



## DES INITIATIVES PORTEUSES EN TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



**Pierre Despars**  
Président-directeur général par intérim

**Dans la foulée de notre *Plan stratégique 2022-2026*, qui fait état de nos besoins à venir en énergie et en puissance et d'une demande d'électricité accrue tout au long de la décennie actuelle, nous avons choisi d'augmenter de façon considérable nos approvisionnements en énergie éolienne.**

Ainsi, en mars, nous avons retenu sept soumissions, dont six projets éoliens, par suite d'un appel d'offres lancé il y a quelques mois. Les livraisons liées à ces projets atteindront près de 1150 MW de puissance installée éolienne et devraient se concrétiser au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2026.

Comme nous avons à cœur d'exercer avec prévoyance notre rôle de principal fournisseur d'électricité du Québec, nous avons lancé plus récemment un autre appel d'offres portant sur 1500 MW additionnels d'énergie éolienne. Cette fois, nous avons défini des zones d'implantation précises afin d'être en mesure de raccorder rapidement et à un coût raisonnable les futures installations, qui devraient être mises en service entre le 1<sup>er</sup> décembre 2027 et le 1<sup>er</sup> décembre 2029.

Nous avons également signé, à la fin du premier trimestre, un contrat visant l'achat de l'électricité qui sera produite aux Îles-de-la-Madeleine par quatre nouvelles éoliennes de 4,2 MW chacune, pour une puissance installée totale de 16,8 MW. En vue d'optimiser cette production, il est prévu également d'installer, à l'emplacement de l'actuelle centrale de l'archipel, un système de stockage d'énergie d'environ 10 MW ou 10 MWh. Ce projet, conditionnel à l'obtention des autorisations

habituelles, permettra d'éviter la consommation de près de 11 millions de litres de mazout par année aux Îles.

Pour répondre aux besoins en énergie et en puissance, nous pourrions également devoir compter sur de nouvelles capacités de production hydroélectrique. À cette fin, nous poursuivons l'évaluation des sites qui présentent le meilleur potentiel, en collaboration avec les communautés autochtones et les collectivités concernées. Une analyse sommaire est d'ailleurs en cours pour quelques secteurs, dont celui de la rivière du Petit Mécatina, sur la Côte-Nord. Il est important de souligner qu'aucun projet de centrale n'est confirmé à ce jour.

Dans notre Plan stratégique, nous avons indiqué que l'efficacité énergétique est appelée à jouer un rôle central pour diminuer la pression à la hausse sur la demande d'électricité et avons annoncé notre intention d'atteindre des économies d'énergie de 8,2 TWh à l'horizon 2029. Or, compte tenu des résultats obtenus au cours de la période 2020-2022, qui ont dépassé de plus de 20% la cible fixée (2 TWh d'économies d'énergie), ainsi que de l'intensification de la demande d'électricité, nous avons décidé d'accroître nos efforts à cet égard de façon à recenser toutes les solutions qui pourraient nous aider à réaliser le plus d'économies d'énergie possible au Québec, le potentiel étant estimé à 25 TWh.

Ces diverses initiatives reflètent notre volonté d'assurer une alimentation électrique fiable et durable aux Québécois et Québécoises ainsi que notre détermination à offrir des outils de gestion de la consommation leur permettant de participer activement à la transition énergétique du Québec.

En avril, une importante tempête de verglas, qui a frappé plusieurs régions du Québec, a simultanément privé d'électricité plus de 1125 000 clients et clientes. Je tiens à souligner les efforts déployés par quelque 1600 travailleurs et travailleuses pour rétablir le service dans les zones touchées. Je désire également remercier notre clientèle pour la patience dont elle a fait preuve dans les circonstances.

Enfin, je remercie le Conseil d'administration ainsi que le gouvernement du Québec pour la confiance qu'ils m'ont accordée en me nommant président-directeur général par intérim. Dans l'exercice de ce mandat, je sais que je peux compter sur l'engagement de nos équipes aux multiples talents. Je suis aussi conscient de l'ampleur du défi à relever alors que je prends le relais à la direction de cette grande société de services publics qu'est Hydro-Québec.

**Pierre Despars**

*Au premier trimestre de 2023, le bénéfice net d'Hydro-Québec a atteint 2231M\$, soit une progression de 169M\$ par rapport aux 2062M\$ enregistrés à la même période de l'an dernier. Il s'agit de la meilleure performance financière de l'entreprise pour une période de trois mois. Cette performance repose en partie sur nos ventes d'électricité sur les marchés hors Québec qui ont bondi de 593M\$, essentiellement en raison de l'incidence favorable de la stratégie de gestion mise en place par l'entreprise pour couvrir les risques liés aux ventes, stratégie qui a plus que compensé la baisse marquée des prix sur les marchés de l'énergie.*

## NOS INITIATIVES DU TRIMESTRE EN DÉVELOPPEMENT DURABLE



### Hydro-Québec soutient la transition énergétique d'Opitciwan

En février, Hydro-Québec a conclu une entente historique avec les Atikamekw d'Opitciwan destinée à soutenir la construction d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière d'une puissance installée de 4,8 MW, dont la mise en service est prévue pour juillet 2026. Les signataires de cette entente sont le Conseil des Atikamekw d'Opitciwan, la société en commandite Onimiskiw Opitciwan ainsi qu'Hydro-Québec.

La centrale de cogénération renforcera non seulement le réseau électrique local, mais contribuera également au développement d'Opitciwan, y compris la construction de nouvelles maisons pour loger des familles, tout en étant un moteur pour l'expansion économique.

Outre la production d'électricité, la centrale générera de la chaleur qui permettra l'installation d'un séchoir à la scierie locale, dont le Conseil d'Opitciwan est actionnaire majoritaire. Cette composante du projet créera de l'emploi et favorisera la réalisation d'économies sur le transport des écorces.

