

UNE VISION GLOBALE, DES ACTIONS DURABLES

Notre *Rapport sur le développement durable 2020* témoigne éloquentement de notre vision du développement durable. Nous veillons ainsi à faire participer nos parties prenantes à nos décisions. Nous visons également à contribuer à l'enrichissement du Québec et au maintien d'une économie à faible empreinte carbone. Le rapport fait écho à notre *Plan de développement durable 2020-2024*, en vigueur depuis janvier 2020. Ce plan s'articule autour de douze stratégies regroupées sous trois axes d'intervention : gouvernance, communauté et environnement. Le présent **Bulletin trimestriel**, qui fait suite aux deux documents mentionnés ci-dessus, présente un message de Sophie Brochu, quatre initiatives qui reflètent notre volonté d'agir en tant que catalyseur d'actions durables ainsi que les résultats financiers du **troisième trimestre** de 2021.



DES RÉSULTATS INSPIRANTS



Sophie Brochu
Présidente-directrice générale

Au troisième trimestre de 2021, le bénéfice net d'Hydro-Québec s'est établi à 448 M\$, en hausse de 245 M\$ comparativement aux 203 M\$ enregistrés un an plus tôt. Sur le marché du Québec, les ventes nettes d'électricité ont fait un bond de 155 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2020, essentiellement parce que les ventes d'électricité ont augmenté de 146 M\$. Sur les marchés hors Québec, les exportations nettes d'électricité ont atteint 342 M\$, soit un résultat comparable aux 357 M\$ inscrits il y a un an.

En lançant, en avril dernier, la démarche de consultation citoyenne Énergie en commun (energieencommun.ca), Hydro-Québec était pleine d'enthousiasme à l'idée de demander à la population de s'exprimer sur l'avenir énergétique du Québec.

La réponse a été extraordinaire. Près de 27 000 personnes de toutes les régions du Québec ont pris le temps d'y participer et ont soumis plus de 15 000 idées ! Celles-ci alimentent déjà le prochain Plan stratégique d'Hydro-Québec, qui est en cours d'élaboration.

Compte tenu de la réponse à l'initiative Énergie en commun, je perçois que nous avons plus que jamais, en tant que société, envie de prendre en main notre avenir énergétique. Je perçois également une immense fierté, un élan incroyable qui nous amènera à faire de grandes choses pour assurer que notre avenir collectif soit à la hauteur des rêves et des ambitions des Québécoises et des Québécois, dont les efforts ont contribué au développement de l'hydroélectricité chez nous.

L'hydroélectricité que nous ont léguée les générations passées – à laquelle s'ajouteront bientôt plus d'éolien, le solaire et l'hydrogène – permettra aux générations futures d'ici et d'ailleurs de compter sur un approvisionnement durable.

Il faut aussi se réjouir du fait que les autorités de l'État de New York ont choisi, en septembre dernier, le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE) d'Hydro-Québec et de Transmission Developers pour alimenter dès 2025 la ville de New York en énergie propre. Un choix audacieux, un premier pas de géant vers la décarbonation de la métropole la plus peuplée d'Amérique du Nord.

Notre projet New England Clean Energy Connect (NECEC), visant à alimenter en énergie propre le Massachusetts et le Maine, a obtenu toutes les autorisations et tous les permis requis de la part des autorités réglementaires, si bien que la construction de la ligne a débuté en janvier 2021. Cependant, le 2 novembre dernier, les électeurs de l'État du Maine se sont prononcés en faveur d'une initiative référendaire ayant pour but de bloquer le projet. Hydro-Québec a obtenu le statut d'intervenant dans le recours judiciaire entrepris par son partenaire américain pour faire reconnaître leurs droits, en vue de poursuivre la réalisation de cet important projet de décarbonation.

Plus que jamais, l'énergie d'Hydro-Québec en est une qui permettra de façonner, entre nous et avec d'autres, le monde énergétique de demain.

Sophie Brochu

Page précédente :
Rivière Manicouagan,
à proximité de la centrale
Jean-Lesage.

NOS INITIATIVES EN DÉVELOPPEMENT DURABLE

Environnement

Stratégie 9 – Travailler à la décarbonation de l'ensemble de nos activités et de nos marchés



Un partenariat pour « verdir » le chauffage des bâtiments

Dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) attribuables au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels, Hydro-Québec et Énergir ont conclu un partenariat ciblant une diminution de près de 70 % de la consommation de gaz naturel des clients participants.

Concrètement, le partenariat vise à remplacer des systèmes au gaz naturel par des systèmes biénergie qui permettront de chauffer les bâtiments à l'électricité la plupart du temps et d'avoir recours au gaz naturel par temps froid.

Il faut savoir que, lors des pointes de consommation hivernales, le chauffage électrique des bâtiments met une pression importante sur le réseau d'Hydro-Québec. Les systèmes biénergie qui combinent l'électricité comme principale source d'énergie et le gaz naturel comme source d'appoint constituent un excellent moyen de nous aider à répondre à la demande d'électricité en période de pointe.

L'utilisation accrue de l'électricité pour le chauffage des bâtiments visés contribuera en outre à l'atteinte de l'objectif de décarbonation fixé par le gouvernement du Québec dans son *Plan pour une économie verte 2030*. Ce plan vise à diminuer les émissions de GES de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à 1990. L'électrification des bâtiments grâce à la biénergie devrait permettre de réduire les GES de 540 000 tonnes d'équivalent CO₂ d'ici cette date.

L'entente de partenariat a été soumise à la Régie de l'énergie, qui procédera à son examen et établira, le cas échéant, un nouveau tarif biénergie pour la clientèle visée.

Environnement

Stratégie 9 – Travailler à la décarbonation de l'ensemble de nos activités et de nos marchés



Hydro-Québec participera à la décarbonation de New York

En septembre, l'État de New York a annoncé qu'il avait retenu la proposition d'Hydro-Québec et de son partenaire, Transmission Developers, pour la fourniture de 1250 mégawatts (MW) d'énergie verte. C'est de quoi alimenter plus d'un million de foyers new-yorkais!

Connu sous le nom de Champlain Hudson Power Express (CHPE), le projet consiste à livrer de l'hydroélectricité propre à 100 % du Québec au cœur de la ville de New York au moyen d'une nouvelle ligne de transport, dont la mise en service est prévue pour 2025. Cette ligne, qui s'étendra sur près de 545 km entre la frontière canado-américaine et la ville de New York et qui a déjà reçu toutes les autorisations nécessaires de la part des autorités américaines, sera construite par Transmission Developers.

L'appel de propositions lancé par l'État faisait suite à l'adoption, il y a quelques années, de lois environnementales exigeant que l'électricité utilisée sur son territoire soit renouvelable à 70 % d'ici 2030 et à 100 % d'ici 2040.

Globalement, l'entente d'une durée de 25 ans qui sera signée par les trois parties permettra de réduire les émissions de GES de la région métropolitaine de New York d'environ 3,9 millions de tonnes par année, soit l'équivalent du retrait de quelque 45 % des voitures des rues de la métropole.

