Coopérative Hydro Embrun Inc.

RAPPORT ANNUEL 2018

COOPÉRATIVE HYDRO EMBRUN INC.

RAPPORT ANNUEL 2018

821, RUE NOTRE-DAME, SUITE 200, EMBRUN (ONTARIO) K0A 1W1

HEURES D'ACCUEIL

Lundi	9 h à 17 h
Mardi	9 h à 17 h
Mercredi	9 h à 17 h
Jeudi	9 h à 17 h
Vendredi	9 h à 17 h

SERVICE D'APPEL EN CAS DE PANNE DE COURANT
24 HEURES PAR JOUR

Téléphone :	613 443-5110
Télécopieur :	613 443-0495
Courriel :	info@hydroembrun.ca
Site Internet :	www.hydroembrun.ca
Page Facebook :	Coopérative Hydro Embrun

Table des matières

AVIS DE CONVOCATION 3
ADMINISTRATEURS POUR L'ANNÉE 2018 4
ORDRE DU JOUR 5
PROCÈS-VERBAL 6
17e Assemblée générale annuelle mercredi 18 avril 2018 6
RECONNAISSANCE À PIERRE CARRIÈRE POUR SES 40 ANS DE SERVICE À LA COMMUNAUTÉ D'EMBRUN 10
MESSAGE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 11
COMPARAISON DES TAUX RÉSIDENTIELS 15
DÉPENSES EN CAPITAL 16
HISTORIQUE DES COÛTS D'ÉNERGIE 17
NOMBRE DE CLIENTS PAR COMPAGNIE DE DISTRIBUTION 19
COÛT D'ÉNERGIE PAR COMPAGNIE DE DISTRIBUTION 21
FAITS SAILLANTS 2018 23
STATISTIQUES : 25
RISTOURNES REMISES DEPUIS LA CRÉATION DE LA COOPÉRATIVE 26
BILAN SOCIAL 27
ÉTATS FINANCIERS 28
ÉLECTION DES ADMINISTRATEURS – 2018 61
LES SERVICES DE LA COOPÉRATIVE 62
MODES DE PAIEMENT 62

AVIS DE CONVOCATION

Par la présente, nous vous convoquons à l'assemblée générale annuelle de la Coopérative Hydro Embrun Inc. Celle-ci aura lieu :

À la salle du 5, rue Forget, à Embrun,
le mardi 16 avril 2019 à 19 heures

Jean Martel
Président

Jean Gauthier
Secrétaire

ADMINISTRATEURS POUR L'ANNÉE 2018

CONSEIL D'ADMINISTRATION

JEAN MARTEL	Président	2018
JEAN GAUTHIER	Secrétaire	2020
PIERRE CARRIÈRE	Administrateur	2019

PERSONNEL

BENOIT LAMARCHE	Directeur général
BRIGITTE LAROCQUE	Coordinatrice administrative
FÉLIX LALONDE	Adjoint à la direction

ENTREPRENEUR DU SYSTÈME DE DISTRIBUTION

SPROULE POWERLINE

TRAITEMENT DE TEXTES

AGENCE FRANCINE

INGÉNIEUR

STANTEC CONSULTING GROUP

MEMBRES FONDATEURS

GEORGES CARDINAL
CAMILLE PICHÉ
JEAN MARTEL
JEAN-PAUL LAFRANCE
DIANE ROY
LUC BRUYÈRE
JEAN LESSARD
LUCIE LAPOINTE
PIERRE CARRIÈRE

ORDRE DU JOUR

1) Appel à l'ordre et constatation du quorum
2) Adoption de l'ordre du jour
3) Adoption du procès-verbal du 18 avril 2018
4) Message du conseil d'administration
5) Faits saillants – Statistiques – Bilan social
6) Rapport de l'auditeur et présentation des états financiers
7) Nomination des vérificateurs
8) Présentations de l'adjoint à la direction
9) Mot du directeur général
10) Ristourne
11) Offre de fusion reçue de La Coop Agricole d'Embrun Ltée
12) Élection au poste d'administrateur
13) Période de questions
14) Prix de présence pour les membres
15) Levée de la séance

Un léger goûter sera servi.

PROCÈS-VERBAL

17e Assemblée générale annuelle mercredi 18 avril 2018

Enregistrement des sociétaires

De 18 h 30 à 19 h, enregistrement des sociétaires : Félix Lalonde, Pierre Carrière, Brigitte Larocque, Jean Martel, Alain Viau, Raymond Fortin, Georgette Bisaillon, Jeannine Duval, Jean Gauthier, Réjean Gervais, Claude Bastien, Hélène Doré, Claudette Doré, Jeannette Marcil, Thérèse St-Amour, Raymonde Thibault, Louise Ménard, Paquerette Lapalme, Marie-Berthe Bourdeau, Claire Daoust, Juliette Bourdeau, Rhéo Brisson, Denis Brisson, Francine Martel, Jean Poirier, Louis Bourdeau, Paulette Leroux, Marielle Richard, Jean-Jacques Arcand, Ross Evans, Sylvain Bourdeau, Léopold Bruyère, Maurice Godard, Lorraine Laplante, Ginette Patenaude, Laurent Laplante, Serge Marion, Michel Provost.

Autres personnes présentes : Benoit Lamarche, directeur général de la Coopérative, Sylvain Levac, BDO, Rita Gervais, Fernand Bourdeau, Edna Brisson, Françoise Bourdeau, Diane Arcand.

1. **Appel à l'ordre et constatation du quorum**
   M. Jean Martel ouvre l'assemblée à 19 h en souhaitant aux sociétaires la bienvenue à la 17e réunion annuelle et les remercie d'être là aussi fidèlement. Après lecture de l'avis de convocation, l'on constate la présence de 37 sociétaires. En conséquence, l'assemblée est dûment constituée. Il y avait 45 personnes présentes.

2. **Adoption de l'ordre du jour**
   M. Jean Martel présente l'ordre du jour.
   Proposé par Réjean Gervais
   Appuyé par Jeannine Duval
   Que l'ordre du jour soit adopté comme présenté. Accepté

3. **Adoption du procès-verbal de l'assemblée générale annuelle tenue le 18 avril 2017**
   M. Jean Martel présente le procès-verbal.
   Proposé par Alain Viau
   Appuyé par Réjean Gervais
   Que la lecture du procès-verbal du 18 avril 2017 soit exempte. Accepté

   Proposé par Laurent Laplante
   Appuyé par Jean-Jacques Arcand
   Que le procès-verbal du 18 avril 2017 soit adopté comme présenté. Accepté

4. **Message du président**

   M. Jean Martel confirme que l'année 2017 a été très occupée avec la construction de la nouvelle station et la soumission des nouveaux taux de distribution pour les prochaines cinq (5) années à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).

   La nouvelle station a une capacité de 13 MVA, une espérance de vie de quarante (40) ans et une garantie de deux (2) ans. Cette station est munie d'un transformateur (moteur) de marque Northern, une entreprise canadienne située à Maple, en Ontario. L'ancienne station est toujours en place en tant que station de secours.

M. Martel continue en affirmant que les préparatifs de la soumission des nouveaux taux à la CEO ont été un travail d'envergure qui a duré plus d'un an et qui a été effectué en grande partie par le gérant, Benoit Lamarche, et la consultante, Manuela Ris-Schofield, de Tandem Energy Services Inc. Ceux-ci se sont présentés devant la CEO et ont très bien défendu les intérêts de la Coopérative. Vous pouvez lire la décision sur le site Internet de la CEO. La construction de la nouvelle station ainsi que plusieurs autres éléments ont engendré une augmentation des taux de distribution de la Coopérative. À ce sujet, veuillez vous référer au tableau comparatif des taux des cinq (5) fournisseurs de service public d'électricité.

M. Martel poursuit en disant que les membres du conseil d'administration sont d'avis que le temps est venu d'envisager la vente des actifs de la Coopérative. Il affirme qu'une étude approfondie des pour et contre de la vente des actifs de la Coopérative sera complétée. La *Loi sur les sociétés coopératives* exige un vote favorable des membres par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée générale des membres dûment convoqués à cette fin.

M. Martel tient à rassurer les employés que leur bien-être sera une des principales considérations lors des pourparlers reliés à cette vente. Ils seront consultés et leurs opinions seront prises en compte.

Proposé par Francine Martel
Appuyée par Paulette Leroux
Que le message du président soit accepté comme résumé.

Accepté

5. Faits saillants de 2017

M. Jean Martel demande à Benoit Lamarche de résumer les faits saillants de l'année 2017 :

- Embauche de la firme AESI pour la préparation d'un plan de distribution;
- Soumission de K-Line des plans et du devis à la firme Stantec;
- Signature d'un prêt de 1 000 000,00 $ à la Caisse Nouvel Horizon;
- Rapport de Greensaver pour le plan de conservation 2016;
- Soirée d'information municipale afin de permettre aux clients commerciaux d'adhérer à divers programmes de conservation;
- Début des travaux civils pour le poste de distribution;
- M. Jean Gauthier devient un administrateur observateur lors des réunions;
- Nouveau poste de distribution en service et quatre circuits branchés;
- 106 nouveaux points de service branchés.

Statistiques

M. Benoit Lamarche énumère les statistiques de kilowattheures vendus dans les différentes classes pour un total de 27 828 405 kWh comprenant 2 260 clients. Il fait référence au tableau des ristournes remises depuis la création de la Coopérative.

Bilan social

M. Pierre Carrière fait un résumé du bilan social :

- La Coopérative, après 17 ans, réussit très bien malgré tous les changements. Les administrateurs ont protégé les intérêts des membres de la Coopérative.

- Considérant la dette de 714 242,61 $, la ristourne attribuée aux membres sera versée au capital contre la dette.
- Les administrateurs contribuent au développement des ressources humaines.
- Des dons sont faits à différentes organisations locales.
- La Coopérative contribue activement au progrès de la collectivité.

Proposé par Maurice Godard
Appuyé par Jeannine Duval
Que les faits saillants, les statistiques et le bilan social soient acceptés tels que présentés.
Accepté

6. Rapport de l'auditeur et présentation des états financiers 2017

M. Sylvain Levac, auditeur de la firme BDO, présente le rapport de l'auditeur et les états financiers tels qu'ils apparaissent au rapport annuel 2017.

Proposé par Réjean Gervais
Appuyé par Maurice Godard
Que le rapport de l'auditeur et les états financiers 2017 soient adoptés tels que présentés.
Accepté

7. Nomination des vérificateurs

Le président informe l'assemblée que la Coopérative n'a reçu aucune proposition relativement à la nomination d'une nouvelle firme de vérificateurs. En conséquence, il demande une proposition pour confirmer la firme BDO à titre de vérificateur de la Coopérative Hydro Embrun Inc. pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2018.

Proposé par Jean-Jacques Arcand
Appuyé par Rhéo Brisson
Que la firme BDO soit nommée le vérificateur de la Coopérative Hydro Embrun Inc. pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2018. Accepté

8. Élection au poste d'administrateur

Le président fait la lecture du rapport des mises en candidature. Cette année, un poste est ouvert. La Coopérative a reçu une nomination au 31 décembre 2017, soit celle de M. Luc Bruyère, proposée et appuyée par Pierre St-Germain et Léopold Bruyère.

M. Luc Bruyère a remis sa démission le 11 avril 2018. Alors l'assemblée doit proposer et appuyer un membre présent pour occuper le poste d'administrateur pour un terme de trois ans.

Proposé par Réjean Gervais
Appuyé par Marielle Richard
Que M. Jean Gauthier soit élu par acclamation au poste d'administrateur de la Coopérative Hydro Embrun Inc. pour un mandat de trois ans. Accepté
M. Jean Gauthier s'adresse aux membres en résumant son historique et il affirme qu'il fera son possible pour bien représenter la Coopérative.

