyant sur des données plus récentes. Ainsi, depuis 2014, le transporteur considère les données réelles disponibles en novembre de l'année de base.



93 Quant aux prévisions des coûts liés à la base de tarification et de l'amortissement, elles sont liées puisque l'amortissement des immobilisations débute au moment où elles sont mises en service et considérées dans la base de tarification. Ainsi, une base de tarification réelle inférieure à celle autorisée entraîne à la fois un écart sur le coût des capitaux empruntés et des capitaux propres et un écart sur la charge d'amortissement, écarts qui sont favorables au transporteur. Cela peut survenir par exemple lorsqu'il y a des retards dans la mise en service prévue d'immobilisations. Pour réduire ces écarts, le transporteur a mis en place diverses mesures au cours des dernières années, à la demande de la Régie, en vue d'améliorer l'acuité de ses prévisions relatives à la mise en service de ses immobilisations.

94 De 2011 à 2016, la base de tarification du transporteur a été inférieure à celle autorisée par la Régie de façon récurrente, d'en moyenne 240 millions de dollars annuellement, malgré les préoccupations et demandes répétées de la Régie concernant la fiabilité des projections de la base de tarification dans ses décisions tarifaires depuis 2009.

## Mesures prises par la Régie de l'énergie

95 Les écarts de rendement historiques nous ont amenés à nous questionner sur le rôle de la Régie à ce sujet. Dans cette section, nous analysons les ajustements des revenus requis exigés par la Régie, lorsqu'elle remet en question les prévisions soumises par Hydro-Québec dans ses demandes tarifaires. Par la suite, nous présentons le mécanisme de partage des écarts de rendement établi par la Régie en mars 2014.

### Ajustements des revenus requis exigés par la Régie

96 Lors du dépôt des demandes tarifaires, la Régie analyse les revenus requis demandés par les divisions réglementées et elle peut exiger des ajustements. Les ajustements entre les revenus requis demandés et les revenus requis que la Régie approuvera peuvent découler de la mise à jour de certaines données, de modifications aux modalités de disposition de comptes d'écarts ou de réductions imposées par la Régie à la suite de ses analyses. Ainsi, nous nous sommes intéressés dans cette section aux ajustements exigés par la Régie dans les dossiers tarifaires de 2009 à 2017. Nous avons ciblé ces années, car les écarts de rendement favorables à Hydro-Québec ont pris de l'importance à partir de 2009.

97 Les réductions imposées par la Régie peuvent être spécifiques à un élément de coût en particulier, par exemple, le refus d'inclure un montant supplémentaire de 22 millions de dollars pour une maintenance additionnelle préventive dans les revenus requis pour 2016 du transporteur. Dans ce cas, la Régie a considéré que la demande du transporteur n'était pas appuyée par une justification économique convaincante et a demandé qu'il lui fournisse une preuve spécifique complète à cet égard dans son prochain dossier tarifaire.

98 La Régie peut aussi imposer des réductions globales de la base de tarification ou d'une catégorie de charges, que ce soit la masse salariale, les charges d'exploitation ou l'amortissement. Pour ce faire, elle tient compte, notamment, de l'historique des charges réelles des années précédentes.

99 Le tableau 10 présente une estimation des ajustements exigés par la Régie qui ont entraîné des réductions des revenus requis de 2009 à 2017. L'objectif de l'estimation est de donner un ordre de grandeur des réductions exigées par rapport aux écarts de rendement réalisés. Afin d'estimer ces ajustements, nous avons exclu les ajustements découlant de modifications aux modalités de disposition de comptes d'écarts, puisque l'incidence de ceux-ci n'est que de devancer ou de reporter la période sur laquelle des montants reconnus à des fins tarifaires seront récupérés.

**Tableau 10 Écarts de rendement et estimation des réductions annuelles des revenus requis exigées par la Régie de 2009 à 2017 (en millions de dollars)**

	Distributeur		Transporteur	
	Ajustements exigés <sup>1</sup>	Écart de rendement	Ajustements exigés <sup>1</sup>	Écart de rendement
2009	29	108	58	85
2010	12	173	10	84
2011	21	103	23	73
2012	46 <sup>2</sup>	115	20	159
2013	99	211	8	68
2014	68	105	25	55
2015	73	11	28	66
2016	62	(33)	68	70
2017	47	36	17	54
<b>De 2009 à 2017</b>	<b>457</b>	<b>829</b>	<b>257</b>	<b>714</b>
De 2005 à 2008 <sup>3</sup>		(60)		32
<b>Total</b>		<b>769</b>		<b>746</b>
<b>Moyenne annuelle de 2009 à 2017</b>	<b>51</b>	<b>92</b>	<b>29</b>	<b>79</b>

1. Afin d'estimer les réductions aux revenus requis, nous avons tenu compte des ajustements entre les montants demandés et ceux autorisés par la Régie, en excluant les ajustements relatifs aux changements de référentiels comptables, à la mise à jour du taux de rendement sur les capitaux propres et du coût moyen de la dette, à la modification de modalités d'amortissement de comptes d'écarts et aux projets non encore autorisés. Pour le distributeur, la réduction présentée exclut la mise à jour du coût du service de transport.

2. Ce montant comprend un montant de 10 millions de dollars correspondant à une hausse de la prévision des revenus autres que les ventes d'électricité exigée par la Régie. Les revenus autres que les ventes d'électricité sont portés en diminution des revenus requis lors de l'établissement des tarifs.

3. Les réductions exigées au cours de cette période n'ont pas été analysées.

100 La Régie a imposé des réductions annuelles moyennes des revenus requis aux fins de fixation des tarifs d'électricité en réduisant les charges et la base de tarification prévus par Hydro-Québec, de 51 et de 29 millions respectivement pour le distributeur et le transporteur dans les dossiers tarifaires de 2009 à 2017.

101 La Régie a réduit les dépenses prévues en se basant sur l'information qui lui a été fournie par Hydro-Québec, notamment les dépenses historiques pour chacune des catégories. Elle a aussi demandé l'application d'une **formule paramétrique** pour examiner l'évolution de certaines charges d'exploitation selon une approche globale.