Au Québec, une ligne de transport d'environ 60 km sera construite entre le poste Hertel, à La Prairie, et un point d'interconnexion situé dans la rivière Richelieu, à la frontière canado-américaine. Dans le cadre de ce projet, Hydro-Québec a aussi conclu un partenariat avec le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke, en vertu duquel la communauté deviendra copropriétaire de cette ligne.

Communauté

Stratégie 8 – Favoriser l'inclusion des autochtones et les encourager à contribuer au développement de l'entreprise



La qualité de nos relations d'affaires avec les autochtones

Lors du récent gala du Conseil canadien pour le commerce autochtone, tenu en septembre, Hydro-Québec a obtenu la certification argent du programme Relations progressistes avec les autochtones (Progressive Aboriginal Relations ou PAR).

Cette certification reconnaît les efforts que nous avons déployés pour améliorer nos relations avec les communautés, notamment :

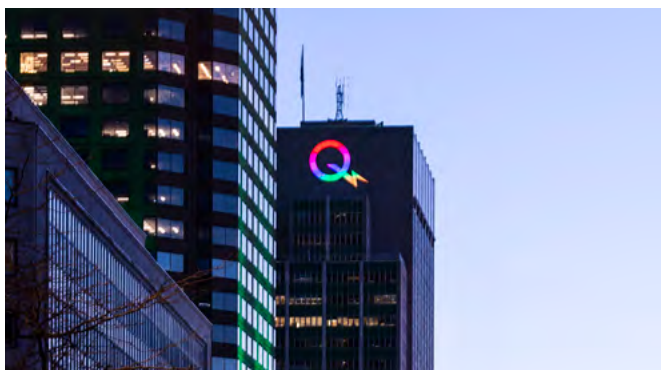
- offrir un milieu de travail ouvert et réceptif à l'égard des employés et employées autochtones ;
- être un excellent partenaire d'affaires pour les entreprises autochtones ;
- fournir des services d'électricité qui répondent aux attentes de notre clientèle autochtone ;
- agir comme une entreprise soucieuse de l'harmonisation de nos installations et activités avec le milieu autochtone.

Notre participation au programme PAR contribue à créer avec les communautés et les nations autochtones des partenariats durables et mutuellement avantageux, basés sur le respect des valeurs et de la culture de tous. Les initiatives mises en œuvre à cette fin témoignent de notre volonté d'être, au quotidien, une entreprise ouverte et inclusive.

Rappelons qu'il y a un peu plus de 40 ans, nous avons signé nos premières ententes avec les communautés autochtones du Québec dans le cadre du grand projet hydroélectrique de la Baie-James. Au cours des quatre décennies suivantes, nous avons conclu plus d'une quarantaine d'ententes avec cinq nations autochtones dans le contexte de divers projets de production et de transport d'électricité. Ce faisant, nous avons beaucoup appris de nos partenaires autochtones au fil des ans et nous avons acquis un savoir-faire dont nous sommes fiers.

Gouvernance

Stratégie 1 – Intégrer le développement durable à la gouvernance, de même qu'aux activités et aux projets de l'entreprise



La reconnaissance de notre culture d'entreprise

En 2021, Hydro-Québec s'est de nouveau distinguée sur le plan du développement durable en se hissant au premier rang du palmarès des meilleures entreprises citoyennes du Canada (*Best 50 Corporate Citizens in Canada*) du magazine *Corporate Knights*. Ce classement annuel met l'accent sur les pratiques commerciales responsables de sociétés qui mettent les enjeux environnementaux, sociaux et économiques au cœur de leurs activités.

Au cours de la dernière année, Hydro-Québec s'est notamment démarquée au chapitre de la consommation d'eau, des taxes payées, de la diversité des membres de la direction et du Conseil d'administration, des investissements propres ainsi que des revenus propres, soit ceux tirés de produits ou de services ayant un impact positif sur l'environnement ou la société.

La nature de nos activités nous amène à jouer un rôle de premier plan en matière de responsabilité sociale et de développement durable. Ainsi, nous travaillons en étroite collaboration avec les collectivités et les communautés autochtones, tout en cherchant constamment à favoriser la diversité au sein de notre personnel. De plus, grâce à la participation enthousiaste de la population québécoise à notre initiative Énergie en commun, nous pourrions saisir des occasions prometteuses pour soutenir la transition énergétique.

Rappelons qu'Hydro-Québec avait occupé le cinquième rang du palmarès de *Corporate Knights* en 2020, le deuxième en 2019 et le premier en 2018.

Troisième trimestre 2021

CHIFFRES CLÉS

448 M\$

121 % ↑

Bénéfice net

1 137 M\$

30 % ↑

Investissements

36,9 TWh

5 % ↑

Ventes d'électricité
au Québec

9,3 TWh

8 % ↑

Exportations nettes

Trois premiers trimestres de 2021

CHIFFRES CLÉS

2 441 M\$

35 % ↑

Bénéfice net

2 998 M\$

32 % ↑

Investissements

128,3 TWh

2 % ↑

Ventes d'électricité
au Québec

27,8 TWh

19 % ↑

Exportations nettes

Analyse par la direction

Sommaire des résultats du troisième trimestre

Au troisième trimestre de 2021, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec s'est établi à 448 M\$, en hausse de 245 M\$ comparativement aux 203 M\$ enregistrés un an plus tôt.

Sur le marché du Québec, les ventes nettes d'électricité ont fait un bond de 155 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2020, essentiellement parce que les ventes d'électricité ont augmenté de 146 M\$ sous l'effet de deux principaux facteurs. D'abord, la demande de base de tous les segments de la clientèle d'affaires a progressé de 1,9 TWh, en raison notamment de la reprise de nombreuses activités économiques dans le contexte de l'allègement des mesures sanitaires. Ensuite, la fluctuation à la hausse des cours de l'aluminium, qui ont un impact sur les produits associés aux contrats spéciaux avec certains grands clients industriels, s'est elle aussi soldée par un accroissement des ventes d'électricité au Québec.

Sur les marchés hors Québec, les exportations nettes d'électricité ont atteint 342 M\$, soit un résultat comparable aux 357 M\$ inscrits il y a un an.

La comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs relatives au Régime de retraite a pour sa part conduit à un écart favorable de 61 M\$ par rapport à la même période l'an dernier. Cet écart découle notamment de la hausse de la valeur de l'actif du Régime.