9. Ristourne

M, Jean Martel fait la lecture de la proposition de la réunion des administrateurs du 7 février 2018. Étant donné que la Coopérative a engendré une dette de 714 242,61 $ pour financer le nouveau poste de distribution, il est
Proposé par Jean Martel et appuyé à l'unanimité
Qu'aucune ristourne ne soit remise aux membres pour une période de cinq ans et que le montant attribué normalement aux membres soit remis comme versement en capital contre la dette de la Coopérative. Accepté

10. Mot du directeur général

M. Lamarche tient à mentionner la présence de M. Michel Provost et de Mme Ginette Patenaude. Il souligne aussi la présence de Mme Brigitte Larocque et M. Félix Lalonde, qui œuvrent maintenant depuis dix ans et quatre ans respectivement auprès de la Coopérative. Il remercie les ressources qui lui sont disponibles, comme BDO et M. Jean Martel et M. Pierre Carrière.

Il poursuit en montrant des photos de la construction du poste de distribution et une vidéo de l'installation du transformateur et explique où sont les quatre circuits sur le territoire.

Proposé par Ginette Patenaude
Appuyée par Denis Brisson
Que le rapport du directeur général soit accepté comme présenté. Accepté

11. Période de questions

M. Raymond Fortin demande pourquoi il y a une plus grande perte d'argent chez les clients que l'année précédente.

En réponse : un règlement stipule que le débranchement est interdit entre le 1er novembre et le 1er avril. La dette devient plus grande et donc beaucoup plus difficile à collecter. En comparaison, Ottawa a deux millions de mauvaises créances.

12. Prix de présence pour les membres

Le conseil d'administration fait la distribution de dix prix de présence de 50 $. Les gagnants sont : Sylvain Levac, Paulo Bruyère, Maurice Godard, Alain Viau, Ginette Patenaude, Lorraine Laplante, Michel Provost, François Bourdeau, Jean-Jacques Arcand et Christiane Evans.

13. Levée de la séance

Le président, M. Jean Martel, demande la levée de la séance.
Proposé par Michel Provost
Appuyé par Fernand Bourdeau
Que la séance soit levée à 20 h. Accepté.

_____ _____

Jean Martel, président Pierre Carrière, secrétaire

RECONNAISSANCE À PIERRE CARRIÈRE POUR SES 40 ANS DE SERVICE À LA COMMUNAUTÉ D'EMBRUN

La Coopérative remet à M. Carrière des chèques cadeaux à des restaurants.

Jean Martel lui présente différents livres pour son plaisir.

Les membres sont invités à partager un léger goûter.

MESSAGE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

C'est avec plaisir que je vous présente ce message au nom des administrateurs de votre Coopérative, soit Jean Martel, Pierre Carrière et Jean Gauthier.

1. Mission de la Coopérative

   La mission de la Coopérative est de fournir un service bilingue, maintenir un système de distribution fiable, maintenir un bilan solide et avoir un des meilleurs taux de distribution en Ontario.

2. Qu'est-ce qu'une Coopérative

   Loi sur les sociétés coopératives de l'Ontario stipule :

   - *«coopérative» Personne morale qui exploite une entreprise selon le mode coopératif et à laquelle s'applique la présente loi («coopérative»).*

   - *«mode coopératif» Mode d'organisation d'exploitation et de gestion qui respecte les principes et les méthodes qui suivent :*

     a) chaque membre ou délégué n'a droit qu'à un vote,
     b) aucun membre ou délégué n'a le droit de voter par procuration,
     c) les intérêts sur le capital emprunté et les dividendes sur le capital social sont limités à un pourcentage que fixent la présente loi ou les statuts constitutifs,
     d) l'entreprise de la personne morale doit autant que possible couvrir ses frais après la constitution de réserves suffisantes et le paiement ou l'inscription au crédit des intérêts sur le capital emprunté ou des dividendes sur le capital social. (the enterprise of the corporation is operated as nearly as possible at cost after providing for reasonable reserves and the payment or crediting of interest on loan capital or dividends on share capital).

3. Votre Coopérative - une entreprise rentable

En 2018, votre Coopérative a enregistré un résultat d'exploitation de 211 727$. Il s'agit de notre meilleur résultat depuis l'incorporation de la Coopérative en l'an 2000 abstention faite de l'inflation. Ce résultat s'explique par l'établissement de notre coût de service au 1 janvier 2018, ce qui nous a permis d'aller chercher un rendement de 8.12% sur nos actifs en capital. Ceci résulte en une augmentation, avant taxes, de 3.14$ pour 750 kWh sur notre coût de distribution pour nos clients résidentiels pour une facture totale de 126.69$ pour 750 kWh. Au 1 janvier 2019, nous avons également obtenu une augmentation basée sur le coût de la vie de 1.5%, ce qui a porté notre taux de distribution à 34.51$ pour 750 kWh.

Puisque nous sommes le quatrième plus petit distributeur d'électricité de la province, avec 2323 clients, cette facture totale de 126.69$ nous propulse malheureusement au haut du palmarès. Il n'est pas possible cependant de vous donner une comparaison tout à fait juste puisque beaucoup de distributeurs n'ont pas soumis de coût de service en date du 1 janvier 2018.

Vous constatez donc la relation directe entre notre taux de distribution, notre revenu brut, le coût de nos actifs et le nombre de clients desservis.

Notre objectif, d'ici les prochaines quatre années, est de ramener notre taux de distribution près de la moyenne des taux des autres distributeurs. Cependant, puisque que 79% de notre revenu provient de notre base résidentielle, et que nous ne pouvons pas agrandir notre territoire, il ne sera pas facile d'atteindre cet objectif, entre autres, puisque la Coopérative est déjà classée parmi le groupe 1 au niveau de son efficacité opérationnelle.

4. La politique du gouvernement Ford

Le gouvernement Ford a annoncé son intention d'effectuer les changements suivants :

- mettre la responsabilité des programmes de conservation d'énergie à IESO (Independant Electricity System Operation);

- réformer la Commission de l'énergie de l'Ontario afin de rendre cet organisme plus efficace et redevable;

- réduire la facture d'électricité de douze (12%) pour cent et après maintenir les augmentations au taux de l'inflation;

- éliminer le Fair Hydro Plan du gouvernement libéral de Kathleen Wynne;

- entreprendre un processus de consultation au sujet des taux d'électricité pour les industries.

5. L'étude sur la gouvernance de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)

Le but de la CEO, à ce sujet, est d'établir des critères de gouvernance et de mesurer la performance des distributeurs d'électricité en fonction de ses critères de gouvernance.

La CEO a catégorisé les meilleures pratiques comme suit :

- indépendance des administrateurs;
- compétence des administrateurs;
- structure et fonction du Conseil et des sous-comités;
- documentation et pratiques.

La CEO croit que la qualité de gouvernance est un facteur important de l'excellence en performance de distributeur d'électricité, et un indicateur important de l'aptitude du distributeur d'électricité à atteindre les objectifs souhaités et espérés par ses clients.

6. Nombre de distributeurs dans la province et exemption de la taxe sur le transfert

Le rapport de 2012 de Murray Elston, intitulé *Renewing Ontario Electricity Distribution Center*, recommandait la réduction du nombre de distributeurs d'électricité dans la province entre 8 et 12. Pour atteindre cet objectif, le gouvernement du temps avait accordé une exemption sur la taxe de transfert de 33% pour les distributeurs d'électricité ayant moins de 30 000 clients. L'exemption se termine le 31 décembre 2022. En date du 1 avril 2019, il y a 60 distributeurs d'électricité dans la province. Le gouvernement Ford ne s'est pas encore prononcé à ce sujet.

7. L'avenir de la Coopérative

Il en revient aux membres de déterminer l'avenir de la Coopérative. Votre Conseil d'administration ne peut que vous donner son opinion. En 2018, nous avons fait une étude des avantages et désavantages de la vente des actifs de la Coopérative. Si vous désirez une présentation à ce sujet, vous avez un choix à faire sur le bulletin de sondage.

Votre Président

Jean Martel

COMPARAISON DES TAUX RÉSIDENTIELS

Compagnie	Consommation kWh	Frais de distribution*	Rapport PEG 2018**	Coût total de la facture***	Coût de service****
Hydro Hawkesbury 1er janvier 2019	750	17,76 $	1	99,36 $	1er janvier 2018
Ottawa River Power 1er mai 2018	750	23,91 $	3	108,23 $	1er mai 2016
Renfrew Hydro 1er janvier 2019	750	25,68 $	4	110,30 $	1er janvier 2017
Ottawa Hydro 1er janvier 2019	750	28,34 $	4	109,64 $	1er janvier 2012
Hydro 2000 1er mai 2017	750	28,93 $	2	118,52 $	1er juillet 2012
Hydro One Densité urbaine 1er janvier 2017	750	31,83 $	4	116,17 $	1er mai 2015
Coopérative Hydro Embrun 1er janvier 2019	750	34,51 $	1	126,69 $	1er janvier 2018
Hydro One Densité moyenne 1er janvier 2017	750	51,02 $	4	124,04 $	1er mai 2015
Hydro One Rurale 1er janvier 2017	750	108,38 $	4	122,22 $	1er mai 2015

*Le frais de distribution qui comprend le frais fixe annuel et le taux volumétrique de distribution.

**Le Rapport PEG – août 2018 (Pacific Economics Group Research) est soumis à la Commission de l'énergie de l'Ontario annuellement pour démontrer l'efficacité des compagnies de distribution.

Le service public doit gérer efficacement ses coûts de façon à s'assurer que ses clients obtiennent le meilleur service pour le tarif qu'ils paient. Les coûts totaux du service public sont évalués dans le but de produire un classement unique de l'efficience. Le classement de l'efficience est divisé en cinq groupes définis en fonction de la valeur de la différence entre les coûts réels et les coûts prévus de chaque service public. Les distributeurs dont les coûts réels sont inférieurs aux coûts prévus sont considérés comme étant plus efficients.

***Le coût total de la facture comprend les frais d'énergie, les frais de livraison, les frais réglementés, les frais de disposition de variance, le rabais de 8 % de la province et la TVH. (Source : Commission de l'énergie de l'Ontario.)

****L'année du dernier coût de service de la compagnie de distribution.

DÉPENSES EN CAPITAL

	2014	2015	2016	2017	2018	
LOGICIELS	40 505,35 $	1 308,00 $	1 365,00 $	11 068,31 $	1 080,67 $	**55 327,33 $**
POSTES ÉLECTRIQUES	– $	– $	– $	– $	6 900,00 $	**6 900,00 $**
ÉQUIPEMENT DES POSTES ÉLECTRIQUES	– $	75 410,00 $	50 012,77 $	1 539 093,69 $	935,00 $	**1 665 451,46 $**
BORNES, FERRURES	107 752,87 $	2 663,00 $	74 099,00 $	– $	47 975,00 $	**232 489,87 $**
CONDUCTEURS AÉRIENS, DISPOSITIFS	55 661,82 $	885,00 $	229 394,71 $	90 513,00 $	20 180,94 $	**396 635,47 $**
CONDUCTEURS SOUTERRAINS, DISPOSITIFS	692 811,43 $	144 092,15 $	28 769,20 $	– $	17 800,00 $	**883 472,78 $**
TRANSFORMATEURS DE BASSE TENSION	288 934,39 $	110 237,50 $	39 618,50 $	25 940,25 $	91 267,00 $	**555 997,64 $**
NOUVEAUX SERVICES POUR LES CLIENTS	12 464,00 $	15 074,00 $	22 175,00 $	67 017,55 $	20 818,50 $	**137 549,05 $**
COMPTEURS	25 716,00 $	9 244,26 $	8 523,00 $	15 232,53 $	17 551,77 $	**76 267,56 $**
MOBILIERS DE BUREAU ET ÉQUIPEMENT	631,93 $	961,60 $	1 563,15 $	700,60 $	2 772,49 $	**6 629,77 $**
MATÉRIEL ET ÉQUIPEMENT POUR ORDINATEUR	429,99 $	1 384,95 $	2 159,94 $	1 340,08 $	– $	**5 314,96 $**
ÉQUIPEMENT D'ESSAIS ET INSTRUMENTS DE MESURE	– $	– $	7 415,08 $	– $	– $	**7 415,08 $**
CONTRIBUTIONS ET SUBVENTIONS	**(905 202,00 $)**	**(148 144,20 $)**	**(6 450,50 $)**	**(75 884,00 $)**	**(60 244,54 $)**	**(1 195 925,24 $)**
	319 705,78 $	**213 116,26 $**	**458 644,85 $**	**1 675 022,01 $**	**167 036,83 $**	**2 833 525,73 $**

HISTORIQUE DES COÛTS D'ÉNERGIE

Consommation mensuelle : 750 kWh

Année	Prix fixe	Prix volumétrique	Total de la facture en pourcentage	Total de la facture en argent	Modifications en valeur financière	Processus	Frais de distribution
2019	32,11 $	0,0032 $	2,67 %	126,69 $	3,30 $	IRM	34,51 $
2018	27,84 $	0,0064 $	7,15 %	123,39 $	8,23 $	Coût du service	32,64 $
2017	21,87 $	0,0072 $	-22,88 %	115,16 $	(34,17 $)	IRM	27,27 $
2016	18,25 $	0,0106 $	14,51 %	149,33 $	18,92 $	IRM	26,20 $
2015	14,77 $	0,0138 $	16,16 %	130,41 $	18,14 $	IRM	25,12 $
2014	14,56 $	0,0136 $	7,69 %	112,27 $	8,02 $	Coût du service	24,76 $
2013	13,70 $	0,0128 $	0,65 %	104,25 $		IRM	23,30 $

Analyse

2014-2015 : 18,14 $
- On a noté une augmentation du coût du pouvoir. Celui-ci était de 128,23 $ comparativement à 110,39 $ en 2014.
- On a aussi noté une augmentation mensuelle de 0,30 $ sur les taux de distribution.