102 Par ailleurs, un rapport d'expert présenté à la Régie mentionne qu'une des faiblesses d'une réglementation basée sur le coût du service est que « l'organisme de réglementation se trouve désavantagé lorsqu'il tente de déterminer si les dépenses sont réellement nécessaires. Le service public a accès à beaucoup plus d'information que l'organisme de réglementation ».

103 La réglementation incitative, dont nous traiterons plus loin, modifiera la façon de fixer les coûts pouvant être inclus dans les revenus requis, car un plus grand nombre d'entre eux seront établis à l'aide d'une formule d'indexation préétablie.

La formule paramétrique est un outil de référence qui ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise à en faciliter l'appréciation globale. Elle permet de fixer une attente pour certaines charges d'exploitation, à partir des charges historiques et de divers paramètres fixés par la Régie, tels l'inflation et un facteur de productivité.

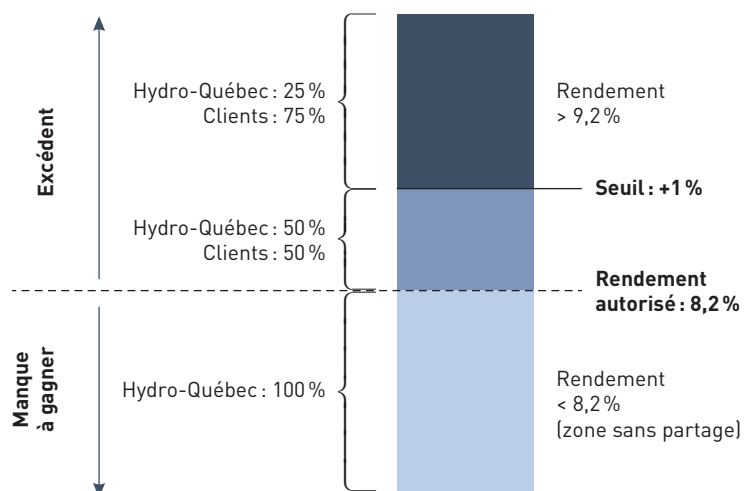
## Mécanisme de partage des écarts de rendement

104 Compte tenu des préoccupations de la Régie concernant les écarts de rendement réalisés par le transporteur et le distributeur, ces deux divisions ont déposé, en 2013, une demande d'approbation d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement, visant le partage des écarts de rendement avec la clientèle. Les dates clés relatives à la création de ce mécanisme sont présentées à l'annexe 2. Nous présentons dans cette section ses principales caractéristiques autorisées par la Régie.

105 Un mécanisme de partage des écarts de rendement permet de répartir entre les clients et l'entreprise de service public les écarts entre le rendement des capitaux propres réalisé et le rendement autorisé par la Régie, selon une formule établie. Les ventes d'électricité au Québec étant réalisées par le distributeur, cela signifie qu'avec un mécanisme de partage, ses écarts de rendement devront être partagés avec les consommateurs d'électricité québécois. De même, étant donné que le coût de transport des besoins de la clientèle québécoise compte pour environ 88 % des revenus requis du transporteur, la majeure partie de ses écarts de rendement sera aussi partagée avec les consommateurs d'électricité du Québec.

106 La figure 8 présente les principales caractéristiques du mécanisme autorisé par la Régie en 2014. Le partage est asymétrique : tout manque à gagner devra être assumé par le transporteur et le distributeur, alors que tout excédent devra être partagé avec la clientèle. Le partage des excédents se fera à parts égales entre les divisions réglementées d'Hydro-Québec et leur clientèle pour le premier pourcentage d'écart, alors que tout rendement excédentaire sera remis à hauteur de 75 % à la clientèle et de 25 % aux divisions.

**Figure 8** Partage des écarts de rendement selon le mécanisme autorisé par la Régie en 2014<sup>1</sup>



1. Cette figure est inspirée de celle présentée par Hydro-Québec et ajustée pour refléter la décision D-2014-034 de la Régie de l'énergie du Québec.

107 Selon la décision de la Régie, le mécanisme autorisé devait s'appliquer à compter de l'année tarifaire 2014. Toutefois, dans son budget 2014-2015, le ministre des Finances a annoncé en juin 2014 que des modifications législatives seraient apportées afin de suspendre l'application de ce mécanisme jusqu'à ce que l'équilibre budgétaire soit atteint et de prévoir qu'Hydro-Québec conservera tout écart de rendement. Ce report est une des mesures prévues par la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016*, sanctionnée en avril 2015. L'équilibre budgétaire, au sens de la *Loi sur l'équilibre budgétaire*, a été atteint pour l'exercice financier du gouvernement terminé le 31 mars 2016. Ainsi, le mécanisme s'applique pour la première fois aux écarts de rendement de l'année tarifaire 2017.

108 Le tableau 11 présente les montants qui auraient été remis à la clientèle sous forme de réduction des tarifs futurs si l'application du mécanisme n'avait pas été reportée. Suivant les modalités autorisées par la Régie, les montants à remettre liés aux écarts de rendement de l'année 2014 auraient été considérés dans les revenus requis de l'année 2016. Toute chose étant égale par ailleurs, cela aurait eu pour effet une diminution des tarifs de 0,3 %, alors qu'une hausse de 0,7 % a été autorisée. Notre calcul prend pour hypothèse qu'environ 88 % de l'écart de rendement du transporteur est attribuable à l'alimentation en électricité de la clientèle du distributeur, qui est le principal client du transporteur. Précisons que l'écart de rendement du transporteur sera partagé à 100 % avec sa clientèle, qui comprend, outre le distributeur, principalement Hydro-Québec Production dans ses activités d'exportation d'électricité.

**Tableau 11** Montants qui auraient été remis à la clientèle, par une réduction des tarifs futurs, si l'application du mécanisme de partage n'avait pas été reportée (en millions de dollars)

	Distributeur	Transporteur	Total
2014	70	28	98
2015	6	36	42
2016	–	38	38
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>102</b>	<b>178</b>

<sup>109</sup> La décision de reporter l'application du mécanisme a permis à Hydro-Québec de réaliser des bénéfices supplémentaires de 178 millions de dollars de 2014 à 2016 et ainsi de verser des dividendes supplémentaires de 134 millions au gouvernement pour cette période. Ce montant représente 1,9 % du total des dividendes déclarés pour ces trois années, montant qui s'élève à 7,04 milliards.

