

RÉSULTATS FINANCIERS**Chiffres clés du trimestre****363 M\$**

Bénéfice net

36,7 TWh**2 784 M\$**Ventes d'électricité
au Québec**4,1 TWh****335 M\$**Ventes d'électricité
hors Québec**1 235 M\$**

Investissements

Trois premiers trimestres de 2023**3 050 M\$**

Bénéfice net

130,3 TWh**9 870 M\$**Ventes d'électricité
au Québec**19,0 TWh****1 961 M\$**Ventes d'électricité
hors Québec**3 263 M\$**

Investissements

NOS INITIATIVES DU TRIMESTRE EN DÉVELOPPEMENT DURABLE



Un premier bilan significatif

Le bilan de la campagne Virage, qui aide les clientèles résidentielle et d'affaires à optimiser leur consommation, notamment en période de pointe, a été très positif. En effet, il indique que 395 GWh ont été économisés, soit l'équivalent de la consommation de plus de 23 000 foyers. Un résultat éloquent, mais il faut en faire plus si on veut décarboner le Québec.

Plusieurs entreprises ont participé à cet effort. Ainsi, Metro a modernisé ses équipements et économisé l'équivalent de l'énergie nécessaire pour alimenter 4,5 millions de cycles de sècheuse. Desjardins et Bell ont aussi fait leur part en réduisant leur appel de puissance en période de pointe, ce qui leur a permis d'économiser respectivement l'équivalent de la consommation annuelle de 2 300 foyers et celle de 6 250 bornes de recharge standards de véhicules électriques.

Pour atteindre les objectifs collectifs liés à la transition énergétique, encore plus d'entreprises, d'organisations et de particuliers doivent participer à nos programmes d'économie d'énergie.

Nos clients et clientes peuvent par exemple utiliser l'**outil de performance énergétique** sur notre Espace client (www.hydroquebec.com) afin de comprendre, d'analyser et de suivre leur consommation d'heure en heure et de jour en jour ! Ils et elles peuvent également s'abonner à **Hilo** (www.hiloenergie.com), service de maison intelligente clés en main avec appareils inclus, qui leur permet de déplacer automatiquement leur consommation lors des périodes de pointe.

Quant à la **tarification dynamique**, elle donne à notre clientèle accès à des offres qui l'aident à réduire sa facture d'électricité lors des périodes de forte demande si elle fait des gestes simples : baisser le chauffage, prendre une douche en dehors des heures de pointe, programmer la recharge du véhicule électrique, etc...

En matière d'économie d'énergie, chaque geste compte !



Des besoins complémentaires

Hydro-Québec et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») de l'Ontario ont signé en août dernier une entente d'échange saisonnier de puissance de 600 MW, soit la puissance installée de la centrale de la Romaine-2 ou encore la consommation d'environ 215 000 foyers.

Grâce à l'entente conclue, chaque province pourra compter sur des approvisionnements en puissance garantis à des moments stratégiques. En effet, la pointe de consommation de l'Ontario et celle du Québec arrivent à des moments différents de l'année. Ainsi, la nôtre survient en hiver par temps froid et celle de l'Ontario en été par temps chaud quand les besoins de climatisation sont en hausse.

Cette entente nous donne aussi l'occasion d'élargir notre rôle de « batterie verte », puisque l'Ontario souhaite produire de plus en plus d'énergie renouvelable variable sur son territoire. Elle entrera en vigueur le 1^{er} novembre 2024 pour une période de sept ans, avec une possibilité de prolongation de trois ans. Douze mois avant le début de chaque année contractuelle, la SIERE pourra offrir des volumes supplémentaires de puissance à Hydro-Québec, si son bilan le permet.

Nous poursuivons aussi nos discussions avec la province voisine pour bonifier nos capacités d'échange d'électricité.



Un système de stockage pour le Vermont

Seize unités de stockage EVLO vont prendre le chemin des États-Unis pour fournir une énergie de pointe à nos voisins du Vermont. Le projet comprend un partenariat de partage des coûts de 2 M\$ avec le département de l'Énergie des États-Unis dans le cadre du programme des projets de démonstration du stockage d'énergie des Laboratoires Sandia (« Sandia »).

Les systèmes EVLO 1000 seront installés cette année pour réduire les coûts d'énergie des clients et clientes des entreprises de services publics pendant les périodes de pointe et accroître la production d'énergie renouvelable, afin de pallier l'intermittence de l'énergie éolienne ou solaire et d'apporter de la valeur.

Réalisé à Troy, dans l'État du Vermont, le projet de système de stockage d'énergie par batterie (« SSEB ») de 3 MW et 12 MWh contribuera à assurer l'intégration d'une production locale d'énergie renouvelable au réseau de la Nouvelle-Angleterre.

Troy étant située dans la zone *Sheffield-Highgate Export Interface* (« SHEI »), ce projet fournira également des données au département de l'Énergie des États-Unis et à Sandia à des fins d'analyse, ce qui permettra de déterminer comment les batteries peuvent servir à exporter l'énergie produite dans la région.

EVLO fournira une solution de bout en bout comprenant ses systèmes EVLO 1000, ses plateformes de convertisseurs de puissance et EVLOGIX, son système de gestion de l'énergie exclusif. Le SSEB sera mis en service d'ici la fin de 2023, et EVLO continuera d'en assurer la surveillance et l'entretien pendant 20 ans.



Une initiative de transport lourd durable

Simard Transport, une société de camionnage établie depuis 1943, constitue l'une des premières entreprises québécoises à jouer un rôle de leader dans la décarbonation des transports lourds. Elle a en effet annoncé l'ajout de quatre camions électriques à sa flotte actuelle, ce qui lui permettra de réduire ses émissions de GES. Cette initiative s'inscrit dans la transition énergétique en cours au Québec.

Les quatre camions électriques eCascadia de marque Freightliner acquis par Simard sont les premiers à être livrés en sol québécois pour un transporteur québécois par un concessionnaire québécois. Il s'agit de Globocam, le plus grand réseau de concessionnaires de camions lourds au Québec.

Dans le cadre de cette acquisition, Simard s'est également associée à Cléo, filiale d'Hydro-Québec, dont la mission est d'accélérer l'électrification des parcs de véhicules commerciaux en offrant du soutien aux entreprises d'exploitation de ces parcs pour faciliter leur transition énergétique.

De la conception de l'infrastructure à la gestion dynamique de la recharge au quotidien, Cléo propose des solutions sur mesure, une expertise impartiale et un accompagnement personnalisé pour assurer la fiabilité des opérations et une transition durable. Sa plateforme intelligente, développée au Québec, génère automatiquement des plans de recharge adaptés aux besoins. Chaque véhicule reçoit ainsi l'énergie adéquate pour accomplir son trajet. Cela permet de réduire au minimum les appels de puissance et de diminuer le coût d'électricité pour l'entreprise.

Une collaboration qui propulse le transport lourd vers un avenir durable.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

Contexte : faible hydraulicité

Les résultats de 2023 s'inscrivent dans un contexte de faible hydraulicité qui oblige Hydro-Québec à réduire ses exportations vers les marchés à court terme. En effet, une couverture de neige peu abondante à la fin de l'hiver 2022-2023, une crue printanière moins importante que d'habitude ainsi que les précipitations estivales modestes dans le nord du Québec ont diminué les apports naturels en eau dans les grands réservoirs de l'entreprise. Afin de garantir une gestion optimale des ressources, celle-ci a donc limité ses ventes d'électricité sur les marchés externes, ce qui s'est traduit par un recul notable des produits afférents.

Cette situation n'a toutefois eu aucun impact sur l'approvisionnement en énergie du Québec et les engagements à long terme conclus avec les marchés voisins.