Le projet permettra également de diminuer d'environ 85 % la consommation de diesel, les génératrices alimentant actuellement la communauté ne devant être utilisées que comme source d'appoint à l'avenir. On estime à 13 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub> la quantité d'émissions de gaz à effet de serre qui seront évitées annuellement. La réduction du transport associé au diesel et aux écorces de bois brut fait partie des avantages environnementaux qui découleront de l'aménagement de la centrale.

Dans le cadre de ce projet estimé à 60,2 M\$, Hydro-Québec s'est engagée à signer un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 25 ans, assorti d'une option de prolongation d'une durée de 15 ans. Il s'agira de notre premier réseau autonome de ce type dans une communauté autochtone.



### La relève au féminin, on y voit

L'une des ambitions d'Hydro-Québec est d'assurer la relève au féminin en technologies et en entrepreneuriat. À cette fin, par l'octroi d'une commandite, nous avons soutenu, pour une deuxième année, Technovation Montréal, une compétition réservée aux jeunes filles de 8 à 18 ans visant à réduire le fossé qui existe entre les hommes et les femmes dans le domaine des technologies.

Créé à Silicon Valley, le concept a été mis en œuvre dans la métropole en 2014 et cible particulièrement les jeunes filles des quartiers plus défavorisés du Grand Montréal qui, bien souvent, n'ont pas accès à des activités scientifiques. Les résultats sont concluants : les participantes qui terminent le programme s'intéressent davantage à la technologie et au leadership et, à l'échelle internationale, 58 % des anciennes participantes font par la suite des études en sciences ou en informatique.

Sur une période de cinq mois, ateliers, formations, webinaires et événements permettent aux jeunes filles de se familiariser avec les étapes qui mènent à la création d'une entreprise ainsi qu'avec les bases de la programmation. Guidées par des mentors et des mentores, elles élaborent à cette occasion une idée d'application répondant à un besoin ou à un problème recensé dans leur collectivité.

Le 9 février, dans le cadre de la Journée internationale des femmes et des filles de science, le Centre de recherche d'Hydro-Québec a été l'hôte du premier colloque «La science au féminin à l'IREQ». L'événement a accueilli des élèves et des étudiantes issues d'établissements scolaires (du secondaire à l'université) de la région souhaitant en apprendre davantage sur le métier de scientifique et le domaine de la recherche-développement. L'objectif consistait à promouvoir et à valoriser l'apport des femmes et des jeunes filles dans ces secteurs et, surtout, à renforcer l'intérêt de celles-ci pour la science au Québec, de même qu'à démystifier certains préjugés et stéréotypes.



## Des conclusions que nous accueillons favorablement

À la suite des séances publiques menées dans le cadre d'une consultation sur le projet d'interconnexion Hertel-New York portant sur la protection des activités agricoles et des cours d'eau, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a produit un rapport que nous accueillons favorablement. En outre, il se montre satisfait des explications que nous avons fournies et des engagements que nous avons pris pour répondre aux préoccupations du milieu agricole.

Le projet prévoit la construction d'une ligne de transport d'électricité de près de 58 km qui reliera le poste Hertel, à La Prairie, au point d'interconnexion dans la rivière Richelieu, à la frontière canado-américaine. La livraison de notre hydroélectricité propre par cette ligne à la ville de New York y réduira les émissions de carbone d'environ 3,9 millions de tonnes métriques annuellement, ce qui équivaldra à retirer 44 % des voitures des rues de la ville.

Par suite de la consultation, il a été établi que le tracé de la ligne souterraine au Québec se situe à 95 % dans des emprises routières, ce qui en réduit les impacts, qui sont essentiellement liés à la période des travaux de construction, alors que la chaleur émise par la ligne souterraine à venir ne devrait avoir qu'une incidence négligeable sur les ponts.

Concrètement, nous allons collaborer avec les gens du milieu afin d'élaborer et de valider les meilleures approches pour diminuer les effets des travaux sur la circulation de la machinerie agricole. Nous allons, par exemple, adopter des méthodes de travail sur le chantier qui limiteront la compaction des sols en milieu agricole.

En outre, nous nous sommes engagés à mettre en place un programme de suivi agronomique pour assurer un retour aux rendements des terres agricoles qui prévalaient avant les travaux de construction.



## La transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine

Déterminée à décarboner les Îles-de-la-Madeleine, Hydro-Québec a signé en mars un contrat d'approvisionnement en énergie avec l'Alliance de l'énergie de l'Est et Valeco Énergie Québec, les promoteurs du parc éolien de Grosse-Île.

Le projet, dont les analyses ont débuté en septembre 2021, prévoit la construction de quatre éoliennes de 4,2 MW, pour une puissance installée de 16,8 MW, ainsi que l'ajout à la centrale des Îles-de-la-Madeleine d'un système de stockage d'énergie de 10 MW ou 10 MWh, qui optimisera l'intégration de la nouvelle production.

Ce parc éolien, dont la réalisation est conditionnelle à l'obtention des autorisations gouvernementales, environnementales et réglementaires requises, permettra d'éviter la consommation de près de 11 millions de litres de mazout par année, qui s'ajoutent aux 7 millions de litres économisés grâce au parc éolien de la Dune-du-Nord (6,4 MW), inauguré en septembre 2021. Ensemble, les deux parcs engendreront une réduction totale d'environ 40 % du mazout consommé par rapport à 2019.

À elle seule, la production du parc éolien de Grosse-Île donnera lieu à une diminution annuelle de 34 kt éq. CO<sub>2</sub> par an, soit l'équivalent des émissions de 7 400 véhicules.

Conformément à une décision de la Régie de l'énergie rendue en septembre dernier qui exige la réalisation d'études supplémentaires relativement aux différents scénarios envisagés pour la transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine, nous approfondirons d'autres scénarios, en collaboration étroite avec la collectivité.