## Comparaison avec d'autres entités à tarifs réglementés

<sup>110</sup> Comme nous l'avons noté précédemment, le distributeur et le transporteur ont conservé les montants des écarts de rendement réalisés et en ont remis une partie sous forme de dividendes au gouvernement du Québec, actionnaire unique d'Hydro-Québec. Dans cette section, nous nous intéressons au cadre réglementaire de deux entreprises publiques d'autres provinces canadiennes, et plus particulièrement au traitement des écarts de rendement.

### Ailleurs au Canada

<sup>111</sup> Comme nous l'avons souligné dans la mise en contexte, la structure du marché de l'électricité diffère d'une province à l'autre. Hydro-Québec étant une entreprise publique, il est intéressant de comparer sa situation, à titre de distributeur d'électricité, avec celle d'autres entreprises publiques canadiennes du même secteur d'activité. Les entités comparées à Hydro-Québec, qui ont été choisies en fonction de l'importance de leur nombre d'abonnements, sont les suivantes :

- BC Hydro and Power Authority (Colombie-Britannique)
- Hydro One Networks inc. (Ontario)

112 La distribution et le transport d'électricité sont des activités réglementées dans les trois provinces, et les tarifs y sont fixés par un organisme de réglementation. L'annexe 3 présente une comparaison sommaire de la structure du marché de l'électricité dans les trois provinces, ainsi que le type de réglementation exercée par l'organisme de réglementation.

113 En Colombie-Britannique, tout comme au Québec, le marché de l'électricité est dominé par une entreprise publique, qui produit quasi exclusivement de l'hydroélectricité. La production d'électricité des deux provinces est ouverte à la concurrence sur les marchés de gros et prévoit la fourniture d'un bloc d'électricité à faible coût.

114 En Ontario, le marché de l'électricité se distingue de celui des deux autres provinces notamment par la présence d'un opérateur de système indépendant, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, qui assure l'équilibre entre l'offre et la demande de l'électricité. Deux entreprises publiques sont des joueurs importants du marché, soit Ontario Power Generation inc., qui produit de l'électricité principalement à partir de centrales nucléaires et hydroélectriques, et Hydro One Networks inc., le plus important transporteur et distributeur d'électricité de la province.

115 Certaines caractéristiques spécifiques aux activités de distribution de chacune des entreprises comparées sont présentées ci-dessous. Pour BC Hydro, les données présentées concernent à la fois les activités de production, de transport et de distribution, car celles-ci ne sont pas gérées par des divisions distinctes.

	<b>Hydro-Québec (distribution)</b>	<b>Hydro One<sup>1</sup> (distribution)</b>	<b>BC Hydro<sup>2</sup> (production, transport et distribution)</b>
<b>Nombre d'abonnements</b>	4,3 millions <sup>3</sup>	1,3 million <sup>3</sup>	2 millions <sup>4</sup>
<b>Structure de propriété</b>	Gouvernement 100 %	Gouvernement 47,4 % <sup>3</sup> Actionnaires minoritaires 52,6 % <sup>3</sup>	Gouvernement 100 %
<b>Taux de rendement sur les capitaux propres autorisé<sup>5</sup></b>	8,2 %	9 %	11,23 %
<b>Structure de capital autorisée<sup>5</sup></b>	Dette : 65 % Capitaux propres : 35 %	Dette : 60 % Capitaux propres : 40 %	Dette : 70 % Capitaux propres : 30 %
<b>Tarif d'électricité résidentiel estimatif</b>	8,15 ¢/kWh <sup>6</sup>	14,56 ¢/kWh <sup>7</sup>	12,18 ¢/kWh <sup>6</sup>

<b>Écarts de rendement historiques</b>	Voir tableau 7	De 2012 à 2016, le rendement a été inférieur au rendement autorisé	Du 1 <sup>er</sup> avril 2011 au 31 mars 2017, les écarts de rendement cumulatifs sont négatifs (16 M\$)
<b>Partage des écarts de rendement</b>	Mécanisme prévu depuis l'année tarifaire 2014; application à partir de l'année tarifaire 2017	Aucun mécanisme prévu dans la réglementation incitative sur mesure autorisée pour la période de 2015 à 2017	Aucun mécanisme prévu jusqu'à l'année tarifaire se terminant le 31 mars 2019

1. À moins d'indication contraire, les données sont tirées du *Rapport annuel 2017 d'Hydro One Limited*, de documents déposés par Hydro One Networks à la Commission de l'énergie de l'Ontario et de la décision EB-2013-0416/EB-2014-0247 rendue par celle-ci.
2. À moins d'indication contraire, les données sont tirées du document *British Columbia Hydro and Power Authority – 2016/2017 Annual Service Plan Report*, de documents déposés par BC Hydro à la British Columbia Utilities Commission et de la décision G-47-18 rendue par celle-ci.
3. Au 31 décembre 2017.
4. Au 31 mars 2017.
5. Pour une année témoin, soit du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2018 concernant Hydro-Québec et Hydro One, et du 1<sup>er</sup> avril 2018 au 31 mars 2019 concernant BC Hydro.
6. Tarif incluant les taxes de vente [tiré de la publication d'Hydro-Québec *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines* pour les tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017, et ajusté pour la hausse moyenne autorisée à partir du 1<sup>er</sup> avril 2018].
7. Tarif moyen incluant les taxes des ventes en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2017 estimé à l'aide du calculateur de facture de la Commission de l'énergie de l'Ontario, pour une consommation mensuelle de 1000 kWh en zone résidentielle urbaine. Ce tarif tient compte de la réduction de l'ordre de 25 % prévue par la *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables* du gouvernement de l'Ontario. Étant donné que les tarifs sont différents selon l'heure de consommation, il s'agit d'un tarif moyen hypothétique calculé.