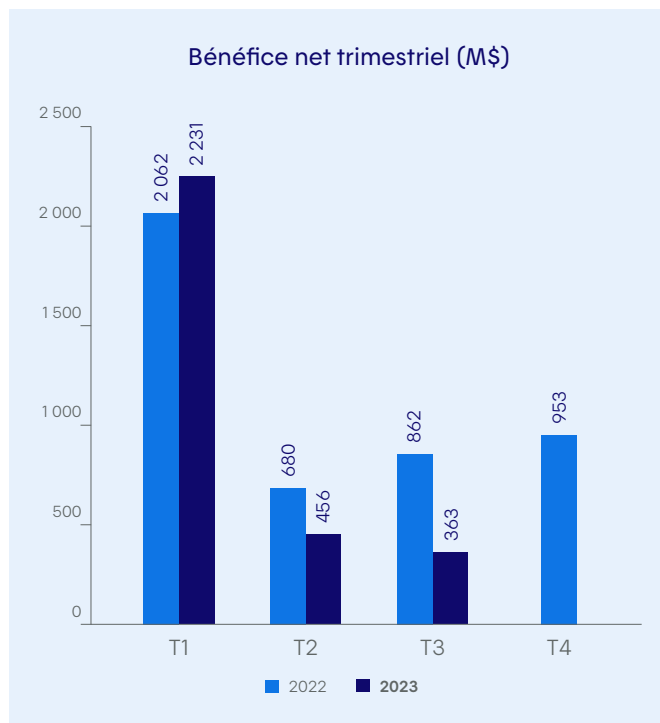
Résultats trimestriels

Ainsi, au troisième trimestre de 2023, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 363 M\$, soit une baisse de 499 M\$ par rapport au bénéfice historique de 862 M\$ enregistré à la même période de l'an dernier. Rappelons que le trimestre comparatif avait été exceptionnel sur le plan financier, l'entreprise ayant tiré parti des prix élevés qui prévalaient sur les marchés d'exportation.

Sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont diminué de 557 M\$, principalement par suite d'un fléchissement du volume de 6,8 TWh découlant de la faiblesse marquée des apports naturels en eau. Cette diminution a toutefois été atténuée par l'incidence favorable de la stratégie de gestion des risques mise en œuvre pour réduire la volatilité des prix, qui a plus que compensé la chute des prix sur les marchés de l'énergie.

Sur le marché du Québec, les ventes d'électricité ont, en revanche, progressé de 151 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2022, essentiellement en raison de l'indexation des tarifs le 1^{er} avril 2023. En effet, conformément aux dispositions de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer l'électricité*, le taux d'indexation des tarifs domestiques, soit ceux applicables aux clientèles résidentielle et agricole, a été plafonné à 3 %, tandis que les tarifs de la clientèle d'affaires ont augmenté de 6,5 %. Pour ce qui est de la hausse applicable à la clientèle industrielle de grande puissance (tarif L), elle a été établie à 4,2 %.

Les charges d'exploitation ont, quant à elles, grimpé de 48 M\$, en raison notamment de la croissance des activités de l'entreprise qui a été atténuée par une diminution du coût des services rendus aux fins des régimes d'avantages sociaux futurs offerts aux membres du personnel.



Enfin, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 82 M\$. Cette variation tient particulièrement à la hausse des intérêts sur les obligations dans un contexte d'augmentation des taux d'intérêt à long terme.

Sommaire des résultats des trois premiers trimestres

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2023, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a baissé de 554 M\$ par rapport au bénéfice record atteint à la même période de l'an dernier, mais a quand même franchi le cap des 3 G\$ pour la deuxième fois de son histoire. En effet, le bénéfice net s'est établi à 3 050 M\$ comparativement à 3 604 M\$ pour les trois premiers trimestres de 2022, alors que l'entreprise avait tiré parti des prix élevés qui prévalaient sur les marchés d'exportation ainsi que des températures hivernales très froides.

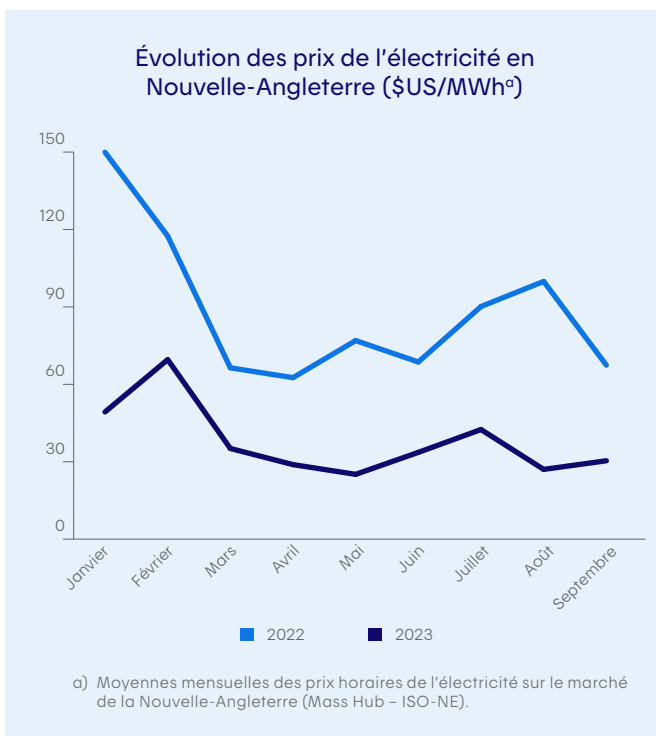
Le recul du bénéfice net s'explique par l'effet conjugué de plusieurs facteurs. D'abord, sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont régressé de 167 M\$, essentiellement en raison d'une diminution de 9,0 TWh du volume. Ensuite, les charges d'exploitation ont augmenté de 169 M\$ par suite notamment de la croissance des activités de l'entreprise. De plus, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 248 M\$. Enfin, mentionnons que, sur le marché du Québec, les ventes d'électricité ont progressé de 37 M\$.

Résultats consolidés des trois premiers trimestres

Les **produits** ont totalisé 12 198 M\$, contre 12 275 M\$ pour les trois premiers trimestres de 2022. Cette baisse de 77 M\$ découle surtout d'un recul de 130 M\$ des ventes d'électricité.

Au Québec, les ventes ont rapporté 37 M\$ de plus que celles de 9 833 M\$ enregistrées il y a un an. L'indexation des tarifs les 1^{ers} avril 2022 et 2023 s'est traduite par des produits additionnels de 325 M\$, tandis que l'incidence favorable de la stratégie de couverture des prix de l'aluminium sur les produits associés à certains contrats spéciaux a fait grimper les ventes d'électricité de 69 M\$. Ces deux facteurs ont toutefois été atténués par l'effet des températures qui a entraîné une diminution de 4,2 TWh ou 355 M\$. Cet impact s'est surtout fait sentir en janvier, les températures ayant été en moyenne supérieures de 9 °C à celles de 2022, qui avaient été exceptionnellement froides.