Pour ce qui est du projet de raccordement au moyen de câbles sous-marins, les délais d'approbation et les difficultés d'approvisionnement à l'échelle mondiale font en sorte que des équipements essentiels à sa réalisation ne peuvent être obtenus à l'heure actuelle ou sont extrêmement coûteux. Nous suspendons donc pour une période indéterminée le scénario d'un tel raccordement à notre réseau principal.

Une chose demeure certaine, la qualité du service aux Madelinots et Madeliniennes demeure au cœur de nos priorités.

# Premier trimestre 2023

## CHIFFRES CLÉS

**2 231 M\$**

8% ↑

**Bénéfice net**

**847 M\$**

1% ↓

**Investissements**

**54,8 TWh**

7% ↓

**4 155 M\$**

5% ↓

**Ventes d'électricité  
au Québec**

**9,4 TWh**

8% ↑

**1 239 M\$**

92% ↑

**Ventes d'électricité  
hors Québec**

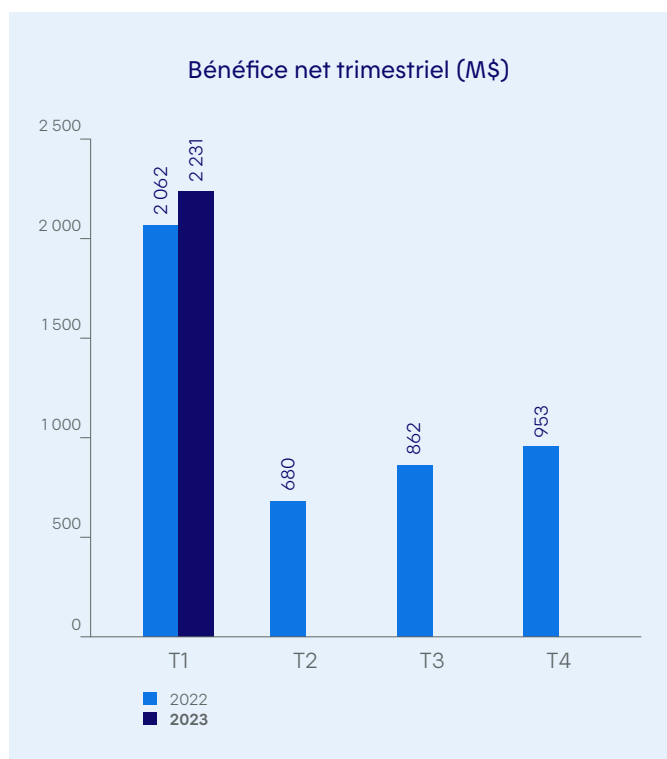
Note : Les écarts en pourcentage sont par rapport au premier trimestre 2022.

## ANALYSE PAR LA DIRECTION

### Résultats trimestriels en un coup d'œil

Au premier trimestre de 2023, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 2 231 M\$, soit une progression de 169 M\$ par rapport aux 2 062 M\$ enregistrés à la même période de l'an dernier. Il s'agit de la meilleure performance financière de l'entreprise pour une période de trois mois.

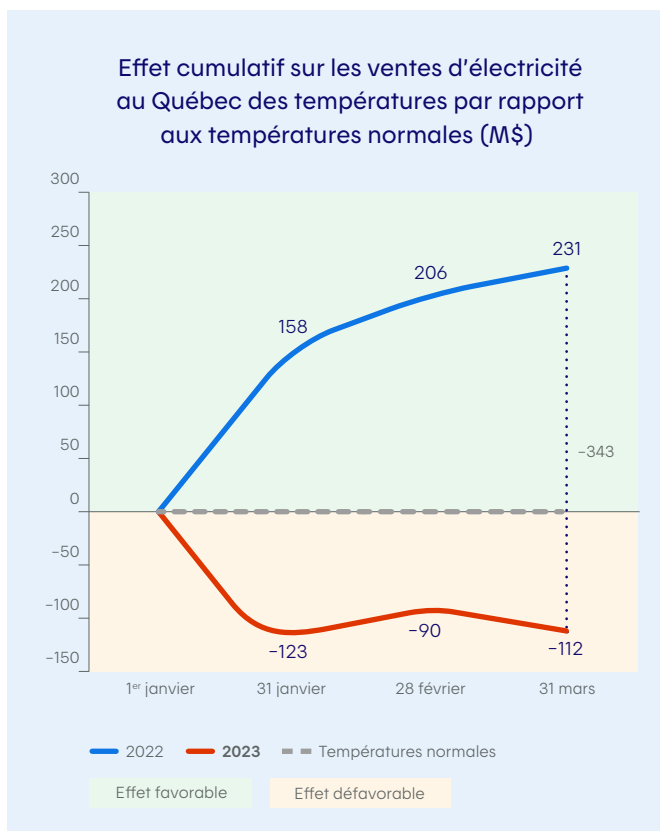
Sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont bondi de 593 M\$, essentiellement en raison de l'incidence favorable de la stratégie de gestion mise en place par l'entreprise pour couvrir les risques liés aux ventes, stratégie qui a plus que compensé la baisse marquée des prix sur les marchés de l'énergie. Cette incidence a cependant été atténuée par l'impact conjugué de trois principaux facteurs. Premièrement, sur le marché du Québec, les ventes d'électricité ont diminué de 234 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2022, principalement par suite de l'effet des températures, celles-ci ayant été plus douces en 2023 comparativement à l'an dernier. Deuxièmement, les charges d'exploitation ont augmenté de 106 M\$ en raison notamment de la croissance des activités de l'entreprise. Enfin, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 83 M\$.



### Résultats consolidés

Les **produits** ont totalisé 5 484 M\$, contre 5 151 M\$ au premier trimestre de 2022. Cet accroissement de 333 M\$ découle surtout du bond de 359 M\$ des ventes d'électricité.