## Partage des écarts de rendement

116 La comparaison permet de constater qu'aucun mécanisme de partage des écarts de rendement n'a été intégré au cadre réglementaire pour l'établissement des tarifs d'Hydro One de 2015 à 2017 et qu'il n'y en aura aucun pour les tarifs de BC Hydro jusqu'à l'année tarifaire se terminant le 31 mars 2019. Toutefois, ces entreprises n'ont pas réalisé d'excédents de rendement significatifs de 2012 à 2016 (31 mars 2017 pour BC Hydro), leur rendement ayant généralement été inférieur au rendement autorisé.

117 Par ailleurs, la comparaison montre que les conditions du service d'électricité sont demeurées avantageuses pour les consommateurs d'électricité du Québec. En effet :

- les tarifs d'électricité résidentiels moyens d'Hydro-Québec sont les plus bas des trois entreprises comparées, ceux de BC Hydro et d'Hydro One étant, respectivement, 49 % et 79 % plus élevés (au 1<sup>er</sup> avril 2018) ;
- la hausse moyenne annuelle du prix de l'électricité, de 2002 à 2017, a été plus faible au Québec (1,4 %) qu'en Ontario (3,7 %) et en Colombie-Britannique (4,6 %) ;
- le taux de rendement de 8,2 % accordé sur les capitaux propres présumés des divisions réglementées d'Hydro-Québec est le plus faible des taux autorisés.

## 4.2 Effet des décisions gouvernementales sur les tarifs d'électricité

118 Comme ce fut le cas pour le report du mécanisme de partage des écarts de rendement jusqu'à l'année suivant le retour à l'équilibre budgétaire, certaines décisions gouvernementales ont un effet sur les tarifs d'électricité. Bien que la Régie soit un organisme indépendant, sa loi constitutive prévoit qu'elle doit tenir compte du respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. Nous présentons dans cette section l'effet de certaines décisions gouvernementales récentes sur les tarifs d'électricité.

### Approvisionnement du distributeur

119 De 2003 à 2014, le gouvernement du Québec a adopté successivement plusieurs décrets visant l'approvisionnement du distributeur par des blocs d'énergie de sources spécifiques, telles que l'éolien et la biomasse, et par de l'hydroélectricité provenant de petites centrales hydroélectriques de 50 mégawatts et moins, aussi appelée « la petite hydraulique ». Pour donner suite à ces décrets, le distributeur a lancé des appels d'offres publics, qui, selon le *Plan d'approvisionnement 2017-2026* du distributeur, ont mené à la conclusion de 69 **contrats d'approvisionnement** de long terme. Ces contrats d'approvisionnement composent une proportion importante de ce qui est appelé l'**approvisionnement en électricité postpatrimoniale**, qui comprend aussi d'autres contrats notamment avec TransCanada Énergie et avec Hydro-Québec Production.

120 Puisque le distributeur doit prendre livraison de l'énergie découlant de ces contrats, il en découle qu'une partie de l'électricité patrimoniale prévue pour le marché québécois demeure inutilisée. Nous avons analysé l'effet sur les tarifs de s'approvisionner en électricité postpatrimoniale alors que de l'électricité patrimoniale est disponible.

121 Les achats d'électricité du distributeur sont composés des achats d'électricité patrimoniale à faible coût auprès d'Hydro-Québec Production et des achats d'électricité postpatrimoniale. Dans le contexte où le total de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale disponible excède les besoins de la clientèle québécoise, le distributeur mise sur la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande en énergie. Ainsi, les besoins des marchés québécois sont satisfaits en priorité par la fourniture d'électricité postpatrimoniale. Il en résulte que le distributeur s'approvisionne prioritairement à un coût unitaire moyen plus élevé (8,96 ¢/kWh pour l'électricité postpatrimoniale par rapport à 2,67 ¢/kWh pour l'électricité patrimoniale en 2016).

Les contrats d'approvisionnement conclus entre le distributeur et les producteurs privés dans le cadre des appels d'offres visant la production d'énergie éolienne, de biomasse et de « la petite hydraulique » sont des contrats fermes, aussi appelés *take or pay* en anglais, ce qui signifie que l'énergie produite doit être payée intégralement, que l'acheteur en prenne livraison ou non.

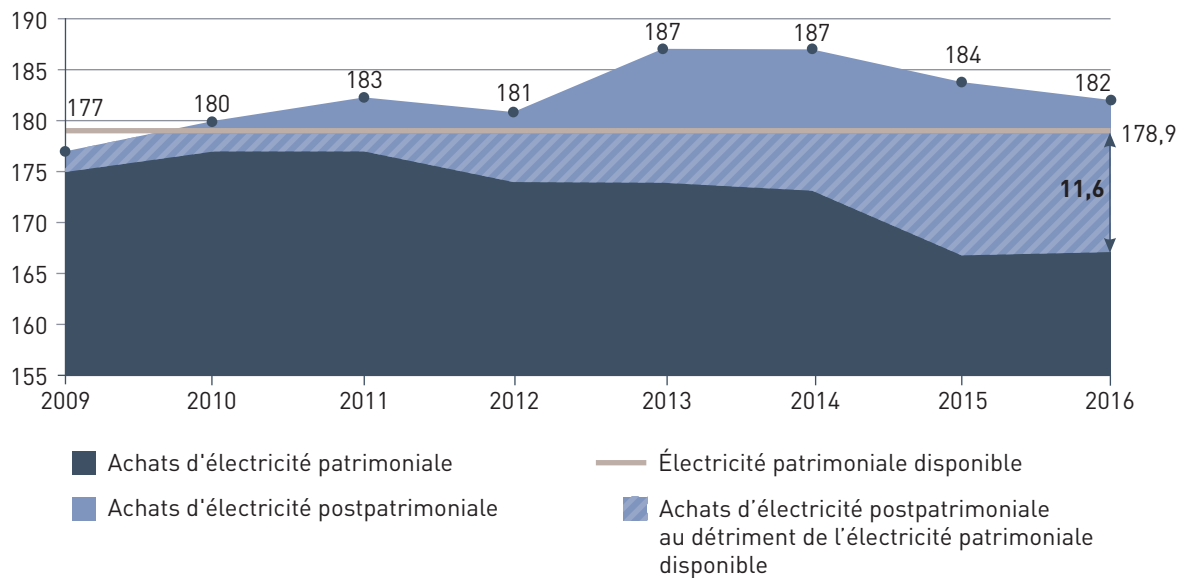
L'approvisionnement en électricité postpatrimoniale comprend :

- l'électricité achetée pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'approvisionnement en électricité patrimoniale ;
- l'électricité achetée dans le cadre de contrats conclus à la suite des décrets du gouvernement visant l'achat de blocs d'énergie, notamment d'énergie éolienne.