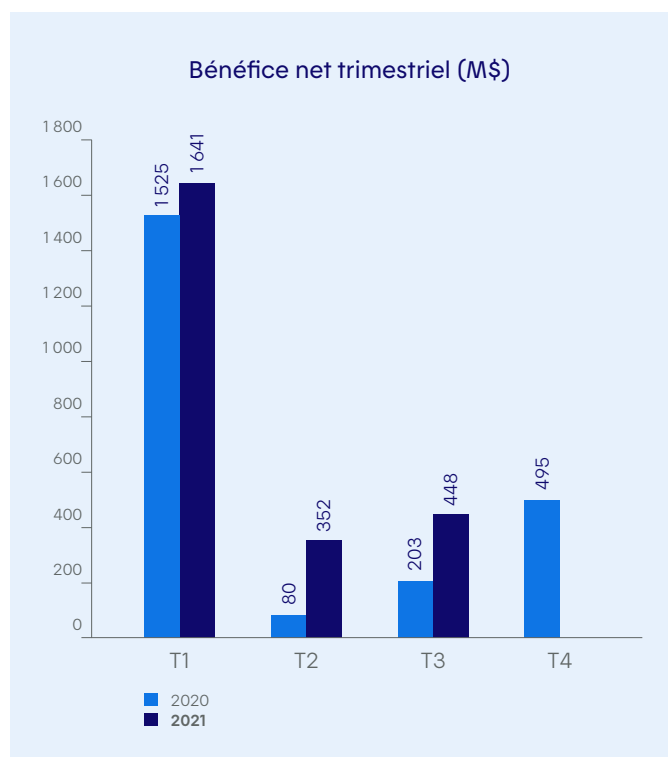
Les frais financiers ont quant à eux reculé de 29 M\$. Cette baisse résulte en grande partie de l'échéance de certaines dettes qui portaient intérêt à taux élevé et de l'émission de nouvelles dettes à taux d'intérêt beaucoup plus bas, compte tenu du contexte propice sur le marché des capitaux.

Sommaire des résultats des trois premiers trimestres

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2021, Hydro-Québec a inscrit un **bénéfice net** de 2 441 M\$, soit 633 M\$ de plus que les 1 808 M\$ comptabilisés pour la même période l'an dernier. Rappelons que l'année 2020 avait été marquée par la pandémie de COVID-19 et la mise en place de mesures sanitaires strictes partout au Québec, situation qui avait fortement perturbé l'économie et pesé sur les résultats financiers de l'entreprise.

Sur le marché du Québec, les ventes nettes d'électricité se sont accrues de 244 M\$, en raison d'une hausse de 239 M\$ des ventes d'électricité. La demande de base de la clientèle d'affaires a progressé sous l'effet de la reprise graduelle des activités économiques par suite de l'allègement des mesures sanitaires. La fluctuation à la hausse des cours de l'aluminium a aussi contribué à l'augmentation des ventes d'électricité au Québec. Cependant, ces facteurs ont été atténués par l'incidence des températures plus douces du printemps 2021, particulièrement en avril, où elles ont en moyenne été de 3 °C supérieures à celles de l'année précédente.

Sur les marchés hors Québec, les exportations nettes d'électricité ont bondi de 118 M\$, du fait surtout d'une progression du volume de 4,5 TWh qui s'explique entre autres par des besoins accrus sur les marchés externes, où la demande avait chuté l'an dernier à cause de la pandémie. De plus, l'entreprise a profité des conditions de marché favorables découlant notamment des températures plus chaudes du deuxième trimestre pour saisir des occasions d'affaires. Le volume d'exportations nettes s'est donc maintenu à un niveau élevé, soit à 27,8 TWh, légèrement en deçà du record de 28,8 TWh établi à la période correspondante de 2018.



Ainsi, le volume des ventes nettes d'Hydro-Québec sur l'ensemble de ses marchés a atteint un sommet historique de 156,1 TWh. C'est grâce aux efforts soutenus de tout son personnel ainsi qu'à la fiabilité et au bon fonctionnement de ses équipements de production, de transport et de distribution que l'entreprise a pu accroître ses ventes sur les marchés d'exportation tout en répondant aux besoins de la clientèle québécoise.

La comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs relatives au Régime de retraite a pour sa part conduit à un écart favorable de 185 M\$ par rapport à la même période l'an dernier. Cet écart découle notamment de la hausse de la valeur de l'actif du Régime.

Quant aux frais financiers, ils ont diminué de 153 M\$. Ce repli tient surtout à l'échéance de certaines dettes qui portaient intérêt à taux élevé ainsi qu'à l'émission de nouvelles dettes à taux d'intérêt beaucoup plus bas.

Résultats consolidés des trois premiers trimestres

Les **produits** ont totalisé 10 465 M\$, contre 10 020 M\$ pour les trois premiers trimestres de 2020.

Les produits des activités ordinaires se sont élevés à 10 533 M\$, comparativement à 9 908 M\$ à la même période l'an dernier. Cet écart découle d'une hausse de 576 M\$ des ventes d'électricité. Au Québec, celles-ci ont augmenté de 239 M\$ par rapport aux 8 746 M\$ inscrits il y a un an, notamment en raison d'une progression de 3,4 TWh de la demande de base, la reprise graduelle des activités économiques ayant conduit à une croissance de la consommation de la clientèle d'affaires. L'accroissement de la demande de base a toutefois été partiellement contrebalancé par le fait que les températures ont entraîné une diminution de 1,2 TWh des ventes d'électricité, principalement attribuable au printemps doux de 2021. Enfin, la fluctuation des cours de l'aluminium ainsi que l'indexation des tarifs le 1^{er} avril 2021, conformément à la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, ont aussi contribué à l'augmentation des ventes d'électricité au Québec. Les ventes d'électricité sur les marchés hors Québec ont quant à elles généré des produits de 1 405 M\$, soit 337 M\$ de plus qu'un an plus tôt.

Les produits des autres activités ont diminué de 180 M\$. Ce fléchissement tient à l'incidence de la stratégie de commercialisation liée aux activités d'exportation d'électricité, qui a mené à un écart défavorable.

Les **charges totales** ont atteint 6 230 M\$, soit un montant comparable aux 6 265 M\$ enregistrés à la période correspondante de l'an dernier.

Les **frais financiers** ont totalisé 1 794 M\$, soit 153 M\$ de moins que les 1 947 M\$ comptabilisés un an plus tôt.

Résultats sectoriels des trois premiers trimestres

Production

Le bénéfice net du secteur Production (ci-après, le « Producteur ») s'est établi à 1 857 M\$, en hausse de 400 M\$ comparativement aux 1 457 M\$ enregistrés pour les neuf premiers mois de 2020. Les exportations nettes d'électricité se sont accrues de 118 M\$, essentiellement par suite d'une augmentation de volume de 4,5 TWh. Les approvisionnements en électricité fournis au secteur Distribution ont quant à eux progressé de 137 M\$, tandis que les frais financiers ont diminué de 68 M\$.

Transport

Le bénéfice net du secteur Transport (ci-après, le « Transporteur ») s'est chiffré à 458 M\$, contre 504 M\$ il y a un an. Le résultat de 2021 reflète une réduction des revenus présentés dans la demande tarifaire 2021.

Distribution

Le secteur Distribution (ci-après, le « Distributeur ») a enregistré un bénéfice net de 278 M\$, soit 198 M\$ de plus que les 80 M\$ inscrits pour les trois premiers trimestres de 2020. Les ventes d'électricité au Québec ont progressé de 239 M\$, notamment sous l'effet conjugué de la croissance de la demande de base et de l'incidence défavorable des températures douces du printemps. Par ailleurs, les approvisionnements effectués auprès du Producteur ont augmenté de 137 M\$, alors que les frais financiers ont reculé de 28 M\$.