Au Québec, les ventes ont rapporté 234 M\$ de moins que les 4 389 M\$ enregistrés il y a un an, en raison principalement des températures qui ont entraîné une diminution de 4,0 TWh ou 343 M\$. L'effet de celles-ci s'est surtout fait sentir en janvier, où elles ont en moyenne été supérieures de 9 °C à celles de 2022, qui avaient été exceptionnellement froides. Cette baisse a toutefois été atténuée par l'indexation des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2022, qui s'est traduite par des produits additionnels de 96 M\$.



Quant aux ventes d'électricité sur les marchés hors Québec, elles se sont établies à 1 239 M\$, en hausse de 593 M\$ comparativement aux 646 M\$ inscrits au premier trimestre de 2022. D'une part, les exportations d'électricité ont atteint 1 218 M\$, soit 572 M\$ de plus qu'un an plus tôt. Les marchés de l'énergie ont enregistré une chute des prix, attribuable notamment aux températures plus douces qui ont prévalu au cours des trois premiers mois de 2023. Toutefois, ce recul a été plus que

compensé par l'impact de la stratégie de gestion des risques qu'Hydro-Québec a mise en œuvre pour réduire la volatilité des prix. En effet, grâce à cette stratégie, l'entreprise a pu tirer profit des prix à terme élevés qui avaient cours en 2022 en raison du contexte géopolitique mondial, ce qui a eu une incidence très favorable sur les produits de cette année. Par ailleurs, malgré une demande moins élevée découlant des températures plus clémentes, les stratégies de commercialisation ont permis à Hydro-Québec de vendre 9,2 TWh sur les marchés d'exportation. D'autre part, depuis la concrétisation de l'acquisition de Great River Hydro en février 2023, Hydro-Québec consolide dans ses résultats les activités de cette dernière, ce qui a donné lieu à la comptabilisation de produits additionnels de 21 M\$. Rappelons que cette société possède et exploite un parc de 13 centrales hydroélectriques situées dans les États du Vermont, du New Hampshire et du Massachusetts.

Les **charges totales** ont atteint 2 673 M\$, soit 159 M\$ de plus que les 2 514 M\$ inscrits à la période correspondante de l'an dernier.

D'abord, les charges d'exploitation ont augmenté de 106 M\$, en raison de la progression de 71 M\$ de la masse salariale par suite principalement de la croissance des activités de l'entreprise visant à améliorer la qualité et la fiabilité du service, notamment par l'intensification des travaux d'entretien et de maintenance et la hausse des dépenses au chapitre des services numériques afin de répondre à l'accroissement des besoins d'affaires d'Hydro-Québec et de soutenir son évolution technologique. Ces éléments ont entre autres entraîné une augmentation des effectifs. Dans une moindre mesure, la progression de la masse salariale découle aussi de l'indexation des salaires des membres du personnel. Par ailleurs, la concrétisation de l'acquisition de Great River Hydro en février 2023 a conduit à une majoration de 19 M\$ des charges d'exploitation par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de la comptabilisation de frais liés à la transaction d'achat et de la consolidation des activités de cette société à partir de la date d'acquisition.

Ensuite, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs offerts aux membres du personnel a conduit à un écart défavorable de 83 M\$, le montant créditeur en 2023 ayant été de 172 M\$, comparativement à 255 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.

Enfin, les achats d'électricité ont diminué de 88 M\$ par rapport à la même période de l'an dernier. Cette variation résulte principalement d'un recul de 98 M\$ des achats à court terme effectués sur les marchés pour répondre aux besoins

ponctuels du Québec. Rappelons qu'au cours de l'hiver 2021-2022, Hydro-Québec avait dû acheter d'importantes quantités d'énergie pour répondre à la demande accrue occasionnée par les températures très froides. De plus, les approvisionnements en énergie éolienne ont fléchi de 78 M\$ sous l'effet de la production moins élevée des installations sous contrat, tandis que les achats réalisés dans le cadre des activités d'exportation d'électricité ont augmenté de 75 M\$ en raison d'une hausse des frais de transport afférents.

Les **frais financiers**, pour leur part, ont totalisé 580 M\$, soit un montant comparable aux 575 M\$ inscrits un an plus tôt.

## Investissements

Au cours des trois premiers mois de 2023, Hydro-Québec a consacré 847 M\$ à ses investissements en immobilisations corporelles et incorporelles, contre 856 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 595 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. 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.