122 La figure 9 présente les achats d'électricité du distributeur de 2009 à 2016, répartis par catégories d'approvisionnement. On remarque que le volume d'énergie patrimoniale inutilisée s'est amplifié au cours des dernières années, en raison de la diminution de la demande et de l'augmentation de l'approvisionnement en électricité postpatrimoniale.

**Figure 9 Achats réels d'électricité patrimoniale et postpatrimoniale<sup>1</sup> (en TWh)**



1. Dans nos calculs, nous avons considéré le coût réel, plutôt que celui prévu dans la demande tarifaire, car même si le coût réel n'est pas reflété dans les tarifs d'électricité de l'année concernée, il le sera ultérieurement grâce au compte d'écarts autorisé par la Régie. Toutes les données représentées sont des données brutes, avant considération du taux de perte de transport et de distribution, tirées de documents déposés par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie du Québec. L'électricité patrimoniale disponible correspond au volume de consommation maximal de 165 TWh avec un taux de perte de 8,4 %, soit à un volume d'approvisionnement de 178,9 TWh.

TWh Térawattheure (unité qui représente l'énergie fournie [ou utilisée] en une heure, et qui correspond à un milliard de kilowattheures [kWh])

123 Le tableau 12 présente une estimation du coût réel de l'électricité patrimoniale inutilisée, c'est-à-dire le coût supplémentaire de l'achat, au coût moyen réel, d'électricité postpatrimoniale de long terme au détriment d'électricité patrimoniale disponible. Dans le cas de l'électricité postpatrimoniale, nous avons tenu compte uniquement des données relatives à l'approvisionnement de long terme, excluant notamment l'approvisionnement de court terme nécessaire dans les périodes de pointe et l'achat de puissance.

124 Par exemple, pour l'année tarifaire 2016, le volume d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale de long terme s'est élevé à 14,7 TWh, alors que pour combler les besoins du marché québécois excédant le volume d'électricité patrimoniale, un approvisionnement postpatrimonial de long terme de 3,1 TWh aurait suffi. L'écart entre l'approvisionnement postpatrimonial réel et celui qui aurait été nécessaire est de 11,6 TWh. En multipliant ce volume par la différence entre le coût moyen de l'électricité patrimoniale et de celui de l'électricité postpatrimoniale de long terme, on obtient un coût supplémentaire d'approvisionnement en électricité de 730 millions de dollars. Pour donner un ordre de grandeur, ce montant représente environ 6 % des revenus requis autorisés du distributeur pour 2016, qui s'élevaient à 11,8 milliards de dollars.

**Tableau 12 Estimation du coût supplémentaire de l'approvisionnement en électricité postpatrimoniale au détriment de l'électricité patrimoniale disponible<sup>1</sup>**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Volume (TWh)									
Électricité patrimoniale inutilisée	3,9	1,7	1,5	4,8	4,7	6,7	11,9	11,6	<b>46,8</b>
Approvisionnement postpatrimonial de long terme <sup>2</sup>	1,8	2,7	4,2	7,0	9,8	12,1	14,0	14,7	<b>66,3</b>
Coût d'approvisionnement postpatrimonial de long terme ajusté (M\$) <sup>3</sup>	146	189	312	475	730	1 017	1 244	1 317	<b>5 430</b>
Coût moyen (¢/kWh)									
Électricité postpatrimoniale de long terme ajustée <sup>3</sup>	8,09	7,00	7,42	6,78	7,45	8,41	8,89	8,96	–
Électricité patrimoniale <sup>4</sup>	2,58	2,58	2,58	2,57	2,57	2,61	2,63	2,67	–
<b>Coût supplémentaire (M\$)</b>	<b>99</b>	<b>75</b>	<b>73</b>	<b>202</b>	<b>229</b>	<b>388</b>	<b>745</b>	<b>730</b>	<b>2 541</b>

1. L'estimation a été calculée à l'aide de données tirées du *Plan d'approvisionnement 2017-2026* (HQD-1, document 2.3) du dossier R-3986-2016 et du document *Approvisionnements en électricité* (HQD-6, document 1) du dossier R-4011-2017.
2. Excluant le service cyclable fourni par Hydro-Québec Production.
3. Le coût d'approvisionnement de long terme, excluant le service cyclable, a été réduit d'un montant estimé de 134 millions de dollars de 2009 à 2013 et de 120 millions de dollars de 2014 à 2016 au titre du coût de suspension de la centrale au gaz naturel de Bécancour en vertu d'ententes conclues avec TransCanada Énergie.
4. Le coût moyen de l'électricité patrimoniale présenté dans ce tableau est le coût des quantités brutes fournies par Hydro-Québec Production. Il diffère du prix du volume de consommation d'un prix fixe de 2,79 ¢/kWh indexé depuis 2014, car ce dernier tient compte d'un taux de perte de transport et de distribution prévu.

Les surplus énergétiques indiquent que le volume d'électricité disponible est supérieure aux besoins prévus. Comme le distributeur ne peut réduire les livraisons découlant de la plupart de ses engagements d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale, il mise sur la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre en énergie.

125 L'approvisionnement par de l'électricité postpatrimoniale, qui découle principalement de décrets gouvernementaux, plutôt que par l'électricité patrimoniale disponible, a eu un effet à la hausse estimé à 2,5 milliards de dollars sur les coûts d'approvisionnement du distributeur entre 2009 et 2016, montant qui a été récupéré dans les tarifs d'électricité.