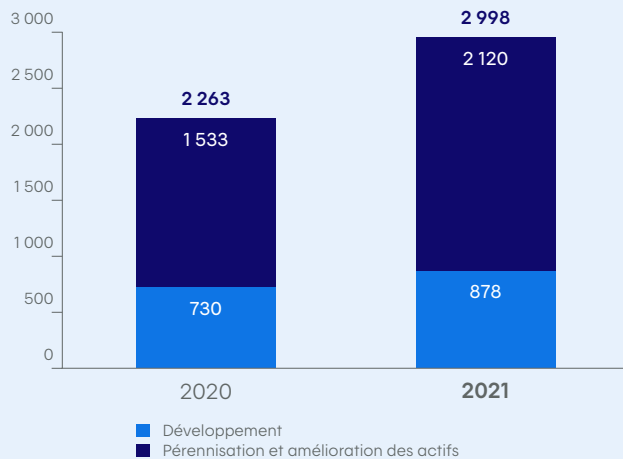
Construction

Le secteur Construction regroupe les activités liées à la conception et à la réalisation de projets de construction et de réfection d'équipements de production et de transport d'électricité. Le volume d'activité de ce secteur a totalisé 2 020 M\$, comparativement à 1 360 M\$ pour la période correspondante de 2020.

Investissements

Au cours des neuf premiers mois de 2021, Hydro-Québec a consacré 2 998 M\$ à ses investissements en immobilisations corporelles et en actifs incorporels, contre 2 263 M\$ un an plus tôt. Rappelons que la déclaration de l'état de crise sanitaire en mars 2020 avait conduit au ralentissement, à l'interruption ou au report de nombreux travaux sur les chantiers de l'entreprise.

Investissements au cours des trois premiers trimestres (M\$)

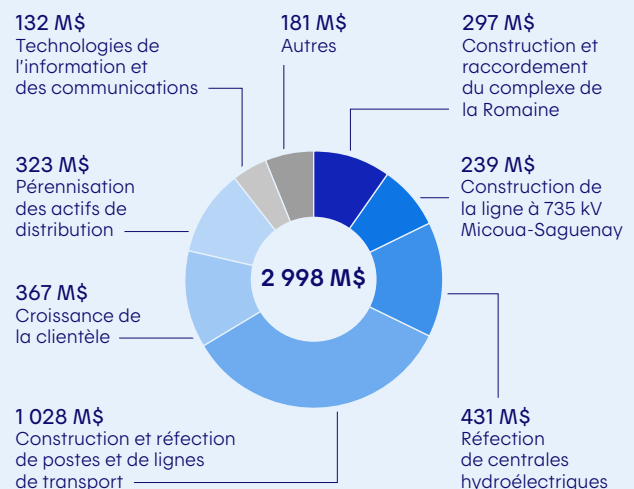


Le Producteur a alloué une partie importante de ses investissements à l'avancement des travaux sur le chantier de l'aménagement de la Romaine-4, en Minganie. Parallèlement, il a continué d'investir dans ses installations pour en assurer la pérennité et en optimiser le rendement. Mentionnons à cet égard les travaux en cours aux centrales Robert-Bourassa, de Rapide-Blanc, de Carillon et de Beauharnois. Dans le contexte de la transition énergétique, le Producteur a également mis en service deux centrales solaires photovoltaïques en Montérégie au premier semestre, soit la centrale Gabrielle-Bodis, à La Prairie, et la centrale Robert-A.-Boyd, à Varennes.

Le Transporteur a affecté une partie de ses investissements à la construction de postes et de lignes de transport. Il a aussi réalisé des travaux de mise à niveau et de modernisation afin d'assurer la pérennité et la fiabilité de ses actifs et de maintenir la qualité du service. Citons à cet égard la construction de la ligne à 735 kV Micoua-Saguenay, les projets de remplacement des systèmes de conduite du réseau de transport et des automatismes de réseau, de même que la poursuite des activités qui s'inscrivent dans le plan de développement de l'architecture du réseau à 315 kV de l'île de Montréal. De plus, le Transporteur a continué d'investir dans 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.

Quant au Distributeur, il a poursuivi ses investissements visant à mieux répondre aux besoins de la clientèle, dont le raccordement au réseau principal du village de La Romaine et de la communauté innue d'Unamen Shipu, qui sont situés en Basse-Côte-Nord. Fait à signaler, la majorité des installations visées ont été mises en service en septembre 2021. Le Distributeur poursuit en outre la construction d'une nouvelle centrale pour alimenter le village inuit de Tasiujaq, dans le Nord-du-Québec. Par ailleurs, il mène des travaux ayant pour but de maintenir et d'améliorer la qualité de ses installations, comme le remplacement du système de conduite du réseau de distribution.

Investissements par projets au 30 septembre 2021



Financement

Au cours des trois premiers trimestres, Hydro-Québec a réalisé, sur le marché canadien des capitaux, des émissions d'obligations à taux fixe qui ont permis de réunir 2,1 G\$ à un coût moyen de 2,69 %. Ces obligations arriveront à échéance en 2060.

Les fonds recueillis servent au financement d'une partie du programme d'investissement et au remboursement de dettes plus coûteuses arrivant 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	2021	2020	2021	2020
Produits	12	3 028	2 833	10 465	10 020
Charges					
Exploitation		788	743	2 363	2 269
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	9	(186)	(124)	(557)	(371)
Achats d'électricité		458	469	1 594	1 579
Amortissement	4	650	656	1 960	1 954
Taxes		274	261	870	834
		1 984	2 005	6 230	6 265
Bénéfice avant frais financiers		1 044	828	4 235	3 755
Frais financiers	5	596	625	1 794	1 947
Bénéfice net		448	203	2 441	1 808

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	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net		448	203	2 441	1 808
Autres éléments du résultat étendu	10				
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	(570)	(100)	(695)	(241)
Variation nette des avantages sociaux futurs		37	30	111	92
Autres		(3)	(8)	(4)	(3)
		(536)	(78)	(588)	(152)
Résultat étendu		(88)	125	1 853	1 656

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

Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 30 septembre 2021	Au 31 décembre 2020
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		2 922	1 467
Placements temporaires		1 245	304
Clients et autres débiteurs		2 686	2 313
Instruments dérivés	7	53	147
Actif réglementaire		124	123
Matériaux et fournitures		367	316
		7 397	4 670
Immobilisations corporelles		68 020	66 900
Actifs incorporels		1 142	1 053
Placements	6	1 743	1 717
Instruments dérivés	7	65	11
Actifs réglementaires		5 541	5 700
Autres actifs		848	844
		84 756	80 895
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunts		3 259	–
Créditeurs et charges à payer		2 079	2 080
Dividende à payer		–	1 727
Intérêts courus		472	933
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		71	84
Instruments dérivés	7	376	14
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	7	3 918	1 900
		10 175	6 738
Dette à long terme	7	44 946	46 257
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		874	838
Instruments dérivés	7	423	3
Passifs réglementaires		322	331
Autres passifs		4 587	5 150
Dette à perpétuité	7	254	256
		61 581	59 573
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions		4 374	4 374
Bénéfices non répartis		22 499	20 058
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	(3 698)	(3 110)
		23 175	21 322
		84 756	80 895
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)