2015-2016 : 18,92 $
- On a éliminé le crédit de 10 % (OCEB) de la facture totale.
- Il y a eu une augmentation du coût du pouvoir. Ce coût s'élevait à 132,15 $ comparativement à 128,23 $ en 2015.
- On a aussi noté une augmentation mensuelle de 1,08 $ sur les taux de distribution.

2016-2017 : - 34,17 $
- On a noté une réduction du coût de pouvoir de 25 % grâce au rabais institué par le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables du Gouvernement de l'Ontario (rabais de 8 % provenant du Gouvernement de l'Ontario et rabais de 17 % grâce à la tarification forfaitaire de l'heure).
- On a aussi noté une augmentation mensuelle de 1,07 $ sur les taux de distribution.

2017-2018 : 8,23 $

- La disposition de variance représentait des frais supplémentaires de 1,86 $.
- On a noté une augmentation mensuelle de 5,37 $ sur les taux de distribution.
- Il y a aussi eu une augmentation de 1,20 $ en matière de taux de basse tension.

2018-2019 : 3,30 $

- On a ajouté une disposition de variance représentant 1,44 $.
- On a aussi noté une augmentation mensuelle de 1,87 $ sur les taux de distribution.

NOMBRE DE CLIENTS PAR COMPAGNIE DE DISTRIBUTION

Hydro One Network Inc. (Urban Density)	1 320 085
Alectra Uitilities Corporation	982 022
Toronto Hydro Electrical System Ltd.	767 946
Hydro Ottawa Limited	331 777
London Hydro	157 188
Veredian Connection Inc.	120 457
Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	95 757
Enwin Utilities Ltd	88 422
Oakville Hydro Distribution Inc	70 491
Burlington Hydro Inc.	67 122
Energy + Inc.	64 724
Oshawa PUC Networks Inc.	57 584
Waterloo North Hydro Inc.	57 041
Hydro One Network Inc. (Norfolk, Haldimand, Woodstock)	56 700
Guelph Hydro	55 239
Niagara Peninsula Energy Inc.	54 919
Thunder Bay Hydro Distribution	50 844
Greater Sudbury Hydro Inc.	47 427
Whitby Hydro Electric Corp *	42 498
Entregus Powerlines Inc.	41 142
Brantford Hydro Inc.	39 622
Milton Hydro Distribution Inc.	37 895
Peterborough Diostribution Inc. *	37 349
Bluewater Power Distribution Corp	36 585
Newmarket - Tay Power Distribution	35 712
PUC Distribution Inc.	33 579
Essex Powerline Corporation	29 756
Port Colborne	29 056
Kingston Hydro Corporation	27 582
North Bay Hydro Distribution Ltd	24 117
Westario Power Inc.	23 373
Welland Hydro Electrical System Corp.	23 048
Halton Hills Hydro	22 195
Festival Hydro	21 108
Erie Thames Powerline Corp	18 948
St. Thomas Energy *	17 519
Inpower Corporation	17 228
Collus Powerstream Corp	17 172
Orillia Power Distribution Corp. *	13 830

Wasaga Distribution Inc.	13 592
Lakeland Power Distribution	13 491
Orangeville Hydro Ltd.	12 365
E.L.K. Energy Inc.	12 344
Algoma Power Inc.	11 724
Grimsby Power Inc.	11 353
Ottawa River Power Corp.	11 109
Lakefront Utilties Inc.	10 349
Niagara on the Lake Hydro Inc.	9 377
Midland Power Utility	7 267
Tillsonburg Hydro Inc.	7 201
Centre Wellington Hydro	6 916
Northern Ontario Wires Inc.	5 980
Rideau St.Lawrence Distribution Inc.	5 893
Kenora Hydro Corporation *	5 581
Hydro Hawkesbury Inc.	5 534
Renfrew Hydro Inc.	4 300
West Coast Huron Energy Inc. *	3 877
Wellington North Power Inc.	3 770
Fort Frances Power	3 748
Hydro One Remote Communities Inc.	3 600
Espanola Regional Hydro *	3 288
Sioux Lookout Hydro Inc.	2 842
Hearst power Distribution Ltd	2 697
Coopérative Hydro Embrun Inc.	2 323
Atikokan Hydro Inc.	1 637
Hydro 2000 Inc.	1 254
Chapleau Public Utilities	1 241

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, annuaire au 31 décembre 2017, publié le 23 août 2018. En ligne : https://www.oeb.ca/oeb/_Documents/RRR/2017_Yearbook_of_Electricity_Distributors.pdf

COÛT D'ÉNERGIE PAR COMPAGNIE DE DISTRIBUTION

Compagnie de distribution	Prix total pour 750 kW
Coopérative Hydro Embrun Inc.	126,69 $
Sioux Lookout Hydro Inc.	125,25 $
Hydro One Network Inc.	124,04 $
Wellington North Power Inc.	123,74 $
Toronto Hydro Electrical System Ltd.	123,18 $
Inpower Corporation	121,48 $
Algoma Power Inc.	121,42 $
Northern Ontario Wires Inc.	119,62 $
Atikokan Hydro Inc.	119,29 $
Lakeland Power Distribution	119,22 $
Hydro 2000 Inc.	118,52 $
Whitby Hydro Electric Corp	117,70 $
Chapleau Public Utilities	117,62 $
Midland Power Utility	117,60 $
Westario Power Inc.	116,72 $
Espanola Regional Hydro	116,60 $
Bluewater Power Distribution Corp	116,59 $
Hydro One Network Inc. (Urban Density)	116,17 $
West Coast Huron Energy Inc.	115,72 $
Erie Thames Powerline Corp	115,66 $
Centre Wellington Hydro	114,54 $
Rideau St.Lawrence Distribution Inc.	114,03 $
Guelph Hydro	113,77 $
Orillia Power Distribution Corp.	113,39 $
Niagara Peninsula Energy Inc.	112,13 $
Oakville Hydro Distribution Inc	112,08 $
Fort Frances Power	112,02 $
Welland Hydro Electrical System Corp.	111,84 $
North Bay Hydro Distribution Ltd	111,81 $
Collus Powerstream Corp	111,77 $
Milton Hydro Distribution Inc.	111,76 $
Grimsby Power Inc.	111,60 $
E.L.K. Energy Inc.	111,41 $
Newmarket - Tay Power Distribution	111,19 $
Enwin Utilities Ltd	111,14 $
Hearst power Distribution Ltd	110,83 $
Halton Hills Hydro	110,80 $

Tillsonburg Hydro Inc.	110,74 $
Renfrew Hydro Inc.	110,30 $
Waterloo North Hydro Inc.	110,12 $
Festival Hydro	110,06 $
Entregus Powerlines Inc.	109,72 $
Hydro Ottawa Limited	109,64 $
St. Thomas Energy	109,61 $
Greater Sudbury Hydro Inc.	109,23 $
Orangeville Hydro Ltd.	109,20 $
Niagara on the Lake Hydro Inc.	108,57 $
Alectra Uitilities Corporation	108,47 $
Burlington Hydro Inc.	108,39 $
Kingston Hydro Corporation	108,33 $
Ottawa River Power Corp.	108,23 $
Veredian Connection Inc.	108,02 $
Energy + Inc.	107,91 $
Oshawa PUC Networks Inc.	107,84 $
London Hydro	107,72 $
Kenora Hydro Corporation	107,09 $
Peterborough Distribution Inc.	107,05 $
Thunder Bay Hydro Distribution	106,20 $
Wasaga Distribution Inc.	106,04 $
Lakefront Utilties Inc.	105,49 $
Brantford Hydro Inc.	105,38 $
PUC Distribution Inc.	105,01 $
Essex Powerline Corporation	104,09 $
Hydro Hawkesbury Inc.	99,36 $
Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	96,61 $

Le prix total comprend les composantes suivantes:

- Coût de l'énergie
- Coût de livraison
- Coût réglementé
- Disposition de variances
- Rabais de 8% de la province
- TVH

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario (janvier 2019). En ligne : https://www.oeb.ca/fr/protection-des-consommateurs/contrats-dapprovisionnement-en-energie/calculatrice-de-facture

Remarque : Le prix total de chaque compagnie de distribution est basé sur les taux effectifs en vigueur au 1er janvier 2019, 1er mai 2018 et 1er janvier 2017.

FAITS SAILLANTS 2018

Janvier : Présentation de notre proposition d'entente du coût de service de la Coopérative auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Celle-ci accepte notre requête d'augmenter les taux de la Coopérative à partir du 1er janvier 2018.

Février : Entente de financement auprès de la caisse Nouvel Horizon d'une somme de 714 242,61 $.

Entente d'un agrandissement de 25 unités avec le Centre Urgel Forget.

Mars : Rapport de Greensaver concernant le programme de conservation de la Coopérative pour l'année 2015-2017. Au total, 1 381 MWh ont été réduits. L'objectif de la Coopérative est une réduction totale de 1 797 MWh d'ici 2020.

Avril : Lors de la 17e réunion annuelle, aucune ristourne n'a été remise aux membres. Cependant, le montant de la remise sera appliqué sur le capital de la dette de la Coopérative pour la durée du prêt.

Reconnaissance à Pierre Carrière pour ses 40 ans de service à la communauté d'Embrun.

M. Jean Gauthier est élu pour un terme de trois ans en tant qu'administrateur.

Mai : Rapport sur l'audit de la firme Quasar qui stipule que la Coopérative est en conformité avec le règlement « Ontario Regulation 22/04 ».

Amélioration du terrain aux postes de distribution.

Juin : Révision de la firme Stantec pour revoir la proposition de K-Line concernant le Scada.

La Coopérative offre le programme fond abordable aux clients.

Juillet : Renouvellement des assurances collectives des employés.

Août : Hydro One prolonge jusqu'au 17 octobre 2020 l'entente stipulant qu'il mettra à la disposition de la Coopérative deux circuits aux extrémités du territoire en cas de panne majeure.

Septembre : La Coopérative procède à l'amélioration du système Scada avec la firme K-Line. Le système sera en fonction à la fin février 2019.

IESO annonce un incitatif de 20 714,39 $ à la Coopérative à la suite du rendement de leurs objectifs de conservation.

Octobre : La Coopérative accepte l'offre de service de conformité en cybersécurité de la firme Go-Secure en référence avec la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Novembre : Le gouvernement annonce une extension sur le transfert de la taxe jusqu'au 31 décembre 2022.