126 Selon l'information présentée par le distributeur à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'approbation de son plan d'approvisionnement 2017-2026, ce dernier prévoit des **surplus énergétiques** annuels oscillant entre 9,1 et 13,3 TWh au cours des 10 prochaines années, comme le montre le bilan en énergie présenté au tableau 13. En conséquence, il est prévu que la situation observée pour les années 2015 et 2016, alors que le distributeur ne prenait pas livraison d'une quantité importante du volume d'électricité patrimoniale, se prolongera sur plusieurs années, en s'amoindrissant légèrement.

**Tableau 13** Besoins et approvisionnements prévus selon le plan d'approvisionnement  
2017-2026 du distributeur (TWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Besoins</b>	<b>181,2</b>	<b>182,8</b>	<b>183,9</b>	<b>185,5</b>	<b>184,5</b>	<b>185,5</b>	<b>186,5</b>	<b>188,1</b>	<b>188,2</b>	<b>189,0</b>
<b>Approvisionnements</b>										
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux<sup>1</sup></b>	<b>15,4</b>	<b>17,2</b>	<b>17,6</b>	<b>17,9</b>	<b>17,8</b>	<b>18,0</b>	<b>18,4</b>	<b>18,8</b>	<b>18,9</b>	<b>19,2</b>
Hydro-Québec Production	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,5	3,8	4,2	4,4	4,5
Éolien	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Biomasse	1,7	2,3	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Petite hydraulique	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Achats d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3
<b>Approvisionnements additionnels requis (surplus)</b>	<b>(13,1)</b>	<b>(13,3)</b>	<b>(12,6)</b>	<b>(11,3)</b>	<b>(12,2)</b>	<b>(11,4)</b>	<b>(10,8)</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(9,1)</b>

1. Les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

Source : Hydro-Québec.

127 Cette situation engendre une opportunité d'exporter des volumes d'électricité plus importants. Les ventes d'électricité hors Québec sont gérées par Hydro-Québec Production et n'ont pas d'incidence sur les tarifs d'électricité au Québec.

## Indexation du prix de l'électricité patrimoniale

128 À la suite d'une modification législative adoptée en 2013, la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le prix de l'**électricité patrimoniale** est indexé annuellement selon l'indice des prix à la consommation du Québec à compter de l'année tarifaire 2014. En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, l'effet cumulatif de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale depuis 2014 est versé au Fonds des générations, à même les dividendes versés au gouvernement par Hydro-Québec.

Le volume d'électricité patrimoniale a été créé par une modification législative sanctionnée en juin 2000, qui excluait la production d'électricité de la compétence de la Régie.

129 Comme nous l'avons vu précédemment, le volume d'approvisionnement en électricité patrimoniale correspond au volume de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 TWh, ajusté pour tenir compte du taux de perte de transport et de distribution prévu. L'électricité patrimoniale compte pour plus de 90 % de l'approvisionnement du distributeur. En conséquence, l'indexation de son prix a un effet direct à la hausse sur les tarifs d'électricité facturés à la clientèle, comme le montre le tableau 14.

**Tableau 14 Effet de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale**

	2014	2015	2016	2017
Effet annuel (M\$)	71	27	66	50 <sup>1</sup>
Montant cumulatif versé annuellement au Fonds des générations (M\$) <sup>2</sup>	71	98	164	n.d.
Effet estimatif sur la hausse tarifaire annuelle (%)	+0,8 %	+0,3 %	+0,7 %	+0,5 %

1. Pour 2017, l'effet tient compte du volume d'électricité patrimoniale qu'il était prévu de fournir dans la demande tarifaire.

2. Le versement a lieu au cours de l'année financière du gouvernement qui débute le 1<sup>er</sup> avril de l'année tarifaire et se termine le 31 mars de l'année suivante.

Sources : *Comptes publics 2015-2016*, *Comptes publics 2016-2017* et Hydro Québec.

### 4.3 Mécanisme de réglementation incitative

130 La Régie a fixé les tarifs du distributeur suivant une réglementation basée sur le coût du service jusqu'à l'année tarifaire 2017. L'année tarifaire 2018 du distributeur constituera la première année de la mise en place d'un mécanisme de réglementation incitative, qu'il est prévu d'appliquer au transporteur à partir de 2019.

131 Ce changement découle d'une modification à la *Loi sur la Régie de l'énergie* entrée en vigueur en 2013, qui prévoit l'établissement par la Régie d'un mécanisme assurant la réalisation de gains d'efficacité par Hydro-Québec. En vertu de la loi, ce mécanisme doit poursuivre trois objectifs :

- l'amélioration continue de la performance et de la qualité du service ;
- une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et aux divisions réglementées ;
- l'allégement du processus d'établissement des tarifs du distributeur et du transporteur.

132 La réglementation incitative se distingue de la réglementation basée sur le coût du service, car elle cherche à encourager et récompenser les gains de productivité des services publics. Plutôt que de limiter le rendement autorisé et d'exiger un examen minutieux de chacun des coûts de la prestation du service, une réglementation incitative visera à plafonner les prix, ou les revenus requis, ce qui laisse plus de flexibilité aux services publics quant aux moyens d'atteindre les objectifs.

133 En avril 2017, la Régie a rendu une première décision sur les principales caractéristiques du mécanisme de réglementation incitative qui sera mis en œuvre à compter de l'année tarifaire 2018 pour le distributeur. Les revenus requis de la première année d'implantation seront établis comme par le passé, sur la base du coût du service, et ceux des trois années subséquentes le seront par l'application de la méthode du plafonnement des revenus, à l'aide d'une formule d'indexation.

134 Bien que les travaux de la Régie sur les **modalités d'application du mécanisme de réglementation incitative** n'étaient pas complétés en date de rédaction du rapport, certains effets sur l'établissement des tarifs sont connus :

- détermination des revenus requis des trois années suivant l'année tarifaire 2018 selon une formule d'indexation autorisée par la Régie, tenant notamment compte d'un facteur d'inflation, d'un facteur de productivité et d'exclusions ;
- réduction des éléments à couvrir lors de l'examen du dossier tarifaire ;
- maintien du mécanisme de partage des écarts de rendement actuel, auquel s'ajouteront des indicateurs de performance et de qualité du service qui seront établis dans une décision à venir.