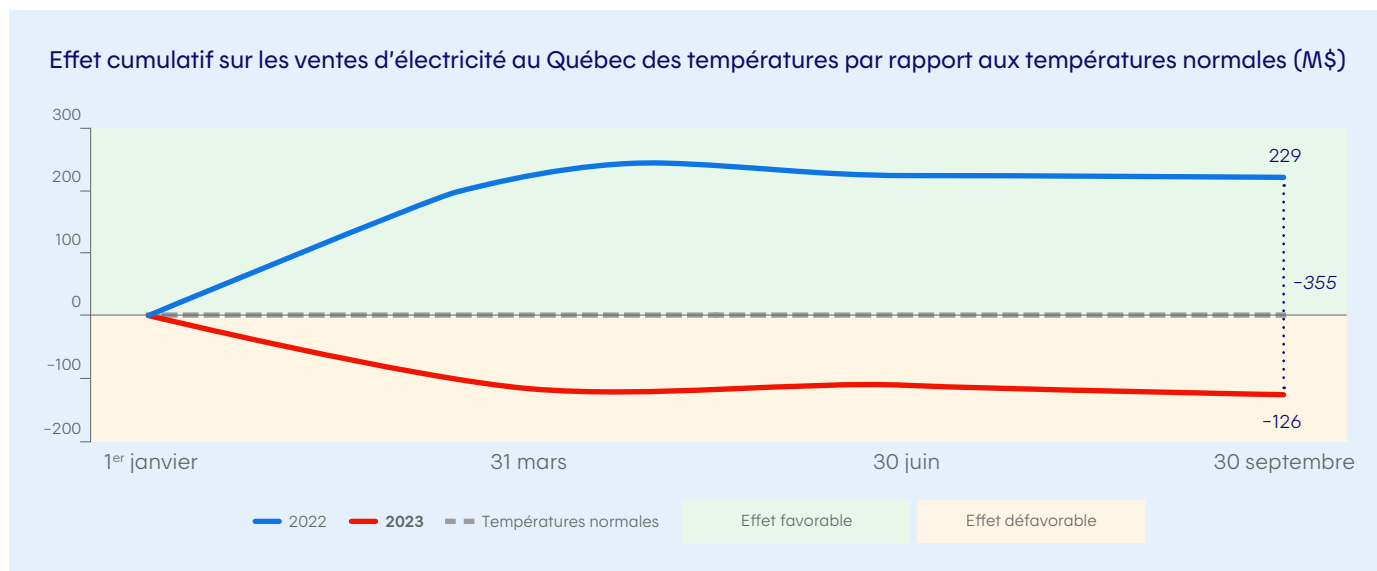
Quant aux ventes d'électricité sur les marchés hors Québec, elles se sont élevées à 1 961 M\$, ce qui représente une baisse de 167 M\$ comparativement aux 2 128 M\$ inscrits à la même période de 2022. Ce recul est attribuable aux apports naturels en eau qui ont été largement inférieurs à la moyenne enregistrée dans les grands bassins hydroélectriques du nord du Québec. Ainsi, Hydro-Québec a dû limiter ses exportations afin de miser sur une gestion optimale des ressources, ce qui a donné lieu à une diminution du volume des ventes de 9,0 TWh, qui s'est établi à 19,0 TWh pour les trois premiers trimestres de 2023. Il s'agit du niveau le plus bas des dix dernières années pour cette période. Par contre, l'incidence favorable de la stratégie de gestion des risques mise en œuvre pour réduire la volatilité des prix a plus que compensé la chute des prix sur les marchés de l'énergie. Citons à titre d'exemple le principal marché d'exportation d'Hydro-Québec, la Nouvelle-Angleterre, où la moyenne des prix de l'électricité cette année a chuté de plus de 50 % par rapport à celle de la période comparative. Dans ce contexte, l'exécution de la stratégie a permis à



l'entreprise de tirer profit des prix à terme élevés qui avaient cours en 2022 en raison de la situation géopolitique mondiale, ce qui a eu un impact positif sur les produits de cette année.

Les **charges totales** ont atteint 7 354 M\$, soit 407 M\$ de plus que les 6 947 M\$ inscrits à la période correspondante de l'an dernier.

D'abord, les charges d'exploitation ont augmenté de 169 M\$, en partie par suite de la croissance des activités de l'entreprise visant à améliorer la qualité et la fiabilité du service, notamment par l'accroissement des travaux d'entretien et de maintenance et la hausse des dépenses au chapitre des services numériques afin de répondre à l'intensification



des besoins d'affaires d'Hydro-Québec et de soutenir son évolution technologique. L'impact des facteurs susmentionnés a cependant été atténué par une diminution du coût des services rendus aux fins des régimes d'avantages sociaux futurs offerts aux membres du personnel découlant de la majoration, à la fin de 2022, des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers, auxquels correspondent les taux d'actualisation.

Ensuite, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 248 M\$, le montant créditeur en 2023 ayant été de 517 M\$, comparativement à 765 M\$ pour la période correspondante de 2022. Cet écart tient essentiellement à la hausse des intérêts sur les obligations dans un contexte d'augmentation des taux d'intérêt à long terme.

Les achats d'électricité ont, quant à eux, diminué de 162 M\$ par rapport à la même période de l'an dernier. Cette variation résulte principalement d'un recul de 101 M\$ des achats à court terme effectués sur les marchés pour répondre aux besoins ponctuels du Québec. Signalons qu'au cours de l'hiver 2021-2022, Hydro-Québec avait dû acheter d'importantes quantités d'énergie pour répondre à la demande plus élevée occasionnée par les températures très froides. De plus, les approvisionnements en énergie éolienne ont fléchi de 138 M\$ sous l'effet de la baisse de la production des installations sous contrat, tandis que les achats réalisés dans le cadre des activités d'exportation d'électricité ont augmenté de 100 M\$ en raison surtout d'une hausse des frais de transport afférents. Une grande partie de ces frais avait fait l'objet de contrats conclus en 2022.

En outre, la charge d'amortissement a fait un bond de 128 M\$, principalement par suite d'un accroissement de l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles. Cette variation découle particulièrement des mises en service réalisées en 2022 et 2023, notamment celle de la centrale de la Romaine-4.

Enfin, les **frais financiers** ont totalisé 1 794 M\$, soit 70 M\$ de plus que les 1 724 M\$ inscrits un an plus tôt. Les intérêts sur titres d'emprunt ont augmenté de 239 M\$, essentiellement sous l'effet de la montée des taux d'intérêt sur les marchés financiers. Cette hausse a toutefois été atténuée par la progression de 179 M\$ des revenus nets de placement, elle-même également attribuable en partie à la majoration des taux d'intérêt.

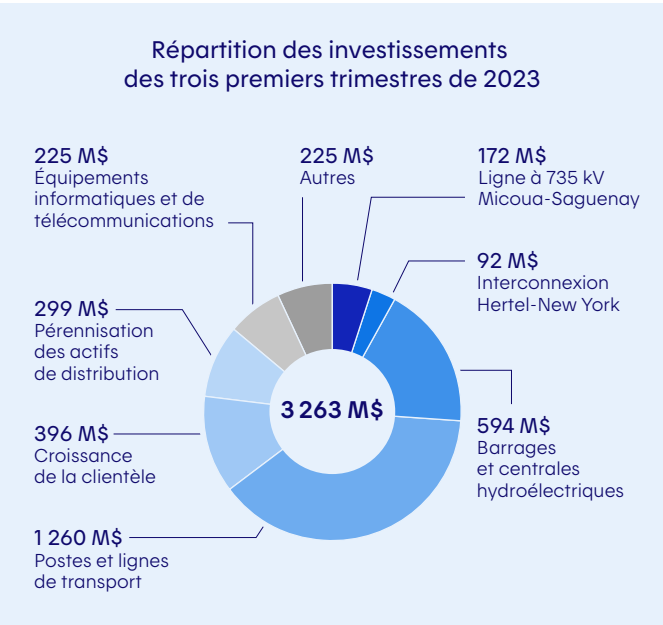
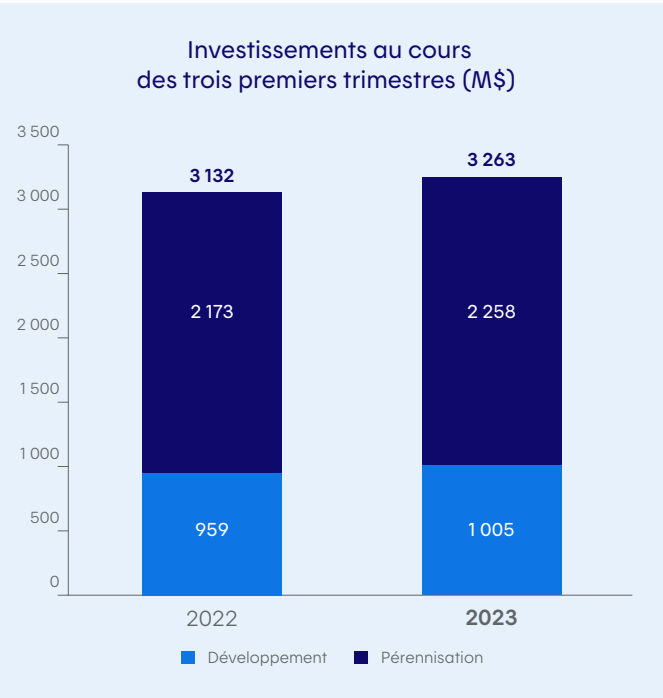
Investissements