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 2020		4 374	20 058	(3 110)	21 322
Bénéfice net		–	2 441	–	2 441
Autres éléments du résultat étendu	10	–	–	(588)	(588)
Solde au 30 septembre 2021		4 374	22 499	(3 698)	23 175
Solde au 31 décembre 2019		4 374	19 482	(2 408)	21 448
Bénéfice net		–	1 808	–	1 808
Autres éléments du résultat étendu	10	–	–	(152)	(152)
Solde au 30 septembre 2020		4 374	21 290	(2 560)	23 104

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	2021	2020	2021	2020
Activités d'exploitation					
Bénéfice net		448	203	2 441	1 808
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation					
Amortissement	4	650	656	1 960	1 954
Amortissement des primes, escomptes et frais d'émission relatifs aux titres d'emprunt		1	27	3	123
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		(89)	(39)	(262)	(123)
Intérêts et autres	8	106	(1 395)	373	(1 407)
Actifs et passifs réglementaires		(39)	(17)	(188)	(156)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	8	(374)	(143)	(842)	(982)
		703	(708)	3 485	1 217
Activités d'investissement					
Ajouts aux immobilisations corporelles		(1 085)	(816)	(2 851)	(2 108)
Ajouts aux actifs incorporels		(52)	(59)	(147)	(155)
Acquisition d'un placement		–	–	–	(666)
Variation nette des placements temporaires et du fonds d'amortissement		63	168	(928)	(903)
Autres		(71)	2	(71)	(8)
		(1 145)	(705)	(3 997)	(3 840)
Activités de financement					
Émission de dette à long terme		335	(25)	2 407	2 950
Remboursement de dette à long terme		(129)	(210)	(1 259)	(407)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		1 254	801	2 631	4 402
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		(1 227)	(1 041)	(3 258)	(3 997)
Variation nette des emprunts		(198)	786	3 222	3 890
Dividende versé		–	–	(1 727)	(2 192)
Autres		2	(2)	(36)	24
		37	309	1 980	4 670
Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie					
		2	(12)	(13)	20
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie					
		(403)	(1 116)	1 455	2 067
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période					
		3 325	4 298	1 467	1 115
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période					
		2 922	3 182	2 922	3 182
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 2021 et 2020

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 « PCGR 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 2020* 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 2020* d'Hydro-Québec.

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 novembre 2021, 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.

Pandémie de COVID-19

En 2021, la pandémie de COVID-19 n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés trimestriels d'Hydro-Québec. Toutefois, comme la durée de la crise sanitaire demeure incertaine, Hydro-Québec continue de suivre l'évolution de la situation.

Note 2 Modification de convention comptable

Norme publiée mais non encore adoptée

Instruments financiers

En juin 2016, le Financial Accounting Standards Board a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2016-13, *Financial Instruments—Credit Losses (Topic 326): Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*.

Cette ASU fournit de nouvelles directives quant à la dépréciation des actifs financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur dans les résultats. Elle s'appliquera selon une approche rétrospective modifiée aux états financiers trimestriels et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023. Hydro-Québec examine actuellement l'incidence de cette ASU. Toutefois, elle estime que l'adoption de celle-ci ne devrait pas entraîner d'impact significatif sur ses états financiers consolidés.

Note 3 Réglementation

Transport

Dans la décision D-2020-179 du 21 décembre 2020, la Régie de l'énergie du Québec (la « Régie ») a autorisé la reconduction provisoire, à compter du 1^{er} janvier 2021, des tarifs de transport d'électricité d'Hydro-Québec applicables en 2020. Ces tarifs ont été fixés par la décision D-2020-063 et sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2020. Le rendement autorisé sur la base de tarification a été établi à 6,78 % et est fondé sur une structure de capital présumée comportant 30 %

de capitaux propres. Les dossiers tarifaires 2021 et 2022 du Transporteur sont traités simultanément par la Régie.

Distribution

En vertu de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* (L.Q. 2019, c. 27), les tarifs de distribution d'électricité ont été indexés de 1,3 % au 1^{er} avril 2021, à l'exception du tarif L, qui a été indexé de 0,8 %.

Note 4 Amortissement

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Immobilisations corporelles	599	593	1 785	1 773
Actifs incorporels	24	26	75	75
Actifs et passifs réglementaires	21	26	64	79
Sorties d'immobilisations	6	11	36	27
	650	656	1 960	1 954

Note 5 Frais financiers

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Intérêts sur titres d'emprunt	600	633	1 787	1 977
(Gain net) perte nette de change	(2)	1	(1)	4
Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt ^a	57	55	171	163
	655	689	1 957	2 144
Moins				
Frais financiers capitalisés	51	53	135	148
Revenu net de placement	8	11	28	49
	59	64	163	197
	596	625	1 794	1 947

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 6 Placements

Le 17 août 2021, Hydro-Québec s'est engagée à réaliser un premier investissement avec Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) dans le cadre de l'alliance stratégique que les deux parties ont conclue en 2020. La clôture de la transaction a eu lieu le 25 octobre 2021. À ce moment-là, Hydro-Québec a acquis une participation de 50 %

dans Innergex HQI USA LLC, qui a pris possession de deux centrales hydroélectriques situées dans l'État de New York. Pour Hydro-Québec, le prix d'acquisition comprend une contrepartie initiale en trésorerie de 159 M\$ US (197 M\$ CA) et une contrepartie conditionnelle maximale de 15 M\$ US (19 M\$ CA).

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, de liquidité 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. Hydro-Québec est exposée à trois principaux types de risque de marché, soit le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque de prix lié à l'énergie et à l'aluminium. Ces trois types de risque font l'objet d'une gestion intégrée active qui vise à limiter l'exposition à chaque risque, de manière à réduire leur incidence globale sur les résultats.

Note 7 Instruments financiers (suite)

Gestion des risques à long terme

Gestion des risques associés aux ventes en dollars américains

Risque de change – Hydro-Québec utilise des contrats à terme pour gérer le risque de change associé aux ventes probables en dollars américains et les désigne comme couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats de ces opérations de couverture est comptabilisée dans le poste Produits.

Gestion des risques associés à la dette

Risque de change et risque de taux d'intérêt – Hydro-Québec utilise des contrats à terme et des swaps de devises pour gérer le risque de change associé à la dette à long terme et à la dette à perpétuité ainsi que des contrats à terme et des swaps de taux d'intérêt pour modifier à long terme l'exposition au risque de taux d'intérêt. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie ou de couvertures de juste valeur, selon le risque couvert. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture de change et de taux d'intérêt de la dette est comptabilisée dans le poste Frais financiers.

Le tableau suivant présente le montant notionnel, exprimé en dollars canadiens ou en devises, des contrats à terme et des swaps utilisés aux fins de la gestion des risques à long terme :

	Au 30 septembre 2021 ^a	Au 31 décembre 2020 ^a
Contrats à terme		
Dollars canadiens	(1 940)	(2 000)
Dollars américains ^b	(542)	(542)
Swaps		
Dollars canadiens	(5 794)	(6 890)
Dollars américains	4 820	5 720

a) Les données entre parenthèses représentent des montants à déboursier.

b) Au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020, les contrats de vente et d'achat totalisaient respectivement 743 M\$ US et 201 M\$ US.