135 L'établissement des tarifs selon un mécanisme de réglementation incitative est un changement important par rapport à la réglementation basée sur le coût du service. Il sera intéressant d'observer l'évolution de ce mécanisme dans les années à venir.

Il est prévu que toutes les modalités d'application du mécanisme pour l'établissement des tarifs du distributeur soient finalisées dans son dossier tarifaire 2019-2020, c'est-à-dire au plus tard en mars 2019.

## Commentaires de l'entité auditée

L'entité auditée a eu l'occasion de transmettre ses commentaires, qui sont reproduits dans la présente section.

### Commentaires d'Hydro-Québec

« Hydro-Québec est assujettie à la *Loi sur la Régie de l'énergie*. En ce sens, elle soumet annuellement à la Régie de l'énergie toute l'information appuyant la fixation des tarifs d'électricité pour ses activités de transport et de distribution.

« Le Vérificateur général, dans son rapport sur les activités réglementées d'Hydro-Québec, dresse un portrait des principales étapes du processus réglementaire complexe et rigoureux qui encadre la fixation des tarifs d'électricité par la Régie.

« En 2018-2019, pour une troisième année consécutive, Hydro-Québec, dans sa gestion courante, réussit à contenir ses dépenses de manière à respecter son engagement de limiter la hausse des tarifs d'électricité à un niveau inférieur à l'inflation. Elle permet ainsi à ses clients de payer leur électricité à un prix deux fois moins élevé qu'à Toronto et quatre fois moins élevé qu'à New York.

« De plus, au terme de l'année 2017, l'application d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement, autorisé par la Régie, a permis à Hydro-Québec de remettre un montant de 45 millions de dollars au bénéfice de sa clientèle. »

# Annexes

**Annexe 1** Cadre légal et décisions de la Régie de l'énergie pour l'établissement des tarifs d'électricité

**Annexe 2** Historique des écarts de rendement et de la réglementation

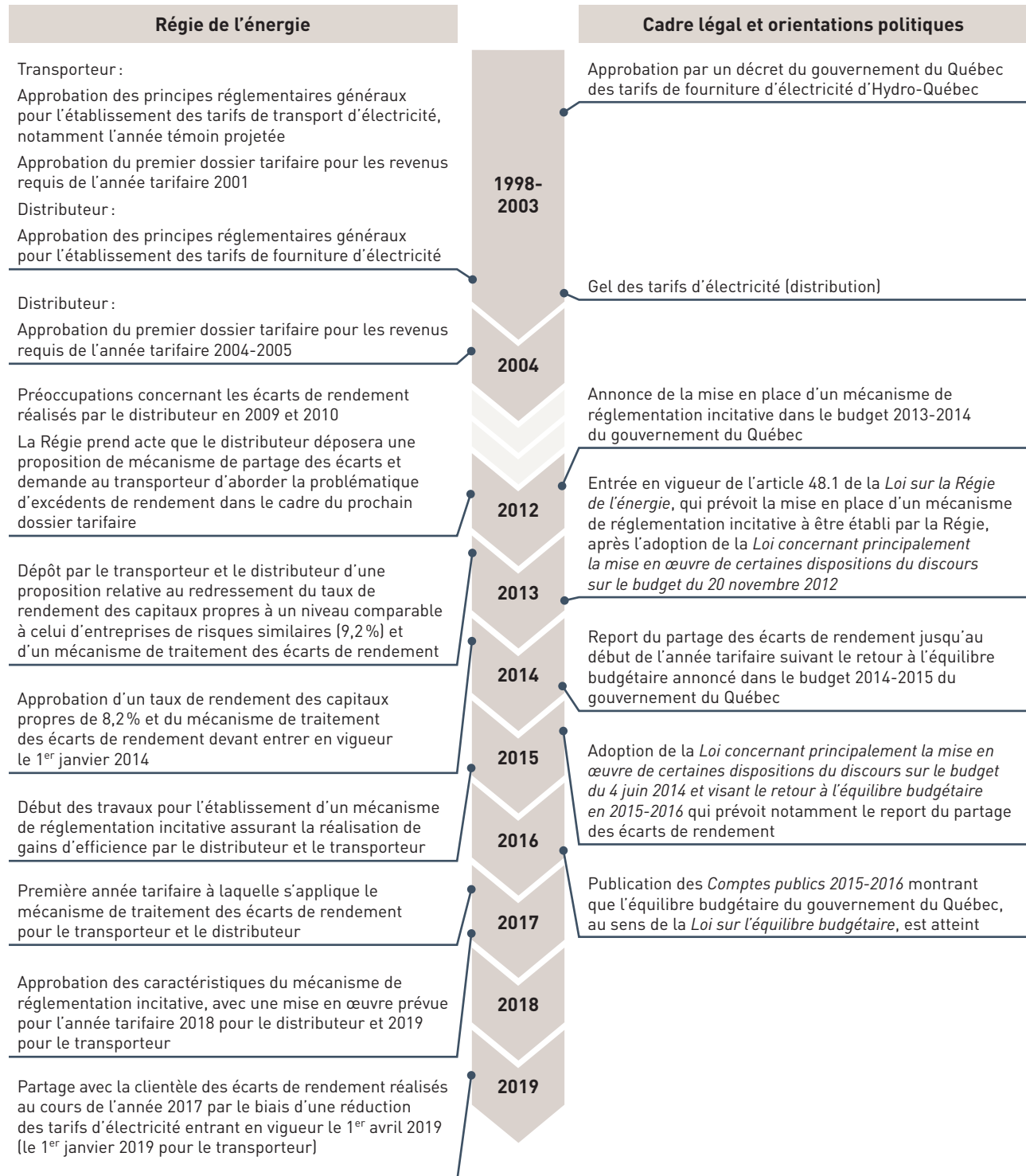
**Annexe 3** Marché de l'électricité – Comparaison de trois provinces canadiennes