Au cours des neuf premiers mois de 2023, Hydro-Québec a affecté 3 263 M\$ à ses investissements en immobilisations corporelles et incorporelles, contre 3 132 M\$ à la même période de 2022. La majeure partie de cette somme a été affectée à des travaux d'envergure ayant pour but de pérenniser les actifs, de même qu'à des projets de développement.

Les investissements consacrés à la pérennisation des actifs ont atteint 2 258 M\$. Hydro-Québec a entre autres continué d'investir dans ses installations de production pour en assurer le bon fonctionnement à long terme et en maximiser le rendement. Mentionnons à cet égard les travaux en cours aux centrales de Carillon et de Rapide-Blanc ainsi qu'à l'aménagement Bersimis-2. Parallèlement, elle a affecté des sommes importantes à la construction de lignes de transport pour renforcer son réseau et en accroître la souplesse d'exploitation, notamment la ligne à 735 kV d'une longueur de 262 km qui reliera le poste Micoua, sur la Côte-Nord, au poste du Saguenay, au Saguenay-Lac-Saint-Jean ainsi qu'à l'installation de deux nouveaux groupes convertisseurs au poste de Châteauguay. De plus, elle a poursuivi ses investissements dans la mise à niveau et la modernisation de ses installations de transport. Citons à cet égard les projets de remplacement des systèmes de conduite du réseau et des automatismes de réseau et de poste, de même que les activités qui s'inscrivent dans le plan de développement de l'architecture du réseau à 315 kV de l'île de Montréal. Enfin, elle a réalisé des travaux visant à optimiser le fonctionnement du réseau de distribution ainsi qu'à maintenir et à améliorer la qualité de ses actifs de distribution.

Les investissements consacrés aux projets de développement ont totalisé 1 005 M\$. Hydro-Québec a notamment affecté des sommes considérables à divers projets visant à répondre à la croissance de la clientèle québécoise et à augmenter sa capacité de production. À titre d'exemple, des travaux sont en cours à la centrale aux Outardes-2, sur la Côte-Nord, afin d'en accroître la puissance. Parmi les autres projets de développement, la construction de la ligne d'interconnexion Hertel-New York, qui sera reliée à la ligne Champlain Hudson Power Express, ainsi que le déploiement d'une ligne à 320 kV à courant continu dans les régions de la Chaudière-Appalaches et de l'Estrie, en vue de la mise en place d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et le réseau de la Nouvelle-Angleterre, se poursuivent. Enfin, les travaux réalisés dans le cadre d'un projet majeur ayant pour but de répondre à l'augmentation des besoins dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean se sont intensifiés. Ce projet inclut notamment la création d'une section dans le poste de la Chamouchouane visant à abaisser le niveau de tension de 735 kV à 161 kV ainsi que la construction d'une nouvelle ligne entre ce poste et celui de Saint-Félicien.

Hydro-Québec continue par ailleurs de déployer des efforts en matière d'électrification des transports en investissant de façon soutenue dans son réseau de recharge publique, le Circuit électrique, ainsi que dans la modernisation de son parc de véhicules.



Financement

Au cours du troisième trimestre de 2023, Hydro-Québec a réalisé deux émissions d'obligations à taux fixe sur le marché canadien des capitaux, à un coût moyen de 4,50 %. Les obligations arriveront à échéance en 2063.

Ces activités de financement ont permis de réunir 0,9 G\$, ce qui porte le montant recueilli depuis le début de l'exercice à 3,1 G\$.

Les fonds recueillis servent notamment au financement d'une partie du programme d'investissement et au remboursement de dettes arrivées à échéance.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(NON AUDITÉS)

États consolidés des résultats

En millions de dollars canadiens (non audités)		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2023	2022	2023	2022
Produits	5	3 226	3 603	12 198	12 275
Charges					
Exploitation		937	889	2 892	2 723
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	9	(173)	(255)	(517)	(765)
Achats d'électricité		508	589	1 928	2 090
Amortissement		720	673	2 133	2 005
Taxes		269	276	918	894
		2 261	2 172	7 354	6 947
Bénéfice avant frais financiers		965	1 431	4 844	5 328
Frais financiers	6	602	569	1 794	1 724
Bénéfice net		363	862	3 050	3 604

États consolidés du résultat étendu

En millions de dollars canadiens (non audités)		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net		363	862	3 050	3 604
Autres éléments du résultat étendu	10				
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	53	(461)	666	86
Variation nette des écarts de conversion		50	6	26	10
Variation nette des éléments désignés comme couvertures d'investissement net	7	(46)	—	(29)	—
Variation nette des avantages sociaux futurs		—	11	(1)	33
Autres		(2)	23	(10)	29
		55	(421)	652	158
Résultat étendu		418	441	3 702	3 762

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 30 septembre 2023	Au 31 décembre 2022
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 766	1 773
Placements temporaires		3 177	2 015
Clients et autres actifs		3 033	4 292
		9 976	8 080
Immobilisations corporelles et incorporelles		75 414	71 080
Actifs réglementaires		963	1 026
Actifs au titre des avantages sociaux futurs		6 260	5 911
Autres actifs		3 452	3 277
		96 065	89 374
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunts		4 133	4
Créditeurs et autres passifs		3 147	3 944
Dividende à payer		—	3 418
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	7	1 391	1 011
		8 671	8 377
Dette à long terme	7	53 220	50 530
Passifs au titre des avantages sociaux futurs		1 199	1 173
Autres passifs		2 396	2 417
		65 486	62 497
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions		4 374	4 374
Bénéfices non répartis		25 138	22 088
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	1 067	415
		30 579	26 877
		96 065	89 374
Éventualités	11		

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Au nom du Conseil d'administration,

/s/ Geneviève Brouillette
Présidente du Comité d'audit

/s/ Manon Brouillette
Présidente du Conseil d'administration

États consolidés des variations des capitaux propres

En millions de dollars canadiens
(non audités)

Neuf mois terminés
les 30 septembre

	Note	Capital-actions	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2022		4 374	22 088	415	26 877
Bénéfice net			3 050		3 050
Autres éléments du résultat étendu	10			652	652
Solde au 30 septembre 2023		4 374	25 138	1 067	30 579
Solde au 31 décembre 2021		4 374	20 949	(2 063)	23 260
Bénéfice net			3 604		3 604
Autres éléments du résultat étendu	10			158	158
Solde au 30 septembre 2022		4 374	24 553	(1 905)	27 022