Décembre : Le conseil d'administration par résolution fait une remise de 100 000,00 $ sur le prêt bancaire à la Caisse Nouvel Horizon.

Mise en nomination d'un poste d'administrateur pour un terme de trois ans. La Coopérative a reçu deux nominations :

M. Jean Martel – 30 novembre 2018
M. Maurice Godard – 28 décembre 2018

En résumé...

- Soixante-deux (62) nouveaux points de service sont branchés au système de distribution de la Coopérative.

- La Coopérative collabore étroitement avec les compagnies de distribution suivantes :

  Hydro 2000
  Hawkesbury Hydro
  Ottawa River Power Corporation

- En date du 31 décembre 2018, la Coopérative compte 1 554 membres, incluant 39 nouveaux membres.

STATISTIQUES :

Kilowattheures vendus en 2018

CLASSES	KILOWATTHEURES VENDUS	NOMBRE DE CLIENTS	REVENU PAR CLASSE	% DU REVENU TOTAL
RÉSIDENTIELLE	20 597 137	2 131	837 178,26 $	79 %
COMMERCIALE >50KW	3 896 559	9	67 814,33 $	6 %
COMMERCIALE <50KW	4 549 793	165	122 448,86 $	12 %
LUMIÈRES DE RUES	208 895	1	23 996,52 $	2 %
CLIENTS SANS COMPTEUR	93 084	17	5 717,16 $	1 %
TOTAL	29 345 468	2 323	1 057 155,13 $	100 %

RISTOURNES REMISES DEPUIS LA CRÉATION DE LA COOPÉRATIVE

ANNÉE	RISTOURNES
2001	8 025,00 $
2002	53 250,00 $
2003	31 350,00 $
2004	16 820,00 $
2005	12 775,00 $
2006	0,00 $
2007	34 155,00 $
2008	22 370,00 $
2009	24 610,00 $
2010	19 705,00 $
2011	24 018,00 $
2012	55 915,00 $
2013	42 870,00 $
2014	21 935,00 $
2015	20 000,00 $
2016	20 000,00 $
2017	0,00 $
2018	35 000,00 $
TOTAL	442 798,00 $

BILAN SOCIAL

La collectivité
Après 18 ans, la Coopérative Hydro Embrun Inc. réussit très bien malgré tous les changements de l'industrie. Les usagers qui le veulent deviennent membres avec une contribution de 10,00 $.

Le conseil d'administration
Les administrateurs de la Coopérative ont protégé les intérêts de leurs clients en 2018 en suivant tous les changements dans l'industrie de l'électricité. Ils ont été leur voix dans les diverses décisions prises durant les réunions mensuelles et les réunions à l'extérieur.

La participation des membres aux bénéfices
Une ristourne de 35 000,00 $, représentant 14,19 % des bénéfices nets avant impôts au 31 décembre 2018, sera distribuée aux membres de la Coopérative. Le montant de la ristourne représente 5,12 % des frais de distribution payés par les membres. Ce montant sera crédité sur les factures des clients.

Les frais de service
Chaque année, le conseil d'administration révise les frais de service. Pour obtenir de plus amples informations à leur sujet, les clients peuvent communiquer avec le bureau pendant les heures d'ouverture.

Le développement des ressources humaines
Le conseil d'administration a participé à des réunions afin de se tenir à jour sur les derniers développements de l'industrie. Les employés ont participé à diverses formations sur des logiciels.

Le développement communautaire
La Coopérative a fait des dons de 2 500,00 $ et a participé aux organismes locaux suivants :

Dons : 2 500,00 $

- Monument de la francophonie	1 310,00 $
- Winchester District Memorial Hospital	880,00 $
- Société canadienne du cancer	310,00 $

Participations à la communauté : 3 180,00 $

- Saveurs locales (Municipalité de Russell)	400,00 $
- Kin Club Russell	75,00 $
- Chevaliers de Colomb d'Embrun	100,00 $
- Bourse d'études secondaires d'Embrun	300,00 $
- Paroisse St-Jacques	350,00 $
- Maison des Arts	500,00 $
- Surveillance communautaire	150,00 $
- Club Richelieu	605,00 $
- Club Joie de vivre	250,00 $
- Groupe Action pour l'enfant	100,00 $
- Canadian Wheelchair Association	250,00 $
- Embrun Craft Show	100,00 $

En résumé...
Ce bilan démontre que la Coopérative a contribué activement au progrès de la collectivité.

Embrun Hydro Cooperative Inc.

Financial Statements

For the year ended December 31, 2018

Coopérative Hydro Embrun inc.

États financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Index		Table des matières
Independent Auditor's Report	29 - 31	Rapport de l'auditeur indépendant
Financial Statements		États financiers
Statement of Financial Position	32	État de la situation financière
Statement of Changes in Members' Equity	33	État des variations des capitaux propres
Statement of Comprehensive Income	34	État du résultat global
Statement of Cash Flows	35	État des flux de trésorerie
Notes to the Financial Statements	36 - 60	Notes aux états financiers

BDO

Tél./Tel: 613-443-5201
Téléc./Fax: 613-443-2538
www.bdo.ca

BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L./LLP
991 chemin Limoges Road
C.P./PO Box 128
Embrun ON K0A 1W0 Canada

Independent Auditor's Report

To the members of Embrun Hydro Cooperative Inc.

Opinion
We have audited the financial statements of Embrun Hydro Cooperative Inc. (the Cooperative), which comprise the statement of financial position as at December 31, 2018, and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended, and notes to the financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the accompanying financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Cooperative as at 31 décembre 2018, and its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards.

Basis for Opinion
We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Our responsibilities under those standards are further described in the *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements* section of our report. We are independent of the Cooperative in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the financial statements in Canada, and we have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Responsibilities of Management and Those Charged with Governance for the Financial Statements
Management is responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Rapport de l'auditeur indépendant

Aux membres de la Coopérative Hydro Embrun inc.

Opinion
Nous avons effectué l'audit des états financiers de la Coopérative Hydro Embrun inc. (la « Coopérative »), qui comprennent l'état de la situation financière au 31 décembre 2018, et les états du résultat global, de la variation des capitaux propres et des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi que les notes, y compris le résumé des principales méthodes comptables.

À notre avis, les états financiers ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Coopérative au 31 décembre 2018, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément aux Normes internationales d'information financière.

Fondement de l'opinion
Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section *Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers* du présent rapport. Nous sommes indépendants de la Coopérative conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles. Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers
La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L./LLP, une société canadienne à responsabilité limitée/société en nom collectif à responsabilité limitée, est membre de BDO International Limited, société de droit anglais, et fait partie du réseau international de sociétés membres indépendantes BDO.

BDO Canada LLP, a Canadian limited liability partnership, is a member of BDO International Limited, a UK company limited by guarantee, and forms part of the international BDO network of independent member firms.

BDO

Independent Auditor's Report

Rapport de l'auditeur indépendant

In preparing the financial statements, management is responsible for assessing the Cooperative's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the Cooperative or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Those charged with governance are responsible for overseeing the Cooperative's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements
Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with Canadian generally accepted auditing standards will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements.

As part of an audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control.

Lors de la préparation des états financiers, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de la Coopérative à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider la Coopérative ou de cesser son activité ou si aucune solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de la Coopérative.

Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers
Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport de l'auditeur contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister. Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit. En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;

BDO

Independent Auditor's Report

Rapport de l'auditeur indépendant

- Obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Cooperative's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management.

- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Cooperative's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Cooperative to cease to continue as a going concern.

- Evaluate the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Coopérative;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Coopérative à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la Coopérative à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle.

Nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit.

BDO Canada s.r.l./LLP

Chartered Professional Accountants,
Licensed Public Accountants

Embrun, Ontario
March 21, 2019

Comptables professionnels agréés,
experts-comptables autorisés

Embrun (Ontario)
le 21 mars 2019

Embrun Hydro Cooperative Inc.
Statement of Financial Position
December 31

Coopérative Hydro Embrun inc.
État de la situation financière
31 décembre

	2018	2017	
Asset			**Actif**
Cash	$ 912,190	$ 860,885	Encaisse
Accounts receivable (Note 7)	399,610	367,803	Débiteurs (Note 7)
Unbilled service revenue (Note 7)	406,456	400,779	Produits provenant de services non facturés (Note 7)
Payments in lieu of taxes receivables (Note 8)	-	14,341	Paiements tenant lieu d'impôts à recevoir (Note 8)
	1,718,256	1,643,808	
Property and equipment (Note 5)	5,676,990	5,666,866	Immobilisations corporelles (Note 5)
Total Assets	7,395,246	7,310,674	**Total des actifs**
Regulatory deferral account debit balances and related deferred tax (Note 4)	271,079	372,253	Soldes débiteurs de comptes de report réglementaires et d'impôt différé connexe (Note 4)
Total Assets and Regulatory Deferral Account Debit Balances	$ 7,666,325	$ 7,682,927	**Total des actifs et soldes débiteurs des comptes de report réglementaires**
Liabilities and Members' Equity			**Passifs et capitaux propres**
Liabilities			**Passifs**
Accounts payable and accrued liabilities	$ 772,404	$ 985,905	Créditeurs et frais courus
Payments in lieu of taxes payable (Note 8)	9,148	-	Paiements tenant lieu d'impôt à payer (Note 8)
Deferred revenues	44,888	22,073	Produits reportés
Patronage payable	35,000	-	Ristournes à payer
Current portion of long-term debt (Note 9)	42,500	35,143	Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (Note 9)
	903,940	1,043,121	
Contributions in aid of construction (Note 6)	1,373,076	1,355,876	Apports affectés à la construction (Note 6)
Customer deposits (Note 7)	17,893	15,693	Dépôts de clients (Note 7)
Long-term debt (Note 9)	538,838	679,100	Dette à long terme (Note 9)
Deferred taxes	44,357	17,635	Impôt différé
Total Liabilities	2,878,104	3,111,425	**Total des passifs**
Commitments (Note 14)			**Engagements (Note 14)**
Members' Equity			**Capitaux propres**
Share capital (Note 11)	15,540	15,150	Capital-actions (Note 11)
Retained earnings	1,849,825	1,649,274	Bénéfices non répartis
Contributed surplus	2,862,994	2,862,994	Surplus d'apport
Total Members' Equity	4,728,359	4,527,418	**Total des capitaux propres**
Total Liabilities and Members' Equity	7,606,463	7,638,843	**Total des passifs et capitaux propres**
Regulatory deferral account credit balances and related deferred tax (Note 4)	59,862	44,084	Soldes créditeurs de comptes de report réglementaires et d'impôt différé connexe (Note 4)
Total Liabilities, Members' Equity and Regulatory Deferral Account Credit Balances	$ 7,666,325	$ 7,682,927	**Total des passifs, des capitaux propres et des soldes créditeurs de comptes de report réglementaires**

Embrun Hydro Cooperative Inc.
Statement of Changes in Members' Equity
For the year ended December 31

Coopérative Hydro Embrun inc.
État des variations des capitaux propres
Pour l'exercice clos le 31 décembre

	Share Capital / Capital-actions	Retained Earnings / Bénéfices non répartis	Contributed Surplus / Surplus d'apport	Total / Total	
Balance at January 1, 2017	$ 14,550	$ 1,546,741	$ 2,862,994	$ 4,424,285	Solde au 1 janvier 2017
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	-	102,533	-	102,533	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires
Net variation of share-capital	600	-	-	600	Variation nette du capital-actions
December 31, 2017	15,150	1,649,274	2,862,994	4,527,418	31 décembre 2017
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	-	200,551	-	200,551	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires
Net variation of share-capital	390	-	-	390	Variation nette du capital-actions
December 31, 2018	$ 15,540	$ 1,849,825	$ 2,862,994	$ 4,728,359	31 décembre 2018

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Embrun Hydro Cooperative Inc.
Statement of Comprehensive Income
For the year ended December 31

Coopérative Hydro Embrun inc.
État du résultat global
Pour l'exercice clos le 31 décembre