Gestion des risques à court terme

Risque de change – Hydro-Québec utilise des contrats à terme pour gérer son exposition au risque de change à court terme. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture du risque de change est comptabilisée dans les postes touchés par l'élément couvert, soit les postes Produits, Achats d'électricité ou Frais financiers. Dans ce contexte, Hydro-Québec a négocié des contrats de vente et d'achat de devises dont les positions ouvertes au 30 septembre 2021 représentaient un montant notionnel de respectivement 2 032 M\$ US et 2 495 M\$ US (1 133 M\$ US au titre des contrats de vente et 8 M\$ US au titre des contrats d'achat au 31 décembre 2020).

Risque de taux d'intérêt – Hydro-Québec utilise des contrats à terme et des swaps de taux d'intérêt pour gérer le risque de taux d'intérêt à court terme. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture du risque de taux d'intérêt à court terme est comptabilisée dans le poste touché par l'élément couvert, soit le poste Frais financiers.

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 et de l'aluminium. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture du risque de prix lié à l'énergie et à l'aluminium est comptabilisée dans les postes touchés par l'élément couvert, soit les postes Produits ou Achats d'électricité. Dans ce contexte, Hydro-Québec a négocié des contrats à terme et des swaps d'électricité dont les positions ouvertes au 30 septembre 2021 correspondaient à 23,4 TWh (22,4 TWh au 31 décembre 2020), des contrats à terme sur le gaz naturel dont les positions ouvertes au 30 septembre 2021 représentaient 0,2 million de MMBtu (1,5 million de MMBtu au 31 décembre 2020), des swaps de produits pétroliers dont les positions ouvertes au 30 septembre 2021 s'élevaient à 39,9 millions de litres (62,7 millions de litres au 31 décembre 2020) ainsi que des swaps d'aluminium dont les positions ouvertes au 30 septembre 2021 totalisaient 487 825 tonnes (262 750 tonnes au 31 décembre 2020).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Juste valeur

Juste valeur des instruments dérivés

Les tableaux suivants présentent la juste valeur des instruments dérivés, exclusion faite de l'incidence de la compensation, selon leur nature et selon qu'ils sont désignés comme couvertures de juste valeur ou de flux de trésorerie, ou qu'ils ne sont pas désignés comme couvertures :

	Au 30 septembre 2021			
	Dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Dérivés non désignés comme couvertures ^a	Montants bruts des dérivés comptabilisés ^b
Actif				
Contrats – Risque de change	–	869	38	907
Contrats – Risque de taux d'intérêt	383	84	–	467
Contrats – Risque de prix	–	9	53	62
	383	962	91	1 436
Passif				
Contrats – Risque de change	–	(154)	(120)	(274)
Contrats – Risque de taux d'intérêt	–	(3)	–	(3)
Contrats – Risque de prix	–	(885)	(164)	(1 049)
	–	(1 042)	(284)	(1 326)
Total	383	(80)	(193)	110

	Au 31 décembre 2020			
	Dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Dérivés non désignés comme couvertures ^a	Montants bruts des dérivés comptabilisés ^b
Actif				
Contrats – Risque de change	–	1 157	6	1 163
Contrats – Risque de taux d'intérêt	569	3	–	572
Contrats – Risque de prix	–	105	55	160
	569	1 265	61	1 895
Passif				
Contrats – Risque de change	–	(150)	(214)	(364)
Contrats – Risque de taux d'intérêt	–	(43)	–	(43)
Contrats – Risque de prix	–	(46)	(14)	(60)
	–	(239)	(228)	(467)
Total	569	1 026	(167)	1 428

a) Ces instruments dérivés sont principalement transigés dans le cadre de la gestion des risques d'Hydro-Québec. Au 30 septembre 2021, (119) M\$ étaient en contrepartie de sommes reçues ou déboursées [(173) M\$ au 31 décembre 2020] en vertu d'ententes visant à limiter la valeur de marché des principaux portefeuilles d'instruments dérivés. Ces ententes découlent des encadrements qu'applique Hydro-Québec dans le but de réduire son exposition au risque de crédit et de limiter la concentration des risques.

b) Les évaluations à la juste valeur des instruments dérivés sont classées au niveau 2. Ces évaluations sont obtenues par actualisation des flux de trésorerie futurs, qui sont 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 et qui tiennent compte de l'évaluation du risque de crédit. Les techniques d'évaluation utilisées font appel à des données de marché observables.

Note 7 Instruments financiers (suite)

Le tableau suivant présente l'incidence de la compensation sur les instruments dérivés :

	Au 30 septembre 2021				Au 31 décembre 2020			
	Montants bruts des dérivés comptabilisés	Montants bruts compensés ^a	Trésorerie (reçue) versée en garantie ^b	Montants nets présentés dans le bilan	Montants bruts des dérivés comptabilisés	Montants bruts compensés ^a	Trésorerie (reçue) versée en garantie ^b	Montants nets présentés dans le bilan
Actif								
Court terme	336	(189)	(94)	53	429	(132)	(150)	147
Long terme	1 100	(264)	(771)	65	1 466	(300)	(1 155)	11
	1 436	(453)	(865)	118	1 895	(432)	(1 305)	158
Passif								
Court terme	(755)	307	72	(376)	(314)	282	18	(14)
Long terme	(571)	146	2	(423)	(153)	150	–	(3)
	(1 326)	453	74	(799)	(467)	432	18	(17)
Total	110	–	(791)	(681)	1 428	–	(1 287)	141

a) Les montants bruts des dérivés compensés sont liés à des contrats transigés conformément aux directives de l'International Swaps and Derivatives Association (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.

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 2021, 710 M\$ à

recevoir en contrepartie de versements nets étaient intégrés dans le poste Clients et autres débiteurs (néant au 31 décembre 2020), tandis qu'aucun montant à payer en contrepartie d'encaissements nets n'était intégré dans le poste Crédoiteurs et charges à payer (137 M\$ au 31 décembre 2020).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Les tableaux suivants présentent l'incidence des instruments dérivés sur les résultats et les autres éléments du résultat étendu. Il est à noter que la majorité des instruments dérivés négociés sont désignés comme couvertures de flux de trésorerie ou de juste valeur et ont donc pour effet de réduire la volatilité des résultats. Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures, mais qui assurent néanmoins une couverture économique de positions inverses à risque, permettent aussi de réduire la volatilité des résultats. La sensibilité des résultats se limite ainsi à l'exposition nette aux risques ne faisant pas l'objet de couvertures.

	Trois mois terminés le 30 septembre 2021			
	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie		Pertes (gains) sur dérivés non désignés comme couvertures
	Comptabilisés dans les résultats	Comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu	Reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats	Comptabilisés dans les résultats
Contrats – Risque de change	–	(121)	(175) ^a	(68)
Contrats – Risque de taux d'intérêt	31	(57)	2 ^b	–
Contrats – Risque de prix	–	659	84 ^c	118
	31^{b, d}	481	(89)^d	50^{d, e}
Incidence sur les résultats des éléments couverts	(29)		89	72

	Trois mois terminés le 30 septembre 2020			
	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie		Pertes (gains) sur dérivés non désignés comme couvertures
	Comptabilisés dans les résultats	Comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu	Reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats	Comptabilisés dans les résultats
Contrats – Risque de change	–	204	169 ^a	67
Contrats – Risque de taux d'intérêt	25	(65)	2 ^b	–
Contrats – Risque de prix	–	72	(60) ^c	12
	25^{b, d}	211	111^d	79^{d, e}
Incidence sur les résultats des éléments couverts	(23)		(111)	(66)

a) En 2021, (48) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (3 M\$ en 2020) et (127) M\$, dans le poste Frais financiers (166 M\$ en 2020).