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

En millions de dollars canadiens (non audités)		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2023	2022	2023	2022
Activités d'exploitation					
Bénéfice net		363	862	3 050	3 604
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation					
Amortissement		720	673	2 133	2 005
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		(113)	(104)	(336)	(316)
Autres		74	(218)	167	(45)
Actifs et passifs réglementaires		(48)	(38)	(91)	(200)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	8	(30)	495	459	(621)
		966	1 670	5 382	4 427
Activités d'investissement					
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles		(1 235)	(1 127)	(3 263)	(3 132)
Acquisition d'une entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	—	—	(2 019)	—
Acquisition de placements temporaires et de titres destinés au fonds d'amortissement		(971)	(1 594)	(4 660)	(3 058)
Cession de placements temporaires et de titres provenant du fonds d'amortissement		1 461	823	3 622	1 131
Autres		(8)	—	20	—
		(753)	(1 898)	(6 300)	(5 059)
Activités de financement					
Émission de dette à long terme		1 046	1 186	3 204	4 377
Remboursement de dette à long terme		(26)	(1 201)	(1 074)	(3 195)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		723	1 212	2 940	4 131
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		(668)	(1 307)	(2 740)	(3 965)
Variation nette des emprunts		369	2 253	4 007	3 968
Dividende versé		—	—	(3 418)	(2 673)
Autres		(3)	26	(7)	21
		1 441	2 169	2 912	2 664
Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie					
		11	12	(1)	14
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie					
		1 665	1 953	1 993	2 046
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période					
		2 101	1 390	1 773	1 297
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période					
		3 766	3 343	3 766	3 343
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie	8				

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

Périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2023 et 2022

Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.

Note 1 Mode de présentation

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Les présents états financiers consolidés trimestriels, y compris les présentes notes, ne contiennent pas toute l'information requise à l'égard d'états financiers consolidés annuels. Par conséquent, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés et les notes afférentes publiés dans le *Rapport annuel 2022* d'Hydro-Québec.

Les conventions comptables utilisées dans la préparation des états financiers consolidés trimestriels sont conformes à celles qui sont présentées dans le *Rapport annuel 2022* d'Hydro-Québec, à l'exception de la modification récente décrite à la note 2, Modification de convention comptable, ainsi que des conventions présentées à la note 4, Acquisition

d'une entreprise, de même qu'à la note 7, Instruments financiers, en ce qui concerne les couvertures d'investissement net.

Les résultats trimestriels d'Hydro-Québec ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de l'exercice en raison des variations saisonnières de la température. Compte tenu de la demande d'électricité accrue durant les mois d'hiver, les produits des ventes d'électricité au Québec sont plus élevés au premier et au quatrième trimestres.

La direction a évalué les événements qui ont eu lieu jusqu'au 10 novembre 2023, date d'approbation des présents états financiers consolidés trimestriels par le Conseil d'administration, afin de déterminer si les circonstances justifiaient la prise en compte d'événements postérieurs à la date du bilan.

Note 2 Modification de convention comptable

Modification récente

Instruments financiers

Le 1^{er} janvier 2023, Hydro-Québec a adopté, selon une approche rétrospective modifiée, l'Accounting Standards Codification 326, *Financial Instruments—Credit Losses*, publiée par le Financial Accounting Standards Board.

Cette norme fournit de nouvelles directives quant à la dépréciation des actifs financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur dans les résultats. Elle remplace la méthode fondée sur les pertes subies par une

méthode qui repose sur les pertes prévues et elle n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés d'Hydro-Québec.

La convention comptable sur les comptes clients a toutefois été modifiée en conséquence. Ces comptes sont comptabilisés au montant facturé, déduction faite de la provision pour pertes de crédit. Celle-ci est établie en fonction du statut et du profil de risque des dossiers clients, de l'historique de recouvrement pour chaque groupe d'âges des comptes, de la conjoncture économique actuelle et des prévisions de la conjoncture future à la date du bilan.

Note 3 Réglementation

Activités de distribution

Les tarifs de distribution d'électricité ont été indexés de 6,5 % au 1^{er} avril 2023, à l'exception des tarifs résidentiels et du tarif L, qui ont respectivement été indexés de 3 % et de 4,2 %.

Note 4 Acquisition d'une entreprise

Acquisition de Great River Hydro NE LLC

Le 10 février 2023, Hydro-Québec a acquis 100 % des parts de la société Great River Hydro NE LLC, qui possède et exploite un parc de 13 centrales hydroélectriques situées dans les États du Vermont, du New Hampshire et du Massachusetts, pour une contrepartie en trésorerie de 2 056 M\$ (1 539 M\$ US), y compris les ajustements finaux apportés au prix d'acquisition. Cette acquisition permettra notamment à Hydro-Québec de diversifier ses sources de revenus en Nouvelle-Angleterre, son principal marché d'exportation.

La transaction a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition.

Le tableau suivant présente la répartition provisoire du prix d'acquisition entre les actifs acquis et les passifs repris, évalués à la juste valeur à la date d'acquisition :

Actif	
Actifs à court terme	60
Immobilisations corporelles	2 502
Immobilisations incorporelles	524
Écart d'acquisition ^a	138
	3 224
Passif	
Passifs à court terme	31
Dette à long terme	986
Autres passifs à long terme	151
	1 168
Prix d'acquisition total	2 056
Moins	
Trésorerie acquise	37
Prix d'acquisition total, déduction faite de la trésorerie acquise	2 019

a) Présenté dans le poste Autres actifs au bilan consolidé en date du 30 septembre 2023.

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée. L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur totale des actifs nets acquis et représente essentiellement la croissance future. L'écart d'acquisition est déductible aux fins fiscales.

Les immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée de vie utile estimative selon la méthode de l'amortissement linéaire. La durée de vie utile moyenne pondérée des immobilisations corporelles est de 67 ans.

Les immobilisations incorporelles correspondent principalement aux licences, permis et autres droits acquis. L'exploitation des centrales hydroélectriques est assujettie à l'obtention de licences renouvelables délivrées par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Au 30 septembre 2023, les licences afférentes à trois centrales hydroélectriques étaient en cours de renouvellement, pour des périodes prévues d'environ 40 ans. Quant aux autres licences, leur durée résiduelle moyenne avant les prochains renouvellements est de 16 ans. Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée de vie utile estimative de 70 ans.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 21 M\$ qui ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation, soit 15 M\$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2023 et 6 M\$ pour l'exercice 2022, ainsi qu'à des droits de mutation de 4 M\$ qui ont été comptabilisés dans le poste Taxes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2023.

Les résultats sont présentés dans les états consolidés des résultats depuis la date d'acquisition. Pour la période de 233 jours terminée le 30 septembre 2023, les produits et la perte nette comptabilisés dans les états consolidés des résultats ont respectivement totalisé 99 M\$ et 25 M\$.

L'incidence de l'information pro forma sur les produits et sur le bénéfice net consolidés d'Hydro-Québec n'est pas significative pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2023 et 2022.

Note 5 Produits

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires				
Ventes d'électricité				
Au Québec	2 784	2 633	9 870	9 833
Hors Québec	335	892	1 961	2 128
	3 119	3 525	11 831	11 961
Autres produits des activités ordinaires	60	48	219	173
	3 179 ^a	3 573 ^a	12 050 ^a	12 134 ^a
Produits des autres activités	47	30	148	141
	3 226	3 603	12 198	12 275

a) Ces produits comprennent des gains et pertes sur instruments dérivés dont les montants sont présentés à la note 7, Instruments financiers.

Note 6 Frais financiers

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Intérêts sur titres d'emprunt	676	589	1 992	1 753
(Gain net) perte nette de change	—	(1)	—	1
Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt ^a	61	58	184	176
Frais financiers capitalisés	(58)	(51)	(156)	(159)
Revenu net de placement	(77)	(26)	(226)	(47)
	602	569	1 794	1 724

a) Les frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt sont assortis d'un taux de 0,5 % et sont versés au gouvernement du Québec.