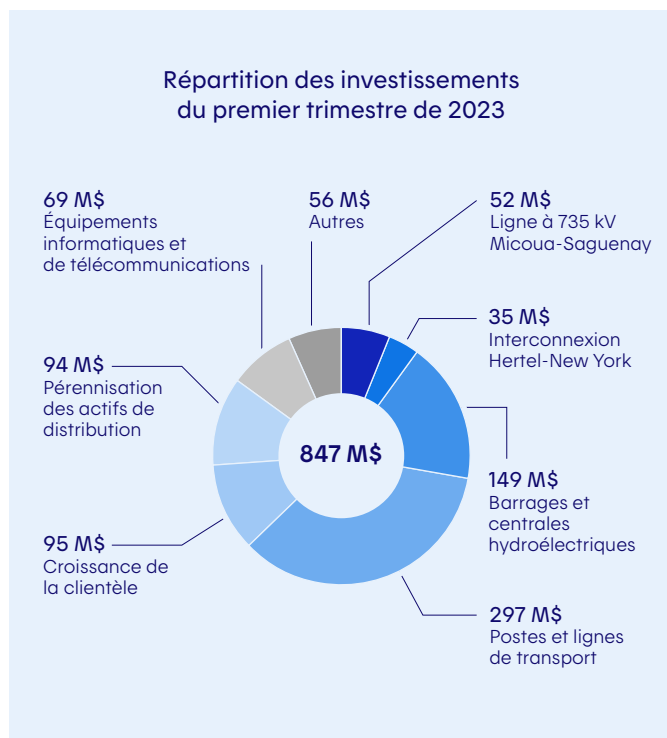
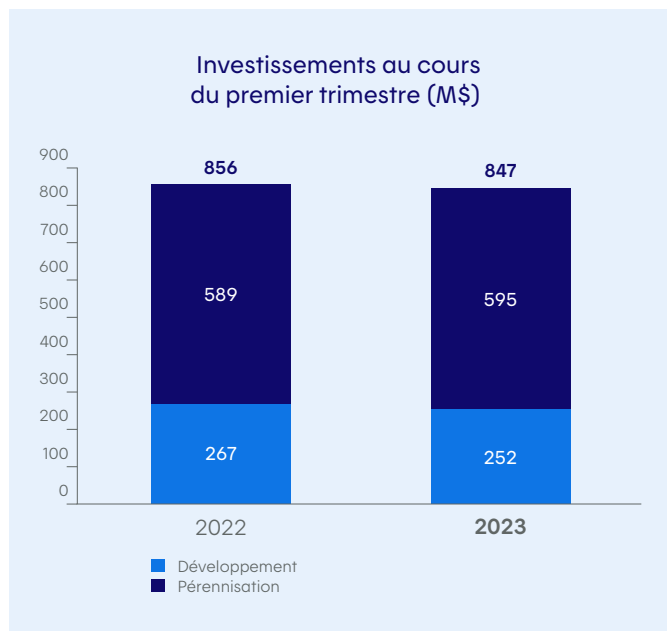
Les investissements consacrés aux projets de développement ont totalisé 252 M\$. Hydro-Québec a notamment affecté des sommes considérables à divers projets visant à répondre à la croissance de la clientèle québécoise et à augmenter sa capacité de production. À titre d'exemple, des travaux sont en cours à la centrale aux Outardes-2, sur la Côte-Nord, afin d'en accroître la puissance. En outre, la construction de la ligne d'interconnexion Hertel-New York, qui sera reliée à la ligne Champlain Hudson Power Express, se poursuit.

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 premier trimestre de 2023, Hydro-Québec a réalisé deux émissions à taux fixe sur le marché canadien des capitaux : des billets à moyen terme échéant en 2029 pour un montant de 0,6 G\$, à un coût de 3,39%, et des obligations échéant en 2063 pour un montant de 0,5 G\$, à un coût de 3,93%.

Les fonds recueillis servent notamment au financement d'une partie du programme d'investissement.





# ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

## États consolidés des résultats

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Trois mois terminés les 31 mars	
		2023	2022
<b>Produits</b>	5	<b>5 484</b>	5 151
<b>Charges</b>			
Exploitation		<b>962</b>	856
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	9	<b>(172)</b>	(255)
Achats d'électricité		<b>812</b>	900
Amortissement		<b>705</b>	666
Taxes		<b>366</b>	347
		<b>2 673</b>	2 514
<b>Bénéfice avant frais financiers</b>		<b>2 811</b>	2 637
Frais financiers	6	<b>580</b>	575
<b>Bénéfice net</b>		<b>2 231</b>	2 062

## États consolidés du résultat étendu

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Trois mois terminés les 31 mars	
		2023	2022
<b>Bénéfice net</b>		<b>2 231</b>	2 062
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	10		
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	<b>293</b>	(247)
Variation nette des écarts de conversion		<b>27</b>	(1)
Variation nette des éléments désignés comme couvertures d'investissement net	7	<b>(29)</b>	–
Variation nette des avantages sociaux futurs		<b>–</b>	11
Autres		<b>(4)</b>	(4)
		<b>287</b>	(241)
<b>Résultat étendu</b>		<b>2 518</b>	1 821

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

## Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 31 mars 2023	Au 31 décembre 2022
<b>ACTIF</b>			
<b>Actif à court terme</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		1 644	1 773
Placements temporaires		2 358	2 015
Clients et autres actifs		4 528	4 292
		<b>8 530</b>	8 080
Immobilisations corporelles et incorporelles		74 329	71 080
Actifs réglementaires		988	1 026
Actifs au titre des avantages sociaux futurs		6 105	5 911
Autres actifs		3 475	3 277
		<b>93 427</b>	89 374
<b>PASSIF</b>			
<b>Passif à court terme</b>			
Emprunts		3 510	4
Créditeurs et autres passifs		3 154	3 944
Dividende à payer		–	3 418
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	7	1 034	1 011
		<b>7 698</b>	8 377
Dette à long terme	7	52 696	50 530
Passifs au titre des avantages sociaux futurs		1 188	1 173
Autres passifs		2 450	2 417
		<b>64 032</b>	62 497
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capital-actions		4 374	4 374
Bénéfices non répartis		24 319	22 088
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	702	415
		<b>29 395</b>	26 877
		<b>93 427</b>	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/ Jacynthe Côté  
Présidente du Conseil d'administration

## États consolidés des variations des capitaux propres

En millions de dollars canadiens  
(non audités)

Trois mois terminés  
les 31 mars

	Note	Capital-actions	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2022		<b>4 374</b>	<b>22 088</b>	<b>415</b>	<b>26 877</b>
Bénéfice net			<b>2 231</b>		<b>2 231</b>
Autres éléments du résultat étendu	10			<b>287</b>	<b>287</b>
<b>Solde au 31 mars 2023</b>		<b>4 374</b>	<b>24 319</b>	<b>702</b>	<b>29 395</b>
Solde au 31 décembre 2021		4 374	20 949	(2 063)	23 260
Bénéfice net			2 062		2 062
Autres éléments du résultat étendu	10			(241)	(241)
<b>Solde au 31 mars 2022</b>		<b>4 374</b>	<b>23 011</b>	<b>(2 304)</b>	<b>25 081</b>