	2018	2017	
Revenues			Produits
Electricity Sales	$ 2,805,916	$ 2,959,549	Électricité
Distribution	1,058,656	854,758	Distribution
Other revenues (Note 12)	140,132	104,555	Autres produits (Note 12)
	4,004,704	3,918,862	
Expenses			Charges
Advertising and promotion	9,650	11,187	Publicité et promotion
Amortization of property and equipment (Note 5)	206,677	186,653	Amortissement des immobilisations corporelles (Note 5)
Bad debts	7,917	7,495	Mauvaises créances
Customer billing	90,069	87,327	Facturation des clients
Energy purchases	2,805,916	2,959,549	Achats en énergie
Insurance	6,422	5,040	Assurance
Membership fees	6,100	6,000	Frais d'associations
Office	20,190	23,257	Frais de bureau
Other expenses	189	176	Autres charges
Professional fees	137,613	127,767	Frais professionnels
Programs	48,977	21,695	Programmes
Rent	15,900	15,000	Loyer
Repairs and maintenance of network	79,362	70,653	Entretien et réparations du réseau
Salaries and benefits - Directors	33,635	31,818	Salaires et avantage sociaux - Administrateurs
Salaries and benefits - Employees (Note 10)	261,527	262,675	Salaires et avantage sociaux - Employés (Note 10)
Telephone	12,536	11,477	Téléphone
Travel	8,109	6,095	Voyagement
Patronage	35,000	-	Ristournes
	3,785,789	3,833,864	
Income from operating activities	218,915	84,998	Produits provenant des activités d'exploitation
Finance income	26,251	25,479	Produits financiers
Finance cost	(22,958)	(8,694)	Frais financiers
Loss on disposal of property and equipment	(10,481)	-	Perte sur disposition d'immobilisations corporelles
Income before provision for (recovery of) payment in lieu of taxes	211,727	101,783	Résultat avant provision pour (recouvrement du) paiement tenant lieu d'impôts
Provision for (recovery of) payment in lieu of taxes			Provision pour (recouvrement du) paiement tenant lieu d'impôts
Current (Note 8)	11,176	(750)	Exigible (Note 8)
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	$ 200,551	$ 102,533	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Embrun Hydro Cooperative Inc.
Statement of Cash Flows
For the year ended December 31

Coopérative Hydro Embrun inc.
État des flux de trésorerie
Pour l'exercice clos le 31 décembre

	2018	2017	
Cash flows from operating activities			**Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation**
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	$ 200,551	$ 102,533	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires
Adjustments to reconcile income to net cash used in operating activities:			Ajustements pour rapprocher le résultat et l'encaisse nette utilisée par les activités d'exploitation:
Amortization of property and equipment	206,677	186,653	Amortissement des immobilisations corporelles
Amortization of contributions in aid of construction	(43,044)	(41,343)	Amortissement des apports affectés à la construction
Loss on disposal of property and equipment	10,481	-	Perte sur disposition d'immobilisations corporelles
Changes in non-cash working capital			Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement
Accounts receivable	(31,807)	44,464	Débiteurs
Unbilled service revenue	(5,677)	58,738	Produits provenant de services non facturés
Accounts payable and accrued liabilities	(213,501)	(55,065)	Créditeurs et frais courus
Payments in lieu of taxes receivables / payables	23,489	(8,281)	Paiements tenant lieu d'impôts à recevoir / à payer
Customer deposits	2,200	6,430	Dépôts de clients
Deferred revenues	22,815	(9,080)	Produits reportés
Patronage payable	35,000	(20,000)	Ristournes à payer
	207,184	265,049	
Cash flows from investing activities			**Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**
Proceeds on disposal of term deposit	-	1,000,000	Produit découlant de la disposition de dépôt à terme
Purchase of property and equipment	(227,282)	(1,556,098)	Acquisition d'immobilisations corporelles
Changes in regulatory deferral account balances	143,674	(84,751)	Variation des soldes de comptes de report réglementaires
	(83,608)	(640,849)	
Cash flows from financing activities			**Flux de trésorerie liés aux activités de financement**
Increase in long-term debt	-	714,243	Augmentation de la dette à long terme
Repayment of long-term debt	(132,905)	-	Remboursement de la dette à long terme
Contributions in aid of construction	60,244	75,885	Apports affectés à la construction
Issuance of share capital	1,880	2,290	Émission de capital-actions
Redemption of share capital	(1,490)	(1,690)	Rachat de capital-actions
	(72,271)	790,728	
Net increase in cash	51,305	414,928	**Augmentation nette de la trésorerie**
Cash, beginning of the year	860,885	445,957	**Encaisse, début de l'exercice**
Cash, end of the year	$ 912,190	$ 860,885	**Encaisse, fin de l'exercice**

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

1. Cooperative's Information

The Embrun Hydro Cooperative Inc.'s (the "Cooperative") main business activity is the distribution of electricity under a license issued by the Ontario Energy Board ("OEB"). The Cooperative owns and operates an electricity distribution system, which delivers electricity to approximately 2,323 customers located in Embrun, Ontario.

The Province, through its regulator the OEB exercises statutory authority through setting or approving all rates charged by the Cooperative and establishing standards of service for the Cooperative's customers. Rates are set by the OEB on an annual basis for January 1 to December 31.

Operating in regulated environment exposes the Cooperative to regulatory and recovery risk.

Regulatory risk is the risk that the Province and its regulator, the OEB, could establish a regulatory regime that imposes conditions that restrict the electricity distribution business from achieving an acceptable rate of return that permits financial sustainability of its operations including the recovery of expenses incurred for the benefit of other market participants in the electricity industry such as transition costs and other regulatory assets. All requests for changes in electricity distribution charges require the approval of the OEB.

1. Renseignements sur la Coopérative

La principale activité de la Coopérative Hydro Embrun inc. (la "Coopérative") est la distribution d'énergie électrique en vertu d'un permis de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). La Coopérative détient et exploite un réseau de distribution d'énergie électrique, qui fournit de l'électricité à environ 2 323 clients à Embrun (Ontario).

Par l'entremise de la CEO, son organisme de réglementation, la Province détient le pouvoir légal pour établir et approuver tous les tarifs demandés par la Coopérative, ainsi que pour établir les normes de services des clients de la Coopérative. Les tarifs sont fixés par la CEO sur une base annuelle, soit du 1er janvier au 31 décembre.

Comme elle exerce ses activités dans un environnement réglementé, la Coopérative est exposée au risque réglementaire et au risque de recouvrement.

Le risque réglementaire est le risque que la Province et son organisme de réglementation, la CEO, mettent sur pied un programme de réglementation qui imposerait des conditions interdisant au secteur de la distribution de l'énergie électrique de fixer un taux de rendement acceptable assurant la viabilité financière de ses activités commerciales, y compris le recouvrement des dépenses engagées pour aider les autres acteurs du marché de l'énergie électrique, comme des coûts de transition et d'autres actifs réglementaires. Toutes les demandes de modification des charges de distribution de l'énergie électrique doivent être approuvées par la CEO.

1. Cooperative's Information (continued)

Regulatory developments in Ontario's electricity industry, including current and possible future consultations between the OEB and interested stakeholders, may affect distribution rates and other permitted recoveries in the future. Embrun Hydro Cooperative Inc. is subject to a cost of service regulatory mechanism under which the OEB establishes the revenues required (i) to recover the forecast operating costs, including depreciation and amortization and income taxes, of providing the regulated service, and (ii) to provide a fair and reasonable return on utility investment, or rate base. As actual operating conditions may vary from forecast, actual returns achieved can differ from approved returns.

The address of the Cooperative's corporate office and principal place of business is 821 Notre-Dame Street, Suite 200, Embrun, Ontario, Canada.

1. Renseignements sur la Coopérative (suite)

Le développement de la réglementation au sein du marché de l'électricité en Ontario, y compris les consultations actuelles et potentielles entre la CEO et les parties intéressées, peuvent avoir une incidence sur les tarifs de distribution et les autres éléments de recouvrement autorisés à l'avenir. La Coopérative Hydro Embrun inc. doit acquitter un coût de service dans le cadre d'un mécanisme réglementaire en vertu duquel la CEO établit les produits nécessaires pour i) recouvrer les coûts d'exploitation prévus, tels que l'amortissement et l'impôt sur le revenu, pour fournir le service réglementé et ii) pour offrir un rendement ou une assiette tarifaire justes et raisonnables sur les services publics. Puisque les conditions d'exploitation peuvent s'avérer différentes des prévisions, les rendements réels obtenus peuvent être différents des rendements approuvés.

L'adresse du siège social de la Coopérative et de son principal établissement est le 821 rue Notre-Dame, Suite 200, Embrun (Ontario), Canada.

2. Basis of Presentation

a) Statement of compliance
The financial statements of Embrun Hydro Cooperative Inc. have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards ("IFRS") as issued by the International Accounting Standards Board ("IASB").

The financial statements were authorized for issue by the Board of Directors on March 21, 2019.

b) Basis of measurement
The financial statements have been prepared on a historical cost basis.

The financial statements are presented in Canadian dollars (CDN$), which is also the Cooperative's functional currency, and all values are rounded to the nearest dollar, unless when otherwise indicated.

2. Mode de présentation

a) Déclaration de conformité
Les états financiers de la Coopérative Hydro Embrun inc. ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »).

La publication des états financiers a été autorisée par le Conseil d'administration le 21 mars 2019.

b) Mode d'évaluation
Les états financiers ont été préparés selon la méthode du coût historique.

Les états financiers sont présentés en dollars canadiens, qui est également la monnaie fonctionnelle de la Coopérative, et à moins d'indication contraire, tous les montants ont été arrondis au dollars près.

2. Basis of Presentation (continued)

c) Judgment and Estimates

The preparation of financial statements in compliance with IFRS requires management to make certain critical accounting estimates. It also requires management to exercise judgment in applying the Cooperative's accounting policies. The areas involving critical judgments and estimates in applying accounting policies that have the most significant risk of causing material adjustment to the carrying amounts of assets and liabilities recognized in the financial statements within the next financial year are:

- The recognition and measurement of regulatory deferral account balances (Note 4);
- The determination of impairment of accounts receivable and unbilled service revenues; and the incorporation of forward-looking information into the measurement of the expected credit loss ("ECL") (Note 7); and
- The determination for the provision for Payment in Lieu of Taxes since there are many transactions and calculations for which the ultimate tax determination is uncertain (Note 8).

In addition, in preparing the financial statements the notes to the financial statements were ordered such that the most relevant information was presented earlier in the notes and the disclosures that management deemed to be immaterial were excluded from the notes to the financial statements. The determination of the relevance and materiality of disclosures involved significant judgement.

2. Mode de présentation (suite)

c) Jugement et estimations

La préparation des états financiers selon les IFRS exige que la direction fasse appel à certaines estimations comptables critiques. Elle exige également que la direction fasse preuve de jugement lors de l'application des méthodes comptables de la Coopérative. Les secteurs exigeant un jugement ou des estimations critiques dans l'application des méthodes comptables et pour lesquels le risque d'ajustement significatif aux valeurs comptables des actifs et passifs constatés dans les états financiers du prochain exercice est le plus important sont les suivants :

- La comptabilisation et l'évaluation des soldes de comptes de report réglementaires (Note 4);
- La détermination de la dépréciation des débiteurs et des produits provenant de services non facturés; et l'incorporation d'informations prospectives dans l'évaluation de la perte de crédit attendue ("PCA") (Note 7); et
- la détermination de la provision pour paiement tenant lieu d'impôts, compte tenu du nombre élevé de transactions et de calculs pour lesquels la détermination finale des impôts est incertaine (Note 8).

De plus, les notes aux états financiers ont été préparées de manière à présenter les renseignements les plus pertinents en premier et à exclure toute information jugée non significative par la direction. L'évaluation du caractère pertinent ou significatif de ces informations repose largement sur le jugement.

3. Adoption of New Accounting Standards

Accounting standards, interpretations and amendments effective for accounting years beginning on or after January 1, 2018 did not materially affect the Cooperative's financial statements other than those described below.