Note 7 Instruments financiers

Dans le cadre de ses activités, Hydro-Québec réalise des opérations qui l'exposent à certains risques financiers, tels que les risques de marché et de crédit. Un suivi rigoureux et l'adoption de stratégies comprenant l'utilisation d'instruments dérivés réduisent l'exposition à ces risques et les impacts sur les résultats.

Risque de marché

Le risque de marché est le risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison de variations des prix du marché.

Risque de change

Hydro-Québec utilise des swaps de devises et des contrats à terme d'achat de devises pour gérer le risque de change associé à la dette à long terme libellée en dollars américains ainsi que des contrats à terme de vente de devises pour gérer l'exposition associée aux ventes probables en dollars américains. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie.

Hydro-Québec a également recours à des contrats à terme de vente de devises pour couvrir son investissement net dans un établissement étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures d'investissement net.

Risque de taux d'intérêt

Hydro-Québec utilise des swaps de taux d'intérêt pour convertir certaines dettes à taux fixe en dettes à taux variable ainsi que des contrats à terme de taux d'intérêt pour fixer le taux d'intérêt de certaines émissions de dettes futures. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés selon le type de couverture, soit à titre de couvertures de flux de trésorerie ou de couvertures de juste valeur.

Risque de prix

Hydro-Québec utilise principalement des contrats à terme et des swaps pour gérer le risque lié à la fluctuation des prix de l'énergie, de l'aluminium et du pétrole. Elle vise ainsi à atténuer l'impact de la volatilité des prix du marché sur les résultats au titre des ventes et des achats d'électricité ainsi que des achats de combustible indexés selon ces prix. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente le montant notionnel des contrats à terme et des swaps utilisés aux fins de la gestion des risques de marché :

	Au 30 septembre 2023	Au 31 décembre 2022
Risque de change		
Vente (M\$ US)	4 229	5 652
Achat (M\$ US)	6 971	3 907
Risque de taux d'intérêt		
Taux payeur variable (M\$ CA)	1 500	1 500
Taux payeur fixe (M\$ CA)	2 000	3 000
Risque de prix		
Électricité (TWh)	13,3	20,5
Aluminium (tonnes)	353 000	367 475
Pétrole (millions de litres)	—	17,3
Congestion (TWh)	6,5	7,7

Note 7 Instruments financiers (suite)

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une partie à un actif financier ne puisse respecter ses obligations.

Hydro-Québec est exposée au risque de crédit lié aux comptes clients et aux autres actifs financiers, tels que la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les placements temporaires, le fonds d'amortissement, les dépôts et les instruments dérivés.

Dans le cas des comptes clients, ce risque résulte principalement de ses opérations courantes de vente d'électricité au Québec et hors Québec. L'exposition au risque est limitée en raison de la diversité et de l'importance de la clientèle ainsi que des mesures mises en place, comme les dépôts de garantie, les paiements anticipés, les ententes de paiement et les interruptions de service. La direction estime ainsi qu'Hydro-Québec ne s'expose pas à un risque de crédit élevé, notamment parce qu'au Québec, les ventes sont facturées à des tarifs qui prévoient le recouvrement des coûts

selon les modalités déterminées par la Régie de l'énergie du Québec.

Au 30 septembre 2023, les clients et autres actifs comprenaient un montant de 1 351 M\$ (2 108 M\$ au 31 décembre 2022) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 814 M\$ (1 449 M\$ au 31 décembre 2022) au titre de l'électricité livrée mais non facturée. Les clients et autres actifs sont présentés déduction faite de la provision pour pertes de crédit de 383 M\$ (362 M\$ au 31 décembre 2022).

Pour réduire l'exposition au risque de crédit lié aux autres actifs financiers, Hydro-Québec traite avec plusieurs émetteurs et institutions financières dont la notation de crédit est élevée. De plus, pour atténuer l'exposition au risque lié aux instruments dérivés, elle a signé, avec chacune des contreparties, une entente d'échange de garanties conforme aux directives de l'International Swaps and Derivatives Association (l'« ISDA ») qui permet de limiter la valeur de marché du portefeuille. Ainsi, une variation de cette valeur de marché au-delà d'un niveau convenu donne lieu à un encaissement ou à un décaissement.

Juste valeur

Juste valeur des instruments dérivés

Les tableaux suivants présentent la juste valeur des instruments dérivés, y compris l'incidence de la compensation selon le type de couverture :

	Au 30 septembre 2023				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
Actif					
Contrats de change	—	769	1	53	823
Contrats de taux d'intérêt	2	151	—	—	153
Contrats de prix	—	354	—	164	518
Montants bruts comptabilisés	2	1 274	1	217	1 494
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					(203)
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					(1 012)
Actif net					279^c
Passif					
Contrats de change	—	(139)	(17)	(41)	(197)
Contrats de taux d'intérêt	(14)	(1)	—	—	(15)
Contrats de prix	—	(69)	—	(26)	(95)
Montants bruts comptabilisés	(14)	(209)	(17)	(67)	(307)
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					203
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					7
Passif net					(97)^d

Note 7 Instruments financiers (suite)

	Au 31 décembre 2022				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
Actif					
Contrats de change	—	767	—	19	786
Contrats de taux d'intérêt	83	48	—	—	131
Contrats de prix	—	419	—	283	702
Montants bruts comptabilisés	83	1 234	—	302	1 619
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					(231)
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					(900)
Actif net					488 ^c
Passif					
Contrats de change	—	(270)	—	(14)	(284)
Contrats de taux d'intérêt	—	(17)	—	—	(17)
Contrats de prix	—	(463)	—	(35)	(498)
Montants bruts comptabilisés	—	(750)	—	(49)	(799)
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					231
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					70
Passif net					(498) ^d

- a) L'incidence de la compensation entre contreparties est liée à des contrats transigés conformément aux directives de l'ISDA et constituant des conventions-cadres de compensation exécutoires. Ces conventions-cadres s'appliquent à tous les contrats d'instruments dérivés négociés de gré à gré.
- b) Les montants de trésorerie compensés représentent des montants reçus ou versés en vertu d'ententes d'échange de garanties signées conformément aux directives de l'ISDA.
- c) Au 30 septembre 2023, 176 M\$ étaient comptabilisés dans le poste Clients et autres actifs (454 M\$ au 31 décembre 2022) et 103 M\$, dans le poste Autres actifs (34 M\$ au 31 décembre 2022).
- d) Au 30 septembre 2023, (51) M\$ étaient comptabilisés dans le poste Créditeurs et autres passifs [(404) M\$ au 31 décembre 2022] et (46) M\$, dans le poste Autres passifs [(94) M\$ au 31 décembre 2022].

Par ailleurs, bien que certains dérivés ne puissent être compensés en raison de l'absence d'une convention-cadre de compensation exécutoire, des montants peuvent être reçus d'agents de compensation ou versés à de tels agents dans le cadre d'appels de marge, en fonction de la juste valeur des instruments en cause. Au 30 septembre 2023, aucun montant

à recevoir en contrepartie de versements nets n'était intégré dans le poste Clients et autres actifs (346 M\$ au 31 décembre 2022), tandis qu'un montant de 110 M\$ à payer en contrepartie d'encaissements nets était intégré dans le poste Créditeurs et autres passifs (néant au 31 décembre 2022).