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 31 mars

	Notes	2023	2022
<b>Activités d'exploitation</b>			
Bénéfice net		2 231	2 062
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation			
Amortissement		705	666
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		(112)	(172)
Autres		2	87
Actifs et passifs réglementaires		(11)	(44)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	8	(964)	(1 825)
		<b>1 851</b>	<b>774</b>
<b>Activités d'investissement</b>			
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles		(847)	(856)
Acquisition d'une entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	(2 025)	–
Acquisition de placements temporaires et de titres destinés au fonds d'amortissement		(2 099)	(328)
Cession de placements temporaires et du fonds d'amortissement		1 794	149
Autres		(56)	(26)
		<b>(3 233)</b>	<b>(1 061)</b>
<b>Activités de financement</b>			
Émission de dette à long terme		1 039	1 065
Remboursement de dette à long terme		(26)	(1 317)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		1 259	1 200
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		(1 081)	(1 634)
Variation nette des emprunts		3 481	3 716
Dividende versé		(3 418)	(2 673)
Autres		(3)	(3)
		<b>1 251</b>	<b>354</b>
<b>Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>			
		<b>2</b>	<b>1</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>			
		<b>(129)</b>	<b>68</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>			
		<b>1 773</b>	<b>1 297</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>			
		<b>1 644</b>	<b>1 365</b>
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 mois terminées les 31 mars 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 12 mai 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 2 062 M\$ (1 543 M\$ US). 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 :

<b>Actif</b>	
Actifs à court terme	<b>60</b>
Immobilisations corporelles	<b>2 501</b>
Immobilisations incorporelles	<b>530</b>
Écart d'acquisition <sup>a</sup>	<b>127</b>
	<b>3 218</b>
<b>Passif</b>	
Passifs à court terme	<b>30</b>
Dette à long terme	<b>986</b>
Autres passifs à long terme	<b>140</b>
	<b>1 156</b>
Total du prix d'acquisition <sup>b</sup>	<b>2 062</b>
Moins	
Trésorerie acquise	<b>37</b>
Total du prix d'acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	<b>2 025</b>

a) Présenté dans le poste Autres actifs au bilan consolidé en date du 31 mars 2023.

b) Sous réserve de certains ajustements devant être effectués dans les 60 jours suivant la clôture de la transaction.

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses provisoires de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée. Hydro-Québec continue d'examiner l'information et procédera à d'autres analyses avant d'établir la juste valeur définitive des actifs acquis et des passifs repris.

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.

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.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 20 M\$, qui ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation, soit 14 M\$ pour la période de trois mois terminée le 31 mars 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 trois mois terminée le 31 mars 2023.

Les résultats ont été présentés dans les états consolidés des résultats à compter de la date d'acquisition. Pour la période de 50 jours terminée le 31 mars 2023, les produits et la perte nette comptabilisés dans les états consolidés des résultats se sont respectivement chiffrés à 21 M\$ et à 4 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 mois terminées les 31 mars 2023 et 2022.

## Note 5 Produits

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2023	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>		
Ventes d'électricité		
Au Québec	4 155	4 389
Hors Québec	1 239	646
	<b>5 394</b>	5 035
Autres produits des activités ordinaires	53	51
	<b>5 447<sup>a</sup></b>	5 086 <sup>a</sup>
<b>Produits des autres activités</b>	<b>37</b>	65
	<b>5 484</b>	5 151

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 31 mars	
	2023	2022
Intérêts sur titres d'emprunt	647	575
(Gain net) perte nette de change	(3)	1
Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt <sup>a</sup>	61	59
Frais financiers capitalisés	(47)	(52)
Revenu net de placement	(78)	(8)
	<b>580</b>	575

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 31 mars 2023	Au 31 décembre 2022
<b>Risque de change</b>		
Vente (M\$ US)	5 807	5 652
Achat (M\$ US)	6 607	3 907
<b>Risque de taux d'intérêt</b>		
Taux payeur variable (M\$ CA)	1 500	1 500
Taux payeur fixe (M\$ CA)	3 000	3 000
<b>Risque de prix</b>		
Électricité (TWh)	21,6	20,5
Aluminium (tonnes)	499 575	367 475
Pétrole (millions de litres)	17,3	17,3
Congestion (TWh)	10,1	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 31 mars 2023, les clients et autres actifs comprenaient un montant de 2 519 M\$ (2 108 M\$ au 31 décembre 2022) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 1 353 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 384 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 31 mars 2023				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
<b>Actif</b>					
Contrats de change	–	769	37	25	<b>831</b>
Contrats de taux d'intérêt	130	34	–	–	<b>164</b>
Contrats de prix	–	416	–	248	<b>664</b>
Montants bruts comptabilisés	130	1 219	37	273	<b>1 659</b>
Incidence de la compensation entre contreparties <sup>a</sup>					<b>(222)</b>
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie <sup>b</sup>					<b>(1 009)</b>
<b>Actif net</b>					<b>428<sup>c</sup></b>
<b>Passif</b>					
Contrats de change	–	(221)	–	(20)	<b>(241)</b>
Contrats de taux d'intérêt	–	(27)	–	–	<b>(27)</b>
Contrats de prix	–	(78)	–	(9)	<b>(87)</b>
Montants bruts comptabilisés	–	(326)	–	(29)	<b>(355)</b>
Incidence de la compensation entre contreparties <sup>a</sup>					<b>222</b>
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie <sup>b</sup>					<b>43</b>
<b>Passif net</b>					<b>(90)<sup>d</sup></b>

## 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
<b>Actif</b>					
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 <sup>a</sup>					(231)
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie <sup>b</sup>					(900)
<b>Actif net</b>					<b>488<sup>c</sup></b>
<b>Passif</b>					
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 <sup>a</sup>					231
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie <sup>b</sup>					70
<b>Passif net</b>					<b>(498)<sup>d</sup></b>

- 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 31 mars 2023, 309 M\$ étaient comptabilisés dans le poste Clients et autres actifs (454 M\$ au 31 décembre 2022) et 119 M\$, dans le poste Autres actifs (34 M\$ au 31 décembre 2022).
- d) Au 31 mars 2023, (53) M\$ étaient comptabilisés dans le poste Crédeurs et autres passifs [(404) M\$ au 31 décembre 2022] et (37) 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 31 mars 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 359 M\$ à payer en contrepartie d'encaissements nets était intégré dans le poste Crédeurs et autres passifs (néant au 31 décembre 2022).