3. Adoption de nouvelles normes comptables

Les normes, interprétations et modifications comptables en vigueur pour les exercices débutant le ou après le 1er janvier 2018 n'ont pas eu un d'incidence importante sur les états financiers de la Coopérative autres que ceux décrits ci-après.

3. Adoption of New Accounting Standards (continued)

IFRS 9 - Financial Instruments

On January 1, 2018, the Cooperative adopted IFRS 9 *Financial Instruments* (IFRS 9), which supersedes IAS 39, Financial Instruments: Recognition and Measurement (IAS 39). IFRS 9 includes revised guidance on the classification and measurement of financial assets and liabilities; new guidance for measuring impairment on financial assets; and new hedge accounting guidance. The Cooperative adopted IFRS 9 retrospectively, however despite the retrospective adoption of IFRS 9, the Cooperative is not required, upon initial application, to restate comparatives.

(i) Classification and measurement of financial instruments

On adoption of IFRS 9, in accordance with its transitional provisions, the Cooperative has not restated prior periods but has reclassified the financial assets held at January 1, 2018, retrospectively, based on the new classification requirements and the characteristics of each financial instrument as at the transition date. For financial liabilities, IFRS 9 retains most of the IAS 39 requirements. The Cooperative did not choose the option of designating any financial liabilities at fair value through profit or loss (FVTPL) as such, the adoption of IFRS 9 did not impact the Cooperative's accounting policies for financial liabilities.

Under IFRS 9, financial assets are classified and measured based on the business model in which they are held and the characteristics of their contractual cash flows. IFRS 9 contains three primary measurement categories for financial assets: measured at amortized cost, fair value through other comprehensive income (FVTOCI), and FVTPL. For financial liabilities, IFRS 9 retains most of the IAS 39 requirements.

3. Adoption de nouvelles normes comptables (suite)

IFRS 9 - Instruments financiers

le 1er janvier 2018, la Coopérative a adopté l'IFRS 9 - Instruments financiers (IFRS 9) qui remplace l'IAS 39 - Instruments financiers: Comptabilisation et évaluation (IAS 39). IFRS 9 inclut des directives révisées sur le classement et l'évaluation des actifs et passifs financiers; de nouvelles directives pour mesurer la dépréciation des actifs financiers; et de nouvelles orientations en matière de comptabilité de couverture. La Coopérative a adopté IFRS 9 de manière rétrospective. Toutefois, malgré l'adoption rétrospective de la norme IFRS 9, la Coopérative n'est pas tenue, lors de l'application initiale, de retraiter les données comparatives.

(i) Classification et évaluation des instruments financiers

Lors de l'adoption de la norme IFRS 9, conformément aux dispositions transitoires, la Coopérative n'a pas retraité les périodes antérieures, mais a reclassé les actifs financiers détenus au 1er janvier 2018 de manière rétrospective, en fonction des nouvelles exigences de classification et des caractéristiques de chaque instrument financier à la date de transition. Pour les passifs financiers, IFRS 9 conserve la plupart des exigences d'IAS 39. La Coopérative n'a pas choisi l'option de désigner des passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, l'adoption de la norme IFRS 9 n'a donc pas eu d'impact sur les méthodes comptables de la Coopérative pour les passifs financiers.

Selon IFRS 9, les actifs financiers sont classés et évalués en fonction du modèle d'entreprise dans lequel ils sont détenus et des caractéristiques de leurs flux de trésorerie contractuels. IFRS 9 contient trois catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers: évaluées au coût amorti, à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, et à la juste valeur par le biais du résultat net. Pour les passifs financiers, IFRS 9 conserve la plupart des exigences d'IAS 39.

3. Adoption of New Accounting Standards (continued)

IFRS 9 - Financial Instruments (continued)
The following table shows the original classification under IAS 39 and the new classification under IFRS 9 for each class of the Cooperative's financial assets and financial liabilities as at January 1, 2018.

Financial Instrument	IAS 39
Financial Assets	
Cash	Loans and receivables / Prêts et créances
Accounts receivable	Loans and receivables / Prêts et créances
Unbilled service revenue	Loans and receivables / Prêts et créances
Financial liabilities	
Accounts payable and accrued liabilities	Other financial liabilities / Autres passifs financiers
Customer deposits	Other financial liabilities / Autres passifs financiers
Long-term debt	Other financial liabilities / Autres passifs financiers

(ii) Impairment of financial assets
IFRS 9 replaces the incurred loss model in IAS 39 with an expected credit loss (ECL) model. This applies to financial assets measured at amortized cost. Under IFRS 9, credit losses are recognized earlier than under IAS 39.

Under IAS 39, accounts receivable would first be provisioned for when it is deemed that the collection is unlikely. Upon adoption of IFRS 9 the Cooperative measures the loss allowance at an amount equal to the lifetime ECL that results from possible default events over the expected life of accounts receivables and unbilled service revenue. The Cooperative uses a provision matrix to measure the lifetime ECL of accounts receivable and unbilled service revenue from individual customers which accounts for exposures in different customer classes.

For an explanation of how the Cooperative applies the impairment requirements of IFRS 9, see Note 7.

(iii) Hedge accounting
The new hedge accounting model which replaces hedge accounting guidance in IAS 39 did not impact the Cooperative's financial statements.

3. Adoption de nouvelles normes comptables (suite)

IFRS 9 - Instruments financiers (suite)
Le tableau suivant présente le classement d'origine selon IAS 39 ainsi que le nouveau classement selon IFRS 9 pour chaque catégorie d'actifs et de passifs financiers de la Coopérative au 1er janvier 2018.

IFRS 9	Instrument financier
	Actifs financiers
Amortized Cost / Coût amorti	Encaisse
Amortized Cost / Coût amorti	Débiteurs
Amortized Cost / Coût amorti	Produits provenant de services non facturés
	Passifs financiers
Amortized Cost / Coût amorti	Créditeurs et frais courus
Amortized Cost / Coût amorti	Dépôts de clients
Amortized Cost / Coût amorti	Dette à long terme

(ii) Dépréciation des actifs financiers
IFRS 9 remplace le modèle de perte encourue dans IAS 39 par un modèle de perte de crédit attendue (PCA). Ceci s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti. Selon IFRS 9, les pertes de crédit sont comptabilisées plus tôt que selon IAS 39.

Selon IAS 39, les comptes clients seraient d'abord provisionnés lorsqu'il est jugé que le recouvrement est improbable. Lors de l'adoption de l'IFRS 9, la Coopérative évalue la provision pour perte à un montant égal à la PCA à vie résultant d'un risque de défaillance sur la durée de vie attendue des comptes clients et du produit des services non facturés. La Coopérative utilise une matrice de provision pour mesurer la PCA à vie des produits de comptes clients et de services non facturés provenant de clients individuels, qui comptabilise les expositions dans différentes classes de clients.

Pour une explication de la manière dont la Coopérative applique les exigences de dépréciation d'IFRS 9, voir la note 7.

(iii) Comptabilité de couverture
Le nouveau modèle de comptabilité de couverture qui remplace les directives de la comptabilité de couverture d'IAS 39 n'a pas eu d'impact sur les états financiers de la Coopérative.

3. Adoption of New Accounting Standards (continued)

IFRS 9 - Financial Instruments (continued)

(iv) Disclosure

Amendments were also made to IFRS 7 introducing expanded qualitative and quantitative disclosures related to IFRS 9, which the Cooperative has also adopted for the annual period beginning January 1, 2018.

IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers

On January 1, 2018, the Cooperative adopted IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (IFRS 15). IFRS 15 contains a five step model that applies to contracts with customers that specifies that revenue is recognized when or as an entity transfers control of goods or services to a customer at the amount to which the entity expects to be entitled. Depending on whether certain criteria are met, revenue is recognized at a point in time or over time.

The Cooperative adopted IFRS 15 using the modified retrospective approach, with recognition of transitional adjustments in opening retained earnings on the date of initial application (January 1, 2018), without restatement of comparative figures. IFRS 15 provides for certain optional practical expedients, including those related to the initial adoption of the standard. The Cooperative applied the following practical expedients upon adoption of IFRS 15 on January 1, 2018:

- Completed contract: The Cooperative applied IFRS 15 retrospectively only to contracts that did not begin and end in the same annual reporting period and are not completed contracts as at January 1, 2018.
- Transaction price allocated to the remaining performance obligations: The Cooperative did not disclose the amount of consideration allocated to the remaining performance obligations nor did it provide an explanation of when the Cooperative expects to recognize that amount as revenue for comparative periods presented.

3. Adoption de nouvelles normes comptables (suite)

IFRS 9 - Instruments financiers (suite)

(iv) Informations à fournir

Des modifications ont également été apportées à IFRS 7, introduisant des informations qualitatives et quantitatives étendues relatives à IFRS 9, que la Coopérative a également adoptées pour la période annuelle commençant le 1er janvier 2018.

IFRS 15 - Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Le 1er janvier 2018, la Coopérative a adopté IFRS 15 - Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients (IFRS 15). IFRS 15 contient un modèle en cinq étapes qui s'applique aux contrats avec les clients et qui spécifie que le produit est comptabilisé lorsqu'une entité transfère le contrôle des biens ou des services à un client au montant auquel l'entité s'attend à avoir droit. Dépendamment si certains critères sont remplis, les produits sont constatés à un moment donné ou dans le temps.

La Coopérative a adopté IFRS 15 selon la méthode rétrospective modifiée, avec comptabilisation des ajustements transitoires dans les bénéfices non répartis d'ouverture à la date d'application initiale (1er janvier 2018), sans retraitement des chiffres comparatifs. IFRS 15 prévoit certaines options pratiques, notamment celles liées à l'adoption initiale de la norme. La Coopérative a appliqué les expédients suivants lors de l'adoption de la norme IFRS 15 le 1er janvier 2018 :

- Contrat achevé: la Coopérative a appliqué IFRS 15 de manière rétrospective uniquement aux contrats n'ayant pas débuté ni pris fin au cours de la même période de rapport et n'ayant pas été finalisés au 1er janvier 2018.
- Prix de transaction attribué aux obligations de prestation restantes: La Coopérative n'a pas indiqué le montant de la contrepartie affectée aux obligations de prestation restantes, pas plus qu'elle n'a expliqué quand elle prévoyait comptabiliser ce montant en tant que produits des périodes comparatives présentées.

3. Adoption of New Accounting Standards (continued)

IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers (continued)

(i) Recognition and measurement

Electricity sales are based on the cost of power and usage by the customer. For Regulated Price Plan (RPP) customers, the OEB has set a fixed rate which should approximate the true cost of power. The Cooperative recovers the difference between amounts billed to RPP customers for electricity charges (RPP rate) and the cost to purchase the electricity (RPP Settlement Amount) from the Independent Electricity System Operator (IESO). In accordance with IAS 18, the RPP Settlement Amount was recorded as part electricity sales, as revenue should be measured at the fair value of consideration received or receivable.

In accordance with IFRS 15, revenue is recognized at the transaction price as per the contract with the customer. The contract with a RPP customer states the transaction price as the OEB RPP rate. As such, the RPP Settlement Amount will be recorded as a reduction/addition from/to purchased power instead of electricity sales. For the year ended December 31, 2018, IFRS 15 did not impact the Cooperative's electricity sale and purchased power.

Capital contributions received from developers to construct or acquire property and equipment for the purpose of connecting future customers to the distribution network are considered out of scope of IFRS 15. Capital contributions received will be recognized as contributions in aid of construction and amortized into revenue at a rate equivalent to those used for depreciation of the related property and equipment.

The adoption of IFRS 15 had no impact to opening retained earnings as at January 1, 2018.

(ii) Disclosure

Amendments were also made to IFRS 15 introducing expanded qualitative and quantitative disclosures, which the Cooperative has also adopted for the annual period beginning January 1, 2018.