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

c) En 2021, 85 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(62) M\$ en 2020], tandis que (1) M\$ a été comptabilisé dans le poste Achats d'électricité (2 M\$ en 2020).

d) En 2021, les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 3 028 M\$, 458 M\$ et 596 M\$ (2 833 M\$, 469 M\$ et 625 M\$ en 2020).

e) Ces instruments sont essentiellement liés à des transactions réalisées 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 2021, 126 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (1 M\$ en 2020), (5) M\$, dans le poste Achats d'électricité (11 M\$ en 2020) et (71) M\$, dans le poste Frais financiers (67 M\$ en 2020).

Note 7 Instruments financiers (suite)

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2021			
	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie		Pertes (gains) sur dérivés non désignés comme couvertures
	Comptabilisés dans les résultats	Comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu	Reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats	Comptabilisés dans les résultats
Contrats – Risque de change	–	23	(109) ^a	11
Contrats – Risque de taux d'intérêt	167	(375)	7 ^b	–
Contrats – Risque de prix	–	1 100	155 ^c	156
	167^{b, d}	748	53^d	167^{d, e}
Incidence sur les résultats des éléments couverts	(160)		(53)	(8)

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2020			
	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie		Pertes (gains) sur dérivés non désignés comme couvertures
	Comptabilisés dans les résultats	Comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu	Reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats	Comptabilisés dans les résultats
Contrats – Risque de change	–	(376)	(172) ^a	(15)
Contrats – Risque de taux d'intérêt	(188)	349	7 ^b	15
Contrats – Risque de prix	–	(199)	(302) ^c	(10)
	(188)^{b, d}	(226)	(467)^d	(10)^{d, e}
Incidence sur les résultats des éléments couverts	192		469	20

a) En 2021, (137) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (27 M\$ en 2020) et 28 M\$, dans le poste Frais financiers [(199) M\$ en 2020].

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

c) En 2021, 152 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(304) M\$ en 2020] et 3 M\$, dans le poste Achats d'électricité (2 M\$ en 2020).

d) En 2021, les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 10 465 M\$, 1 594 M\$ et 1 794 M\$ (10 020 M\$, 1 564 M\$ et 1 947 M\$ en 2020).

e) Ces instruments sont essentiellement liés à des transactions réalisées 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 2021, 174 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(31) M\$ en 2020], (15) M\$, dans le poste Achats d'électricité (26 M\$ en 2020) et 8 M\$, dans le poste Frais financiers [(5) M\$ en 2020].

Note 7 Instruments financiers (suite)

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2021, 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 (néant pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2020 et perte nette de 2 M\$ pour la période de neuf mois terminée à cette date).

Au 30 septembre 2021, Hydro-Québec estimait à 424 M\$ le montant net des pertes comprises dans le Cumul des autres

éléments du résultat étendu qui seraient reclassées dans les résultats au cours des douze mois suivants (gain net de 72 M\$ au 30 septembre 2020).

Au 30 septembre 2021, la durée maximale pour laquelle Hydro-Québec couvrirait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de neuf ans (dix ans au 30 septembre 2020).

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 débiteurs – clients, des autres débiteurs 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 2021		Au 31 décembre 2020	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Fonds d'amortissement	601	633	600	657
Passif				
Dettes à long terme ^a	(48 864) ^b	(62 761)	(48 157) ^b	(70 432)
Dettes à perpétuité	(254)	(273)	(256)	(293)

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

b) Y compris un montant de 1 941 M\$ au 30 septembre 2021 (1 997 M\$ au 31 décembre 2020) 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 345 M\$ (532 M\$ au 31 décembre 2020) pour les relations de couverture existantes et de (51) M\$ [(78) M\$ au 31 décembre 2020] pour les relations auxquelles Hydro-Québec a mis fin.

Clients et autres débiteurs

Au 30 septembre 2021, les clients et autres débiteurs comprenaient 1 411 M\$ (1 944 M\$ au 31 décembre 2020) provenant de contrats conclus avec des clients, dont 796 M\$ (1 244 M\$ au 31 décembre 2020) au titre de l'électricité livrée mais non facturée.

Note 8 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement				
Clients et autres débiteurs	(147)	313	(343)	487
Matériaux et fournitures	(28)	(9)	(51)	(18)
Créditeurs et charges à payer	216	(11)	58	(1 007)
Intérêts courus	(415)	(436)	(506)	(444)
	(374)	(143)	(842)	(982)
Activités sans effet sur la trésorerie				
Augmentation des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	63	20	92	43
Intérêts payés^a	892	2 406	1 985	3 630

a) Y compris les intérêts payés au moment du remboursement d'obligations à coupon zéro. Ces intérêts ont totalisé 3 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2021 et 7 M\$ pour la période de neuf mois terminée à cette date (respectivement 1 497 M\$ et 1 646 M\$ pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2020). Ces intérêts sont présentés dans le poste Intérêts et autres sous la rubrique Activités d'exploitation des états consolidés des flux de trésorerie.

Note 9 Avantages sociaux futurs

	Trois mois terminés les 30 septembre					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Coût des services rendus	176	153	14	13	190	166
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	170	212	11	12	181	224
Rendement prévu des actifs	(463)	(428)	(1)	(1)	(464)	(429)
Amortissement de la perte actuarielle nette	87	71	10	9	97	80
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	2	2	(2)	(1)	–	1
	(204)	(143)	18	19	(186)	(124)
(Crédit) coût net constaté	(28)	10	32	32	4	42
	Neuf mois terminés les 30 septembre					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Coût des services rendus	528	458	41	39	569	497
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	511	636	33	38	544	674
Rendement prévu des actifs	(1 389)	(1 284)	(3)	(3)	(1 392)	(1 287)
Amortissement de la perte actuarielle nette	260	214	30	25	290	239
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	5	6	(4)	(3)	1	3
	(613)	(428)	56	57	(557)	(371)
(Crédit) coût net constaté	(85)	30	97	96	12	126

Note 10 Cumul des autres éléments du résultat étendu

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2021			
	Couvertures de flux de trésorerie	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2020	(162)	(2 940)	(8)	(3 110)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	(748)	–	(4)	(752)
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	53	111	–	164
Autres éléments du résultat étendu	(695)	111 ^a	(4)	(588)
Solde au 30 septembre 2021	(857)	(2 829)	(12)	(3 698)

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2020			
	Couvertures de flux de trésorerie	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2019	67	(2 476)	1	(2 408)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	226	–	(3)	223
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	(467)	92	–	(375)
Autres éléments du résultat étendu	(241)	92 ^a	(3)	(152)
Solde au 30 septembre 2020	(174)	(2 384)	(2)	(2 560)

a) Les Autres éléments du résultat étendu comprennent la variation de l'actif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs, qui était de (180) M\$ au 30 septembre 2021 [(150) M\$ au 30 septembre 2020].