## Annexe 1 Cadre légal et décisions de la Régie de l'énergie pour l'établissement des tarifs d'électricité

Source	Principaux éléments
<i>Loi sur Hydro-Québec</i>	<p>Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie.</p> <p>Les tarifs d'électricité d'Hydro-Québec doivent être maintenus à un niveau suffisant pour défrayer au moins :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ tous les frais d'exploitation ;</li> <li>■ l'intérêt sur sa dette ;</li> <li>■ l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de cinquante ans.</li> </ul>
<i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>	<p>La Régie de l'énergie a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur ou distribuée par le distributeur.</p> <p>Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ établir la base de tarification du transporteur ou du distributeur d'électricité en tenant compte notamment de la juste valeur des actifs prudemment acquis, des dépenses non amorties de recherche et de développement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation des réseaux ;</li> <li>■ déterminer les montants des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service ;</li> <li>■ permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification ;</li> <li>■ favoriser des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du distributeur et du transporteur ;</li> <li>■ s'assurer que les tarifs et conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables ;</li> <li>■ tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret ;</li> <li>■ surveiller les opérations du transporteur et du distributeur d'électricité afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif.</li> </ul> <p>Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs, la Régie doit tenir compte des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ les coûts de fourniture d'électricité, soit les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur ;</li> <li>■ les frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité ;</li> <li>■ les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ;</li> <li>■ les montants d'aide financière accordés et versés à un organisme public de transport en commun ou à la Caisse de dépôt et placement du Québec ou à l'une de ses filiales, afin de défrayer le matériel fixe nécessaire à l'électrification de services de transport collectif.</li> </ul>
Décisions de la Régie de l'énergie	<p>La Régie fixe les principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs. Elle a établi les principes suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ l'utilisation de l'année témoin projetée comme base d'examen de la fixation des tarifs de transport et de distribution d'électricité ;</li> <li>■ l'établissement de la base de tarification sur une moyenne de treize soldes mensuels ;</li> <li>■ l'établissement de la structure de capital présumée et du taux de rendement des capitaux propres ;</li> <li>■ l'adoption d'autres pratiques et principes réglementaires, dont la création de comptes de frais reportés.</li> </ul>



## Annexe 2 Historique des écarts de rendement d'Hydro-Québec et de la réglementation incitative



## Annexe 3 Marché de l'électricité – Comparaison de trois provinces canadiennes

	Québec	Ontario	Colombie-Britannique
<b>Source de production de l'énergie électrique<sup>1</sup></b>	Hydroélectricité : 95 % Éolien : 4 % Combustible fossile : 1 %	Nucléaire : 60 % Hydroélectricité : 23 % Combustible fossile : 9 % Éolien : 8 %	Hydroélectricité : 96 % Combustible fossile : 2 % Éolien : 2 %
<b>Structure du marché</b>	Hydro-Québec <sup>2</sup> est responsable d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel.	L'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel est assuré par un organisme indépendant, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité.	BC Hydro <sup>2</sup> est responsable d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel.
■ <b>Production</b>	Déréglementé sur les marchés de gros : le joueur principal est Hydro-Québec Production	Partiellement réglementé : le joueur principal est Ontario Power Generation <sup>2</sup> , dont la majeure partie de la production est réglementée	Déréglementé sur les marchés de gros, toutefois, les activités de production du principal joueur, BC Hydro, sont réglementées
■ <b>Transport</b>	Réglementé : Hydro-Québec TransÉnergie	Réglementé : 6 transporteurs, le principal étant Hydro One <sup>3</sup>	Réglementé : BC Hydro sert environ 95 % des clients
■ <b>Distribution</b>	Réglementé : Hydro-Québec Distribution et quelques distributeurs municipaux et privés	Réglementé : plus de 70 distributeurs, notamment Hydro One et des distributeurs municipaux	Réglementé : BC Hydro sert environ 95 % des clients
<b>Type de réglementation</b>	Basé sur le coût du service jusqu'en 2017 pour le distributeur et jusqu'en 2018 pour le transporteur Première année de l'application de la réglementation incitative en 2018 pour le distributeur et en 2019 pour le transporteur	Trois méthodes : ■ Réglementation incitative de 4 <sup>e</sup> génération, de type plafonnement des prix, d'une période d'application de 5 ans ■ Réglementation incitative sur mesure ■ Réglementation incitative – Indice (sans examen du coût du service)	Basé sur le coût du service jusqu'à l'année se terminant le 31 mars 2019 <sup>4</sup>
<b>Organisme de réglementation</b>	Régie de l'énergie	Commission de l'énergie de l'Ontario	British Columbia Utilities Commission
<b>Hausse moyenne annuelle des prix de l'électricité<sup>5</sup></b>	1,4 %	3,7 % <sup>6</sup>	4,6 %

1. Données de 2016 pour les producteurs d'électricité qui fournissent des services d'électricité (tableau 127-0007 de Statistique Canada).

2. Entreprise publique dont l'actionnaire unique est le gouvernement provincial.

3. Le gouvernement de l'Ontario était actionnaire unique d'Hydro One jusqu'en novembre 2015. À la suite d'appels publics à l'épargne, Hydro One est inscrite à la Bourse de Toronto, le gouvernement de l'Ontario demeurant le plus important actionnaire.

4. Les décrets du gouvernement provincial (Orders in Council) établissent la base de détermination des capitaux propres de BC Hydro à des fins réglementaires, ainsi que son rendement autorisé sur les capitaux propres. Des directives spéciales émises par le gouvernement provincial peuvent déterminer des hausses tarifaires maximales devant être accordées par la British Columbia Utilities Commission.
5. Pourcentage calculé à partir de la composante électricité de l'indice des prix à la consommation de 2002 à 2017 (tableau 326-0021 de Statistique Canada).
6. À noter que les tarifs d'électricité ont été réduits en moyenne de 25 % le 1<sup>er</sup> juillet 2017 pour les clients résidentiels de l'Ontario, après l'adoption de la *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables*.

Sources : Rapports annuels 2017 d'Ontario Power Generation et d'Hydro One, rapport annuel 2016-2017 de la Commission de l'énergie de l'Ontario et rapport annuel 2016-2017 de BC Hydro et des documents déposés à la Régie de l'énergie, à la Commission de l'énergie de l'Ontario et à la British Columbia Utilities Commission.