3. Adoption de nouvelles normes comptables (suite)

IFRS 15 - Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients (suite)

(i) Comptabilisation et évaluation

Les ventes d'électricité sont basées sur le coût de l'énergie et de l'utilisation par le client. Pour les clients ayant un forfait de prix réglementé (FPR), la CEO a fixé un taux fixe qui devrait correspondre approximativement au coût réel de l'électricité. La Coopérative récupère la différence entre les montants facturés aux clients du FPR pour les frais d'électricité (tarif du FPR) et le coût d'achat de l'électricité (Montant du règlement du FPR) auprès de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricitié (SIERE). Conformément à IAS 18, le montant du règlement du FPR a été comptabilisé dans les ventes partielles d'électricité, les produits devant être évalués à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Conformément à IFRS 15, les produits sont comptabilisé au prix de transaction fixé dans le contrat avec le client. Le contrat avec un client FPR indique le prix de transaction en tant que taux FPR de la CEO. Ainsi, le montant du règlement du FPR sera comptabilisé en tant que réduction / addition à l'électricité achetée au lieu des ventes d'électricité. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la norme IFRS 15 n'a pas eu d'impact sur les ventes d'électricité et l'électricité acheté.

Les apports en capital reçus de promoteurs pour la construction ou l'acquisition d'immobilisations corporelles en vue de connecter les clients futurs au réseau de distribution sont considérés comme étant hors du champ d'application de la norme IFRS 15. Les apports en capital reçus seront comptabilisés à titre d'apports au titre de la construction et amortis dans les produits à un taux équivalent à celui utilisé pour l'amortissement des immobilisations corporelles correspondantes.

L'adoption d'IFRS 15 n'a pas eu d'impact sur le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1er janvier 2018.

(ii) Informations à fournir

Des modifications ont également été apportées à IFRS 15, introduisant des informations qualitatives et quantitatives étendues, que la Coopérative a également adoptées pour la période annuelle commençant le 1er janvier 2018.

3. Adoption of New Accounting Standards (continued)

Impacts of adopting IFRS 9 and IFRS 15 on the Cooperative's financial statements on January 1, 2018.

The adoption of IFRS 9 and IFRS 15 did not result in any changes to the statement of financial position on January 1, 2018.

3. Adoption de nouvelles normes comptables (suite)

Incidences de l'adoption des normes IFRS 9 et IFRS 15 sur les états financiers de la Coopérative au 1er janvier 2018.

L'adoption des normes IFRS 9 et IFRS 15 n'a entraîné aucune modification de l'état de la situation financière au 1er janvier 2018.

4. Regulatory Deferral Account Balances

Regulatory deferral account balances are recognized and measured initially and subsequently at cost. They are assessed for impairment on the same basis as other non-financial assets.

Regulatory deferral account credit balances are associated with the collection of certain revenues earned in the current period or in prior period(s), that are expected to be returned to consumers in future periods through the rate-setting process.

Regulatory deferral account debit balances represent future revenues associated with certain costs incurred in the current period or in prior period(s), that are expected to be recovered from consumers in future periods through the rate-setting process. Management continually assesses the likelihood of recovery of regulatory assets. If recovery through future rates is no longer considered probable, the amounts would be charged to the results of operations in the period that the assessment is made.

4. Soldes de comptes de report réglementaires

Les soldes de comptes de report réglementaires sont comptabilisés et évalués au coût, initialement et ultérieurement. Ils sont évalués pour dépréciation selon la même méthode que celle utilisée pour les autres actifs non financiers.

Les soldes créditeurs de comptes de report réglementaires sont associés à certains revenus gagnés au cours de la présente période ou des périodes antérieures, dont le retour aux consommateurs est prévu au cours des périodes futures par le biais du processus d'établissement de tarifs.

Les soldes débiteurs de comptes de report réglementaires représentent les revenus futurs associés à certains coûts engagés au cours de la présente période ou des périodes antérieures, dont le recouvrement auprès des clients est prévu dans les périodes futures par le biais du processus d'établissement de taux. La direction évalue continuellement la possibilité de recouvrement des actifs réglementaires. Si le recouvrement par le biais de tarifs ultérieurs n'était plus jugé probable, les montants seraient portés en charges dans les résultats d'exploitation au cours de la période durant laquelle l'évaluation est réalisée.

4. Regulatory Deferral Account Balances (continued)

All amounts deferred as regulatory deferral account debit balances are subject to approval by the OEB. As such, amounts subject to deferral could be altered by the regulators. Remaining recovery periods are those expected and the actual recovery or settlement periods could differ based on OEB approval. Due to previous, existing or expected future regulatory articles or decisions, the Cooperative has the following amounts expected to be recovered by customers (returned to customers) in future periods and as such regulatory deferral account balances are comprised of:

4. Soldes de comptes de report réglementaires (suite)

Tous les montants reportés en tant que soldes débiteurs de comptes de report réglementaires sont assujettis à l'approbation de la CEO. En d'autres termes, les montants à reporter pourraient être modifiés par l'organisme de réglementation. Les périodes de recouvrement restantes correspondent aux périodes prévues. Quant aux périodes réelles de recouvrement ou de règlement, elles pourraient changer en fonction de l'approbation de la CEO. Compte tenu des décisions et articles de règlement antérieurs, existants ou à venir, la Coopérative détient des montants dont elle a prévu le recouvrement auprès des clients (ou le retour aux clients) au cours de périodes ultérieures, comme il est indiqué ci-dessous. Par conséquent, les soldes de comptes de report réglementaires sont les suivants :

Regulatory Deferral Account Debit (Credit) / Soldes débiteurs (créditeurs) de comptes de report réglementaires

	Hydro one recovery / Recouvrement par Hydro One	Rebassing costs / Frais de rebassing	Deferred tax / Impôt différé	Smart meters / Compteurs intelligents	"RARA" recovery / Recouvrement "CARR"	
December 31, 2016	$ 101,365	$ 19,400	$ 13,016	$ 28,415	$ 115,758	31 décembre 2016
Balances arising in the period	35,588	53,085	4,619	(28,415)	7,614	Soldes au cours de la période
December 31, 2017	136,953	72,485	17,635	-	123,372	31 décembre 2017
Balances arising in the period	(101,473)	(4,049)	26,722	-	(566)	Soldes au cours de la période
December 31, 2018	$ 35,480	$ 68,436	$ 44,357	$ -	$ 122,806	31 décembre 2018

	Settlement variances / Écarts de règlement	IFRS transition costs / Coûts de conversion aux IFRS	Net Regulatory (liabilities) Assets / Actifs (passifs) réglementaires nets	
December 31, 2016	$ (60,725)	$ 21,571	$ 238,800	31 décembre 2016
Balances arising in the period	16,641	237	89,369	Soldes au cours de la période
December 31, 2017	(44,084)	21,808	328,169	31 décembre 2017
Balances arising in the period	(15,778)	(21,808)	(116,952)	Soldes au cours de la période
December 31, 2018	$ (59,862)	$ -	$ 211,217	31 décembre 2018

4. Regulatory Deferral Account Balances (continued)

Rebassing costs
Every five years, the Cooperative has to file a request to the OEB for the approval of its billing rates. The costs incurred are recorded as a regulatory asset and are amortized using the straight-line method over a five year period.

Deferred tax
The recovery from, or refund to, customers of future income taxes through future rates is recognized as a regulatory deferral account balance. The deferred tax asset balance is presented within the total regulatory deferral account balances presented in the statement of financial position.

"RARA" recovery
On December 23, 2013 the OEB ordered that the approved regulatory asset balances be aggregated into a single regulatory account. The approved balance will be recovered over periods of 1 and 2 years. The RARA is credited with recovery amounts and is debited by OEB prescribed carrying charges.

Settlement variances
This account is comprised of the variances between amounts charged by the Cooperative to customers, based on regulated rates, and the corresponding cost of non-competitive electricity service incurred by the Cooperative after May 1, 2002. The settlement variances relate primarily to service charges, non-competitive electricity charges, imported power charges and the global adjustment.

IFRS transition costs
During 2013, the OEB consultation process was set up to determine the effect of IFRS on local distribution companies. The consultation concluded that prudently incurred administrative costs directly related to IFRS transition would be recoverable from ratepayers on the same basis as other administrative costs. The OEB has approved the collection from customers to cover the expected one-time costs of implementing IFRS.

4. Soldes de comptes de report réglementaires (suite)

Frais de rebassing
À tous les cinq ans, la Coopérative doit faire une demande à la CEO pour l'approbation des taux de facturation. Les coûts engendrés pour cette demande sont comptabilisés en tant qu'actif réglementé et sont amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.

Impôt différé
Le recouvrement d'impôts différés auprès des clients (ou leur remboursement aux clients) par le biais de tarifs ultérieurs est comptabilisé dans le solde de compte de report réglementaire. Le solde des actifs d'impôt différé est présenté dans l'état de la situation financière sous le total des soldes de comptes de report réglementaires.

Recouvrement "CARR"
Le 23 décembre 2013, la CEO a exigé que le solde des actifs réglementés autorisés soient combinés dans un seul compte réglementé. Le solde autorisé de ce compte sera recouvert sur des périodes de 1 et 2 ans. Le CARR est crédité avec les montants récupérés et est débité par les frais d'intérêts prescrits par la CEO.

Écarts de règlement
Ce compte comprend les écarts entre les montants facturés aux clients par la Coopérative établis selon les tarifs réglementés, ainsi que le coût correspondant du service d'électricité non concurrentiel encouru par la Coopérative après le 1er mai 2002. Les écarts de règlement sont liés principalement aux frais d'administration, aux frais d'électricité non concurrentiels, aux frais d'importation de l'énergie et aux ajustements généraux.

Coûts de conversion aux IFRS
Au cours de 2013, le processus de consultation de la CEO a été mis au point afin de déterminer l'incidence des IFRS sur les entreprises de distribution locales. La consultation a conclu que des frais d'administration prudemment engagés directement liés à la conversion aux IFRS seraient recouvrables auprès des contribuables selon la même méthode que celle employée pour les autres frais d'administration. La CEO a approuvé ce recouvrement auprès des clients, lequel est destiné à couvrir les coûts non récurrents liés à l'adoption des IFRS.

5. Property and Equipment

Major spares such as spare transformers and other items kept as standby/back up equipment are accounted for as property and equipment since they support the Cooperative's distribution system reliability.

Depreciation of property and equipment is recorded in the Statement of operations on a straight-line basis over the estimated useful life of the related asset. The estimated useful lives, residual values and depreciation methods are reviewed at the end of each annual reporting period.

The estimated useful lives are as follows:

Computers	20%
Distribution system	1.67 to/à 2.86%
Office equipment	10%
Smart meters	6.67%
Tools	10%
Land is not depreciated	

5. Immobilisations corporelles

Les pièces de remplacements majeures, comme les transformateurs et les autres éléments conservés comme équipement de rechange, sont comptabilisées dans les immobilisations corporelles, car elles assurent la fiabilité du réseau de distribution de la Coopérative.

L'amortissement des immobilisations corporelles est comptabilisé dans l'état des résultats selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile estimative des actifs correspondants. Les durées de vie utiles estimatives, les valeurs résiduelles et les méthodes d'amortissement sont révisées annuellement à la fin de chaque période de présentation de l'information financière.