Note 11 Éventualités

Garanties

En vertu des modalités précisées dans le cadre de l'émission de certains titres d'emprunt à l'extérieur du Canada, Hydro-Québec s'est engagée à majorer le montant des intérêts payés à des non-résidents si des changements sont apportés aux lois fiscales canadiennes à l'égard de l'impôt sur le revenu de personnes non résidentes. Hydro-Québec n'est pas en mesure d'estimer le montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser au titre de ces garanties. Si un tel montant devenait exigible, elle aurait l'option de rembourser la plupart des titres en question. Au 30 septembre 2021, le coût amorti des dettes à long terme visées était de 2 725 M\$ (2 843 M\$ au 31 décembre 2020).

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 droits ancestraux. Notamment, les Innus de Uashat mak Mani-utenam réclament une somme de 1,5 G\$ à titre de dédommagement par suite de diverses activités menées sur le territoire qu'ils revendiquent. De plus, en novembre 2006, les Innus de Pessamit ont réactivé un recours introduit en 1998 et

visant notamment la reconnaissance de droits ancestraux rattachés à des terres du Québec où sont situées certaines installations de production hydroélectrique du complexe Manic-Outardes. Cette communauté réclame une somme de 500 M\$. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ces recours.

Par ailleurs, en octobre 2020, Innu Nation Inc. a intenté, devant les tribunaux de Terre-Neuve-et-Labrador, une action en dommages-intérêts contre la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited [la « CF(L)Co »] et Hydro-Québec dans laquelle elle prétend que la construction et l'exploitation du complexe hydroélectrique des Churchill Falls, au Labrador, dont CF(L)Co est le propriétaire-exploitant, seraient le fruit d'une entreprise commune de CF(L)Co et d'Hydro-Québec et porteraient atteinte aux droits ancestraux des Innus du Labrador. Innu Nation Inc. réclame de CF(L)Co et d'Hydro-Québec le remboursement des profits qu'elles ont réalisés grâce à ce complexe ou, à défaut, une compensation monétaire de 4 G\$ en ce qui concerne Hydro-Québec. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de cette action.

Le 2 novembre 2021, les électeurs de l'État du Maine se sont prononcés en faveur d'une initiative référendaire qui vise à bloquer le projet New England Clean Energy Connect (NECEC). Ce projet, qui s'inscrit dans le cadre de la mise en place d'une nouvelle interconnexion entre le réseau du Québec et celui de la Nouvelle-Angleterre, a cependant obtenu toutes les autorisations et tous les permis requis de la part des autorités réglementaires américaines, et la construction de la ligne NECEC a débuté en janvier 2021. Hydro-Québec a obtenu le statut d'intervenant dans le recours judiciaire entrepris par son partenaire américain pour faire reconnaître leurs droits, en vue de poursuivre la réalisation de cet important projet de décarbonation.

Note 12 Informations sectorielles

Les tableaux suivants présentent de l'information sur les résultats et l'actif par secteurs :

	Trois mois terminés le 30 septembre 2021					
	Production	Transport	Distribution	Construction	Activités corporatives et autres	Total
Produits						
Clients externes	423	36	2 565	5	(1)	3 028^a
Clients intersectoriels	1 085	843	20	768	(2 716) ^b	–
Bénéfice net (perte nette)	410	165	(108)	2	(21)	448

	Trois mois terminés le 30 septembre 2020					
	Production	Transport	Distribution	Construction	Activités corporatives et autres	Total
Produits						
Clients externes	413	47	2 398	2	(27)	2 833 ^a
Clients intersectoriels	980	864	20	521	(2 385) ^b	–
Bénéfice net (perte nette)	311	173	(218)	5	(68)	203

a) Y compris (63) M\$ ne provenant pas de contrats conclus avec des clients (28 M\$ en 2020).

b) Y compris des éliminations intersectorielles de (3 298) M\$ [(2 878) M\$ en 2020].

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2021					
	Production	Transport	Distribution	Construction	Activités corporatives et autres	Total
Produits						
Clients externes	1 345	92	9 061	13	(46)	10 465^a
Clients intersectoriels	3 836	2 523	61	2 007	(8 427) ^b	–
Bénéfice net (perte nette)	1 857	458	278	6	(158)	2 441
Actif total au 30 septembre 2021	34 116	24 809	14 027	45	11 759	84 756

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2020					
	Production	Transport	Distribution	Construction	Activités corporatives et autres	Total
Produits						
Clients externes	1 188	147	8 795	6	(116)	10 020 ^a
Clients intersectoriels	3 621	2 574	57	1 354	(7 606) ^b	–
Bénéfice net (perte nette)	1 457	504	80	5	(238)	1 808
Actif total au 30 septembre 2020	33 128	24 044	13 611	38	11 072	81 893

a) Y compris (68) M\$ ne provenant pas de contrats conclus avec des clients (112 M\$ en 2020).

b) Y compris des éliminations intersectorielles de (10 120) M\$ [(9 068) M\$ en 2020].

Note 13 Données comparatives

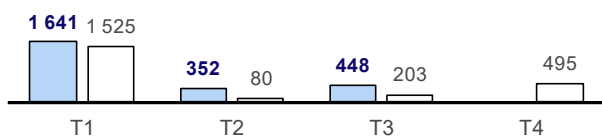
Certaines données des périodes correspondantes de l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation des périodes courantes.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

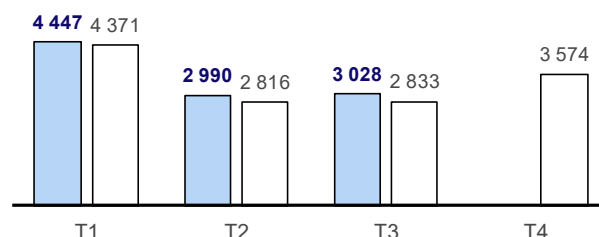
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

Sommaire des résultats	Trois mois terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre		
	2021	2020	Variation (%)	2021	2020	Variation (%)
Produits	3 028	2 833	6,9 ↑	10 465	10 020	4,4 ↑
Charges	1 984	2 005	1,0 ↓	6 230	6 265	0,6 ↓
Frais financiers	596	625	4,6 ↓	1 794	1 947	7,9 ↓
Bénéfice net	448	203	120,7 ↑	2 441	1 808	35,0 ↑

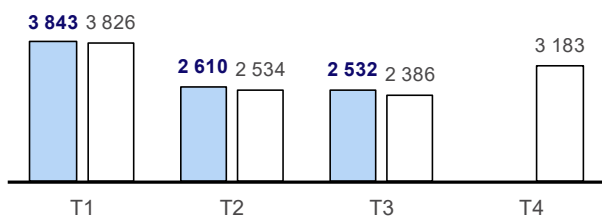
Bénéfice net



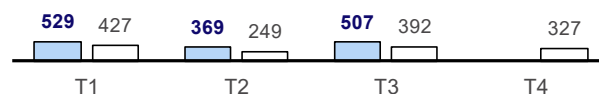
Produits



Produits des ventes d'électricité au Québec



Produits des ventes d'électricité hors Québec



■ 2021 □ 2020