Hierarchie des justes valeurs

Les évaluations à la juste valeur des instruments dérivés sont classées selon la hiérarchie à trois niveaux en fonction des données d'entrée utilisées. Les justes valeurs de certains dérivés d'énergie classées au niveau 1, évaluées à 90 M\$ au 30 septembre 2023 [(223) M\$ au 31 décembre 2022], proviennent des cours de clôture à la date du bilan. Les justes valeurs de tous les autres dérivés, à l'exception de ceux liés au risque de congestion du réseau de transport et aux contrats de vente d'énergie portant sur des volumes variables, sont classées au niveau 2. Ces justes valeurs, qui s'élevaient à 1 014 M\$ au 30 septembre 2023 (852 M\$ au 31 décembre 2022), ont été obtenues par actualisation des flux de trésorerie futurs, estimés à partir des taux au comptant ou à terme ou des prix à terme (taux de change, taux d'intérêt, prix de l'énergie ou de l'aluminium) en vigueur à la date du bilan,

compte tenu de l'évaluation du risque de crédit. Les techniques d'évaluation utilisées font appel à des données de marché observables.

Les dérivés évalués au niveau 3, dont l'évaluation de la juste valeur n'est pas fondée sur des données observables, s'élevaient à 83 M\$ au 30 septembre 2023 (191 M\$ au 31 décembre 2022). La technique utilisée pour évaluer les dérivés liés au risque de congestion est fondée sur un historique mobile de deux ans des prix au comptant et des prix à terme de l'énergie à la date d'évaluation, tandis que celle utilisée pour les contrats de vente d'énergie à prix fixe portant sur des volumes variables repose sur les prix à terme de l'énergie, compte tenu de l'historique de consommation de la contrepartie.

Note 7 Instruments financiers (suite)

Incidence des instruments dérivés sur les résultats et les autres éléments du résultat étendu

Les instruments négociés, dont l'incidence est présentée dans le tableau ci-dessous, ont pour effet de réduire la volatilité des résultats. Il est à noter que la majorité des instruments dérivés sont désignés comme couvertures.

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Pertes (gains) sur dérivés comptabilisés dans les résultats				
Couvertures de juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ^a	78	1	91	274
Dérivés non désignés comme couvertures				
Contrats de change ^b	(80)	(125)	(18)	(198)
Contrats de prix ^b	10	(3)	(156)	40
	8 ^c	(127) ^c	(83) ^c	116 ^c
Pertes (gains) sur dérivés reclassés des autres éléments du résultat étendu aux résultats				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change ^d	(84)	(303)	87	(352)
Contrats de taux d'intérêt ^a	—	1	1	4
Contrats de prix ^e	(109)	183	(704)	683
	(193) ^c	(119) ^c	(616) ^c	335 ^c
Pertes (gains) sur dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	6	156	(29)	195
Contrats de taux d'intérêt	(294)	18	(234)	(641)
Contrats de prix	42	168	(1 019)	695
	(246)	342	(1 282)	249
Couvertures d'investissement net ^f				
Contrats de change	46	—	29	—
	(200)	342	(1 253)	249

a) Ces montants ont été comptabilisés dans le poste Frais financiers.

b) Ces dérivés sont essentiellement transigés dans le cadre de la gestion intégrée des risques. Leur incidence sur les résultats est comptabilisée dans les postes touchés par le risque géré. Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2023, respectivement (21) M\$ et (272) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (13 M\$ et 86 M\$ pour les périodes correspondantes de 2022), 31 M\$ et 113 M\$, dans le poste Achats d'électricité [(5) M\$ et (31) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022] ainsi que (80) M\$ et (15) M\$, dans le poste Frais financiers [(136) M\$ et (213) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022].

c) Les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 3 226 M\$, 508 M\$ et 602 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2023, 12 198 M\$, 1 928 M\$ et 1 794 M\$ pour la période de neuf mois terminée à cette date (3 603 M\$, 589 M\$ et 569 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2022 ainsi que 12 275 M\$, 2 090 M\$ et 1 724 M\$ pour la période de neuf mois terminée à cette date).

d) Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2023, respectivement 24 M\$ et 93 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (19 M\$ et 28 M\$ pour les périodes correspondantes de 2022) ainsi que (108) M\$ et (6) M\$, dans le poste Frais financiers [(322) M\$ et (380) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022].

e) Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2023, respectivement (108) M\$ et (694) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (185 M\$ et 687 M\$ pour les périodes correspondantes de 2022) ainsi que (1) M\$ et (10) M\$, dans le poste Achats d'électricité [(2) M\$ et (4) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022].

f) Hydro-Québec applique la comptabilité de couverture aux instruments dérivés qu'elle désigne comme couvertures d'investissement net. La variation de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants comptabilisés dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu seront reclassés dans les résultats si Hydro-Québec cède son investissement net dans l'établissement étranger.

Note 7 Instruments financiers (suite)

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2023, Hydro-Québec a reclassé un gain net de 16 M\$ du Cumul des autres éléments du résultat étendu aux résultats à la suite de l'abandon de couvertures de flux de trésorerie (néant pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2022).

Au 30 septembre 2023, Hydro-Québec estimait à 170 M\$ le montant net des gains compris dans le Cumul des autres

éléments du résultat étendu qui seraient reclassés dans les résultats au cours des 12 mois suivants (perte nette de 332 M\$ au 30 septembre 2022).

Au 30 septembre 2023, la durée maximale sur laquelle Hydro-Québec couvrirait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de sept ans (huit ans au 30 septembre 2022).

Juste valeur des autres instruments financiers

Les évaluations à la juste valeur des autres instruments financiers sont classées au niveau 2. La juste valeur est obtenue par actualisation des flux de trésorerie futurs, selon les taux observés à la date du bilan pour des instruments similaires négociés sur les marchés financiers.

La juste valeur des équivalents de trésorerie, des comptes clients, des dépôts, des autres actifs financiers et des passifs financiers se rapproche de leur valeur comptable en raison de la nature à court terme de ces instruments financiers, sauf dans le cas des éléments présentés dans le tableau suivant :

	Au 30 septembre 2023		Au 31 décembre 2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Fonds d'amortissement ^a	646	606	647	621
Passif				
Dette à long terme ^b	(54 611) ^c	(51 082)	(51 541) ^c	(52 543)

a) Le fonds d'amortissement, affecté au remboursement de la dette à long terme, est constitué d'obligations émises par le gouvernement du Québec.

b) Y compris la tranche échéant à moins d'un an.

c) Y compris un montant de 1 490 M\$ au 30 septembre 2023 (1 492 M\$ au 31 décembre 2022) associé à des dettes faisant l'objet d'une couverture de juste valeur, ce qui a donné lieu à un ajustement lié au risque couvert de (12) M\$ (79 M\$ au 31 décembre 2022) au titre des relations de couverture existantes et de (60) M\$ [(65) M\$ au 31 décembre 2022] au titre des relations de couverture auxquelles Hydro-Québec a mis fin.