### Hiérarchie 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 214 M\$ au 31 mars 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 971 M\$ au 31 mars 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 119 M\$ au 31 mars 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 31 mars	
	2023	2022
<b>Pertes (gains) sur dérivés comptabilisés dans les résultats</b>		
Couvertures de juste valeur		
Contrats de taux d'intérêt <sup>a</sup>	(50)	156
Dérivés non désignés comme couvertures		
Contrats de change <sup>b</sup>	(18)	23
Contrats de prix <sup>b</sup>	(121)	95
	<b>(189)<sup>c</sup></b>	<b>274<sup>c</sup></b>
<b>Pertes (gains) sur dérivés reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats</b>		
Couvertures de flux de trésorerie		
Contrats de change <sup>d</sup>	35	84
Contrats de taux d'intérêt <sup>a</sup>	-	2
Contrats de prix <sup>e</sup>	(482)	318
	<b>(447)<sup>c</sup></b>	<b>404<sup>c</sup></b>
<b>Pertes (gains) sur dérivés comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu</b>		
Couvertures de flux de trésorerie		
Contrats de change	1	80
Contrats de taux d'intérêt	104	(352)
Contrats de prix	(845)	923
	<b>(740)</b>	<b>651</b>
Couvertures d'investissement net <sup>f</sup>		
Contrats de change	29	-
	<b>(711)</b>	<b>651</b>

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. Ainsi, en 2023, (182) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (87 M\$ en 2022), 60 M\$, dans le poste Achats d'électricité (6 M\$ en 2022) et (17) M\$, dans le poste Frais financiers (25 M\$ en 2022).

c) En 2023, les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 5 484 M\$, 812 M\$ et 580 M\$ (5 151 M\$, 900 M\$ et 575 M\$ en 2022).

d) En 2023, 29 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (4 M\$ en 2022) et 6 M\$, dans le poste Frais financiers (80 M\$ en 2022).

e) En 2023, (476) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (321 M\$ en 2022) et (6) M\$, dans le poste Achats d'électricité [(3) M\$ en 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.

Pour les périodes de trois mois terminées les 31 mars 2023 et 2022, Hydro-Québec n'a reclassé aucun montant du Cumul des autres éléments du résultat étendu aux résultats à la suite de l'abandon de couvertures de flux de trésorerie.

Au 31 mars 2023, Hydro-Québec estimait à 145 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 693 M\$ au 31 mars 2022).

Au 31 mars 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 31 mars 2022).

## Note 7 Instruments financiers (suite)

### 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 31 mars 2023		Au 31 décembre 2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actif</b>				
Fonds d'amortissement <sup>a</sup>	647	626	647	621
<b>Passif</b>				
Dette à long terme <sup>b</sup>	(53 730) <sup>c</sup>	(55 792)	(51 541) <sup>c</sup>	(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 1 491 M\$ au 31 mars 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 128 M\$ (79 M\$ au 31 décembre 2022) au titre des relations de couverture existantes et de (63) 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 31 mars	
	2023	2022
<b>Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement</b>		
Clients et autres actifs	(438)	(1 391)
Créditeurs et autres passifs	(526)	(434)
	(964)	(1 825)
<b>Activités sans effet sur la trésorerie</b>		
Augmentation des immobilisations corporelles et incorporelles	20	18
<b>Intérêts payés</b>	<b>956</b>	962

## Note 9 Avantages sociaux futurs

	Trois mois terminés les 31 mars					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus	71	157	11	13	82	170
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	289	204	17	13	306	217
Rendement prévu des actifs	(476)	(499)	(1)	(1)	(477)	(500)
Amortissement de la perte actuarielle nette	–	22	–	6	–	28
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	–	1	(1)	(1)	(1)	–
	(187)	(272)	15	17	(172)	(255)
<b>(Crédit) coût net constaté</b>	<b>(116)</b>	<b>(115)</b>	<b>26</b>	<b>30</b>	<b>(90)</b>	<b>(85)</b>

## Note 10 Cumul des autres éléments du résultat étendu

	Trois mois terminés le 31 mars 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	740	27	(29)	–	(4)	734
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	(447)	–	–	–	–	(447)
Autres éléments du résultat étendu	293	27	(29)	– <sup>a</sup>	(4)	287
Solde au 31 mars 2023	461	49	(29)	180	41	702

	Trois mois terminés le 31 mars 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	(651)	(1)	–	–	(4)	(656)
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	404	–	–	11	–	415
Autres éléments du résultat étendu	(247)	(1)	–	11 <sup>a</sup>	(4)	(241)
Solde au 31 mars 2022	(953)	(2)	–	(1 343)	(6)	(2 304)

a) Les Autres éléments du résultat étendu comprennent la variation du passif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs, qui était de 1 M\$ au 31 mars 2023 [variation de l'actif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs de (17) M\$ au 31 mars 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.

### Investissements

Dans le cadre de l'entente conclue par Hydro-Québec concernant la vente de 9,45 TWh d'énergie à des distributeurs d'électricité du Massachusetts pendant 20 ans, Hydro-Québec et son partenaire américain NECEC Transmission LLC (« NECEC LLC ») ont lancé le projet New England Clean Energy Connect (« NECEC ») aux États-Unis, en vue de transiter l'électricité via l'État du Maine. Ce projet s'inscrit dans la mise en place d'une nouvelle interconnexion entre le réseau du Québec et celui de la Nouvelle-Angleterre. En janvier 2021, NECEC LLC a amorcé la construction de la ligne NECEC, le projet ayant obtenu toutes les autorisations principales et tous les permis majeurs requis de la part des autorités réglementaires américaines. En novembre 2021, les électeurs et électrices du Maine se sont prononcés en faveur d'une initiative citoyenne référendaire qui a entraîné l'entrée en vigueur d'une nouvelle loi ayant eu pour effet de bloquer ce projet (la « nouvelle loi »).

Hydro-Québec et NECEC LLC contestent la légalité de la nouvelle loi devant les tribunaux et ont demandé une injonction préliminaire visant à empêcher son application. La Cour supérieure du Maine ayant refusé cette demande, NECEC LLC a par la suite dû suspendre les travaux de construction jusqu'à l'issue des contestations judiciaires. En coordination avec NECEC LLC, Hydro-Québec a également suspendu certains travaux de construction au Québec en lien avec le projet.

Le 30 août 2022, la Cour suprême du Maine a rendu un jugement en faveur de NECEC LLC et d'Hydro-Québec, confirmant que la nouvelle loi était en partie inconstitutionnelle, puisqu'elle violait les droits acquis de NECEC LLC dans la mesure où celle-ci pouvait faire la démonstration que la construction de la ligne avait été entreprise de bonne foi. La Cour suprême a, du même coup, ordonné le renvoi des procédures judiciaires devant le tribunal de première instance, en l'occurrence la Cour supérieure du Maine, afin que cette dernière détermine si NECEC LLC a bel et bien agi de bonne foi. Les travaux ne reprendront pas avant l'adoption d'un règlement judiciaire spécifiant que la nouvelle loi ne peut s'appliquer au projet NECEC. Les audiences devant la Cour supérieure du Maine ont eu lieu en avril 2023 (voir la note 12, Événement postérieur à la date du bilan).

Le 29 novembre 2022, la Cour suprême du Maine a reconnu la validité du bail sur les terres publiques détenu par NECEC LLC, renversant ainsi la décision du 10 août 2021 de la Cour supérieure du Maine qui avait annulé celui-ci. Cette décision a eu pour effet de mettre fin aux recours judiciaires en lien avec ce bail.

Si le projet devait prendre fin, une partie importante des coûts comptabilisés à titre d'actifs, qui s'élevaient à 535 M\$ au 31 mars 2023, seraient imputés aux résultats, de même que les montants qu'Hydro-Québec s'est engagée à verser en vertu d'ententes, lesquels totalisaient 174 M\$ à cette date.

## **Note 12 Événement postérieur à la date du bilan**

Le 20 avril 2023, dans le cadre d'un procès qui s'est déroulé devant la Cour supérieure du Maine et qui portait sur la validité des droits acquis du partenaire américain d'Hydro-Québec, NECEC LLC, les membres du jury ont

prononcé un verdict unanime en faveur de celui-ci. Le juge président le procès a rendu une décision confirmant ce verdict.

## **Note 13 Données comparatives**

Certaines données de la période correspondante de l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation de la période courante. 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

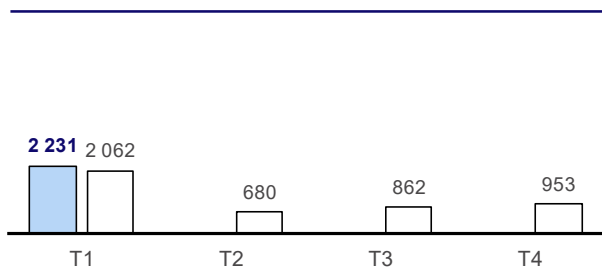
placements temporaires et du fonds d'amortissement aux états consolidés des flux de trésorerie, font dorénavant l'objet de postes distincts sous la rubrique Activités d'investissement. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le total présenté au titre de ces activités.

# FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

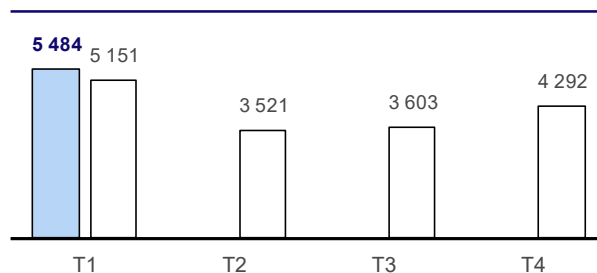
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

	Trois mois terminés les 31 mars		
Sommaire des résultats	2023	2022	Variation (%)
Produits	5 484	5 151	6,5 ↑
Charges	2 673	2 514	6,3 ↑
Frais financiers	580	575	0,9 ↑
Bénéfice net	2 231	2 062	8,2 ↑

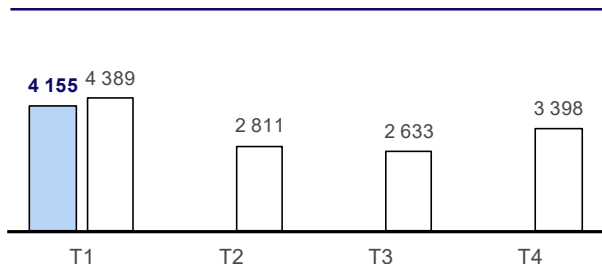
## Bénéfice net



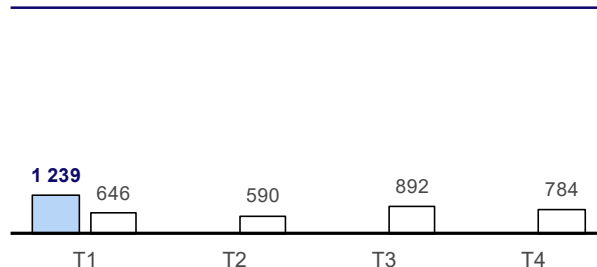
## Produits



## Produits des ventes d'électricité au Québec



## Produits des ventes d'électricité hors Québec



■ 2023    □ 2022