Note 8 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement				
Clients et autres actifs	354	538	993	(433)
Créditeurs et autres passifs	(384)	(43)	(534)	(188)
	(30)	495	459	(621)
Activités sans effet sur la trésorerie				
Augmentation des immobilisations corporelles et incorporelles	35	68	77	105
Intérêts payés	963	880	1 987	1 933

Note 9 Avantages sociaux futurs

						Trois mois terminés les 30 septembre
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus	71	157	10	13	81	170
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	289	204	16	12	305	216
Rendement prévu des actifs	(476)	(499)	(1)	–	(477)	(499)
Amortissement de la perte actuarielle nette	–	22	–	6	–	28
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	–	1	(1)	(1)	(1)	–
	(187)	(272)	14	17	(173)	(255)
(Crédit) coût net constaté	(116)	(115)	24	30	(92)	(85)

						Neuf mois terminés les 30 septembre
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus	212	473	33	39	245	512
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	867	611	50	37	917	648
Rendement prévu des actifs	(1 428)	(1 497)	(2)	(1)	(1 430)	(1 498)
Amortissement de la perte actuarielle nette	–	67	(1)	18	(1)	85
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	–	3	(3)	(3)	(3)	–
	(561)	(816)	44	51	(517)	(765)
(Crédit) coût net constaté	(349)	(343)	77	90	(272)	(253)

Note 10 Cumul des autres éléments du résultat étendu

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2023					
	Couvertures de flux de trésorerie	Écarts de conversion	Couvertures d'investissement net	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2022	168	22	—	180	45	415
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	1 282	26	(29)	—	(10)	1 269
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	(616)	—	—	(1)	—	(617)
Autres éléments du résultat étendu	666	26	(29)	(1) ^a	(10)	652
Solde au 30 septembre 2023	834	48	(29)	179	35	1 067

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2022					
	Couvertures de flux de trésorerie	Écarts de conversion	Couvertures d'investissement net	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2021	(706)	(1)	—	(1 354)	(2)	(2 063)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	(249)	10	—	—	29	(210)
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	335	—	—	33	—	368
Autres éléments du résultat étendu	86	10	—	33 ^a	29	158
Solde au 30 septembre 2022	(620)	9	—	(1 321)	27	(1 905)

a) Les autres éléments du résultat étendu comprennent la variation du passif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs, qui était de 3 M\$ au 30 septembre 2023 [variation de l'actif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs de (52) M\$ au 30 septembre 2022].

Note 11 Éventualités

Litiges

Dans le cours normal de ses activités de développement et d'exploitation, Hydro-Québec est parfois partie à des réclamations et poursuites judiciaires. La direction est d'avis qu'une provision adéquate a été constituée à l'égard de ces litiges. Par conséquent, elle ne prévoit pas d'incidence défavorable importante de tels passifs éventuels sur la situation financière ni sur les résultats consolidés d'Hydro-Québec.

Entre autres actions en cours, certaines communautés autochtones ont intenté, devant les tribunaux du Québec, des recours contre les gouvernements du Canada et du Québec et contre Hydro-Québec fondés sur des revendications de titres et de droits ancestraux. Par exemple, les Innus de Uashat mak Mani-utenam réclament une somme de 1,5 G\$ à titre de dédommagement notamment pour diverses activités menées sur le territoire qu'ils revendiquent, dont des activités de production et de transport d'électricité. De plus, les Innus de Pessamit ont introduit un recours visant la reconnaissance de leur titre et de leurs droits ancestraux relativement à des terres du Québec où sont situées certaines installations de production et de transport d'électricité d'Hydro-Québec, y compris les complexes hydroélectriques Manic-Outardes et Bersimis. Ils allèguent que ces installations portent atteinte à leur titre et à leurs droits ancestraux et réclament une somme de 500 M\$ comme dédommagement. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ces recours.

Par ailleurs, des recours ont été intentés contre Hydro-Québec et la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited [la « CF(L)Co »] relativement au complexe hydroélectrique des Churchill Falls au Labrador, dont la CF(L)Co est le propriétaire-exploitant. Ainsi, dans un recours introduit en octobre 2020 devant les tribunaux de Terre-Neuve-et-Labrador, Innu Nation Inc. allègue que la construction et l'exploitation de ce complexe seraient le fruit d'une « entreprise commune » de la CF(L)Co et d'Hydro-Québec et porteraient atteinte au titre et aux droits ancestraux des Innus du Labrador. Innu Nation Inc. demande la restitution des profits que la CF(L)Co et Hydro-Québec ont réalisés grâce à l'exploitation de ce complexe ou, à défaut, une compensation monétaire de 4 G\$ en ce qui concerne Hydro-Québec. Dans un autre recours, introduit en janvier 2023 devant la Cour supérieure du Québec, les Innus de Uashat mak Mani-utenam allèguent que le complexe des Churchill Falls porte atteinte à leur titre et à leurs droits ancestraux ainsi qu'à leurs droits issus de traités. En plus de diverses demandes de déclarations judiciaires et ordonnances d'injonction permanente, ils réclament à Hydro-Québec des dommages-intérêts compensatoires de 2 G\$, des dommages-intérêts punitifs de 200 M\$ ainsi que des dommages-intérêts supplémentaires sous forme d'un paiement annuel équivalant à 12,5 % de 15 % des profits annuels d'Hydro-Québec, et ce, à partir de la date d'institution des procédures. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ces recours.

Note 12 Données comparatives

Certaines données des périodes correspondantes de l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation des périodes courantes. Les acquisitions et les cessions de placements temporaires et de titres destinés au fonds d'amortissement ou provenant de celui-ci, qui étaient auparavant présentées dans le poste Variation nette des

placements temporaires et du fonds d'amortissement aux états consolidés des flux de trésorerie, font dorénavant l'objet de postes distincts sous la rubrique Activités d'investissement. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le total présenté au titre de ces activités.

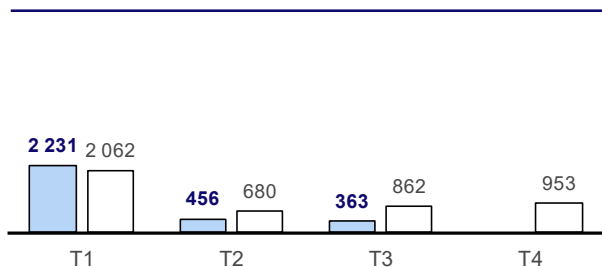
FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(NON AUDITÉS)

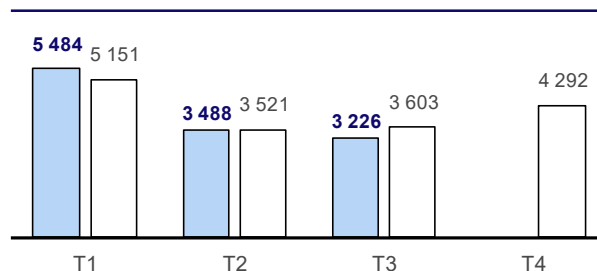
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

Sommaire des résultats	Trois mois terminés les 30 septembre				Neuf mois terminés les 30 septembre		
	2023	2022	Variation (%)		2023	2022	Variation (%)
Produits	3 226	3 603	10,5	↓	12 198	12 275	0,6 ↓
Charges	2 261	2 172	4,1	↑	7 354	6 947	5,9 ↑
Frais financiers	602	569	5,8	↑	1 794	1 724	4,1 ↑
Bénéfice net	363	862	57,9	↓	3 050	3 604	15,4 ↓

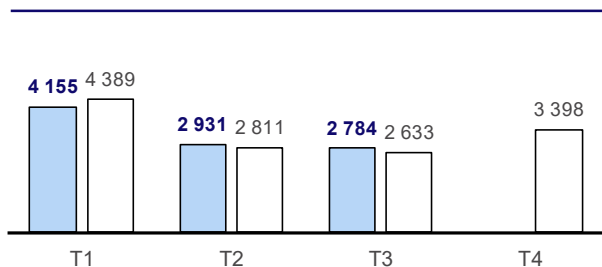
Bénéfice net



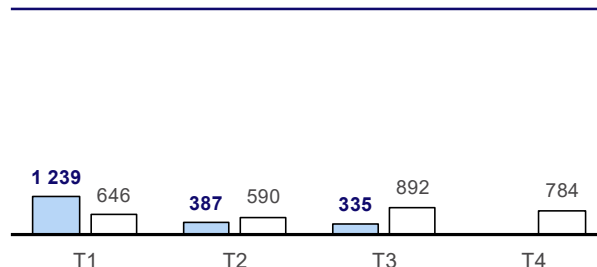
Produits



Produits des ventes d'électricité au Québec



Produits des ventes d'électricité hors Québec



■ 2023 □ 2022