Les durées de vie utiles estimatives se détaillent comme suit :

Ordinateurs	
Système de distribution	
Équipement de bureau	
Compteurs intelligents	
Outils	
Les terrains n'ont pas été amortis	

5. Property and Equipment (continued)

Property and equipment consists of the following:

5. Immobilisations corporelles (suite)

Ces immobilisations corporelles sont les suivantes :

	Land / Terrain	Computers / Ordinateurs	Distribution system / Système de distribution	Office equipment / Équipement de bureau	
Cost					**Coût**
Balance at December 31, 2016	$ 50,000	$ 159,182	$ 5,413,087	$ 57,840	Solde, au 31 décembre 2016
Additions	-	12,409	1,722,564	700	Acquisitions
Balance at December 31, 2017	50,000	171,591	7,135,651	58,540	Solde, au 31 décembre 2017
Additions	6,900	1,080	198,977	2,773	Acquisitions
Disposals	-	-	(26,991)	-	Dispositions
Balance at December 31, 2018	$ 56,900	$ 172,671	$ 7,307,637	$ 61,313	Solde, au 31 décembre 2018
Depreciation and impairment losses					**Amortissement et pertes de valeur**
Balance at December 31, 2016	$ -	$ 117,071	$ 1,686,439	$ 43,208	Solde, au 31 décembre 2016
Depreciation for the year	-	11,185	147,728	2,491	Amortissement pour l'exercice
Balance at December 31, 2017	-	128,256	1,834,167	45,699	Solde, au 31 décembre 2017
Depreciation for the year	-	12,277	165,394	2,664	Amortissement pour l'exercice
Disposals	-	-	(16,510)	-	Dispositions
Balance at December 31, 2018	$ -	$ 140,533	$ 1,983,051	$ 48,363	Solde, au 31 décembre 2018
Carrying amounts					**Valeur comptable**
At December 31, 2017	$ 50,000	$ 43,335	$ 5,301,484	$ 12,841	Au 31 décembre 2017
At December 31, 2018	$ 56,900	$ 32,138	$ 5,324,586	$ 12,950	Au 31 décembre 2018

5. Property and Equipment (continued)

5. Immobilisations corporelles (suite)

	Smart meters / Compteurs intelligents	Tools / Outils	Total / Total	
Cost				**Coût**
Balance at December 31, 2016	$ 353,695	$ 15,901	$ 6,049,705	Solde, au 31 décembre 2016
Additions	15,232	-	1,750,905	Acquisitions
Balance at December 31, 2017	368,927	15,901	7,800,610	Solde, au 31 décembre 2017
Additions	17,552	-	227,282	Acquisitions
Disposals	-	-	(26,991)	Dispositions
Balance at December 31, 2018	$ 386,479	$ 15,901	$ 8,000,901	Solde, au 31 décembre 2018
Depreciation and impairment losses				**Amortissement et pertes de valeur**
Balance at December 31, 2016	$ 94,422	$ 5,951	$ 1,947,091	Solde, au 31 décembre 2016
Depreciation for the year	24,087	1,162	186,653	Amortissement pour l'exercice
Balance at December 31, 2017	118,509	7,113	2,133,744	Solde, au 31 décembre 2017
Depreciation for the year	25,180	1,162	206,677	Amortissement pour l'exercice
Disposals	-	-	(16,510)	Dispositions
Balance at December 31, 2018	$ 143,689	$ 8,275	$ 2,323,911	Solde, au 31 décembre 2018
Carrying amounts				**Valeur comptable**
At December 31, 2017	$ 250,418	$ 8,788	$ 5,666,866	Au 31 décembre 2017
At December 31, 2018	$ 242,790	$ 7,626	$ 5,676,990	Au 31 décembre 2018

During the year, the Cooperative purchased property and equipement in which $18,758 (2017 - $194,807) is included in the accounts payables and accrued liabilities.

Au cours de l'exercice, la Coopérative a acquis des immobilisations corporelles dont un solde de 18 758 $ (2017 - 194 807 $) est inclus dans les créditeurs et frais courus.

6. Revenue Recognition

As a licensed distributor, the Cooperative is responsible for billing customers for electricity generated by third parties and the related costs of providing electricity service, such as transmission services and other services provided by third parties. The Cooperative is required, pursuant to regulation, to remit such amounts to these third parties, irrespective of whether the Cooperative ultimately collects these amounts from customers. The Cooperative has presented the electricity revenues on a gross basis.

Revenues from the sale and distribution of electricity is recognized on an accrual basis, including unbilled revenues accrued in respect of electricity delivered but not yet billed. Sale and distribution of energy revenue is comprised of customer billings for distribution service charges. Customer billings for distribution service charges are recorded based on meter readings.

Other revenues, which include revenues from pole rentals, retaillers' revenue and other revenues are recognized at the time services are provided. Where the Cooperative has an ongoing obligation to provide services, revenues are recognized as the service is performed and amounts billed in advance are recognized as deferred revenue.

Certain assets may be acquired or constructed with financial assistance in the form of contributions from customers when the estimated revenue is less than the cost of providing service or where special equipment is needed to supply the customers' specific requirements. Since the contributions will provide customers with ongoing access to the supply of electricity, these contributions are classified as contributions in aid of construction and are amortized as revenue on a straight-line basis over the useful life of the constructed or contributed asset.

When an asset is received as a capital contribution, the asset is initially recognized at its fair value, with the corresponding amount recognized as contributions in aid of construction.

6. Comptabilisation des produits

À titre de distributeur autorisé, la Coopérative est responsable de la facturation aux clients pour l'électricité produite par des tiers et pour les coûts liés à la fourniture de services d'électricité tels que les services de transmission et d'autres services fournis par des tiers. En vertu de la réglementation, la Coopérative doit remettre ces montants à ces tiers, et ce, sans égard au fait que la Coopérative, ultimement, recouvre ou non ces montants auprès des clients. La Coopérative a présenté les produits tirés de ces activités sur une base brute.

Les produits tirés de la vente et de la distribution d'électricité sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation d'exercice et comprennent les produits non facturés courus relativement à l'électricité fournie, mais non encore facturée. Les produits tirés de la vente et de la distribution d'énergie comprennent les montants facturés aux clients en guise de frais administratifs de distribution. Ces montants sont comptabilisés à partir des relevés de compteurs.

Les autres produits, tels que les produits tirés de la location des poteaux, les produits des détaillants et les autres produits, sont comptabilisés au moment où le service est fourni. Dans les cas où la Coopérative a une obligation permanente de fournir un service, les produits sont comptabilisés à mesure que le service est fourni et les montants facturés d'avance sont comptabilisés en tant que produits reportés.

Lorsque les produits estimés sont moindres que les coûts liés à la prestation des services ou lorsque de l'équipement spécial est nécessaire pour répondre aux besoins spécifiques des clients, certaines immobilisations peuvent être acquises ou construites grâce à un soutien financier obtenu sous la forme d'apports de clients. Comme ces apports permettent d'assurer la fourniture continue d'électricité aux clients, ils sont classés en tant qu'apports affectés à la construction et sont amortis en tant que produits selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile des immobilisations construites ou des apports d'actifs.

Les apports de capital sont d'abord comptabilisés à leur juste valeur, et les montants correspondants sont comptabilisés en tant qu'apports affectés à la construction.

6. Revenue Recognition (continued)

The continuity of deferred contributions in aid of construction is as follows:

	2018	2017	
Net deferred contributions, beginning of year	$ 1,355,876	$ 1,321,334	Apports reportés nets au début de l'exercice
Contributions in aid of construction received	60,244	75,885	Apports reçus affectés à la construction
Contributions in aid of construction recognized as other revenue	(43,044)	(41,343)	Apports affectés à la construction comptabilisés à titre d'autres produits
Net deferred contributions, end of year	$ 1,373,076	$ 1,355,876	Apports reportés nets, à la fin de l'exercice

All contributions in aid of construction are cash contributions. There has not been any contributions of property and equipment.

6. Comptabilisation des produits (suite)

La continuité des apports reportés affectés à la construction se détaille comme suit :

Tous les apports affectés à la construction sont des apports en trésorerie. Il n'y a pas eu d'apports d'immobilisations corporelles.

7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits

Unbilled service revenue reflects the electricity delivered but not yet billed to customers. Customer billings generally occurs within 30 days of delivery.

Customer deposits represents cash deposits from electricity distribution customers and retailers, as well as construction deposits. Deposits from electricity distribution customers are refundable to customers demonstrating an acceptable level of credit risk as determined by the Cooperative in accordance with policies set out by the OEB or upon termination of their electricity distribution service.

7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients

Les produits provenant de services non facturés reflètent l'électricité livré mais qui n'est pas encore facturé aux clients. La facturation du client est généralement effectuée dans les 30 jours suivant la livraison.

Les dépôts de clients sont constitués des dépôts en trésorerie provenant des clients et des détaillants de distribution d'électricité, ainsi que des dépôts pour la construction. Les dépôts provenant des clients de distribution d'électricité sont remboursables aux clients lorsque leur niveau de risque de crédit devient acceptable selon le jugement de la Coopérative, lequel est fondé sur les politiques de la CEO, ou lorsque leur contrat de distribution d'électricité prend fin.

7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits (continued)

Recognition and initial measurement
The Cooperative initially recognizes accounts receivable on the date on which they are originated and unbilled service revenue on the date on which the Cooperative delivers the electricity but has not yet billed the customer. Accounts receivable and unbilled service revenue are initially measured at fair value.

The Cooperative initially recognizes customer deposits on the date on which the Cooperative receives the deposit. Customer deposits are initially measured at fair value.

Classification and subsequent measurement
Accounts receivable and unbilled service revenue are classified and subsequently measured at amortized cost, using the effective interest rate method, because they meet the solely payments of principal and interest criterion and are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows. The carrying amount is reduced through the use of a loss allowance and the amount of the related loss allowance is recognized in profit or loss. Subsequent recoveries of receivables and unbilled service revenue previously provisioned are credited to profit or loss.

Customer deposits are classified and subsequently measured at amortized cost, using the effective interest rate method.

Fair value measurement
Due to its short term nature, the carrying amounts of accounts receivable and unbilled service revenue approximates their fair value.

The fair value of customer deposits approximates their carrying amounts taking into account interest accrued on the outstanding balance.

7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients (suite)

Comptabilisation et évaluation
La Coopérative comptabilise initialement les débiteurs à la date à laquelle ils sont générés et les produits provenant de services non facturés à la date à laquelle la Coopérative livre l'électricité mais n'a pas encore facturé le client. Les produits des services à recevoir et non facturés sont initialement évalués à la juste valeur.

La Coopérative comptabilise initialement les dépôts de clients à la date à laquelle elle les reçoit. Les dépôts de clients sont initialement évalués à la juste valeur.

Classification et évaluation subséquente
Les débiteurs et produits provenant de services non facturés sont classés et ultérieurement évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif, car ils respectent le critère du paiement du principal et des intérêts uniquement et sont détenus dans un modèle d'entreprise dont l'objectif est de détenir des actifs financiers afin de collecter les flux de trésorerie contractuels. La valeur comptable est réduite par l'utilisation d'une provision pour perte et le montant de la provision pour perte correspondante est comptabilisé en résultat net. Les recouvrements ultérieurs de créances et les produits des services non facturés précédemment provisionnés sont crédités au compte de résultat ou perte.

Les dépôts de clients sont classés et évalués ultérieurement au coût amorti, en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif.

Évaluation à la juste valeur
En raison de sa nature à court terme, la valeur comptable des débiteurs et des produits provenant de services non facturés se rapproche de leur juste valeur.

La juste valeur des dépôts de clients se rapproche de leur valeur comptable en tenant compte des intérêts courus sur le solde impayé.

7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits (continued)

Credit risk
Credit risk is managed through collection of security deposits from customers in accordance with directions provided by the OEB.

The Cooperative's credit risk associated with accounts receivable and unbilled service revenue is primarily related to payments from distribution customers. The Cooperative has approximately 2,323 customers, the majority of which are residential. The Cooperative considers an account receivable to be in default when the customer is unlikely to pay its credit obligations in full, without recourse by the Cooperative, such as realizing security (if any is held). Accounts are past-due (in default) when the customers have failed to make the contractually requirements payments when due, which is generally within 30 days of the billing date.

The Cooperative considers an account receivable and unbilled service revenues to be credit-impaired when the customer has amounts more than 90 days past the billing date.

The following table provides information about the exposure to credit risk and ECLs for accounts receivable and unbilled service revenue by level of delinquency.

7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients (suite)

Risque de crédit
Pour gérer le risque de crédit, la Coopérative perçoit des dépôts de garantie auprès des clients conformément aux directives de la CEO.

Le risque de crédit de la Coopérative associé aux débiteurs et des produits de services non facturés est principalement lié aux paiements des clients du secteur de la distribution. La Coopérative compte environ 2 323 clients, dont la majorité sont résidentiels. La Coopérative considère qu'un compte client est en souffrance lorsqu'il est peu probable que le client s'acquitte intégralement de ses obligations de crédit, sans recours de la part de la Coopérative, tel que la constitution d'une sûreté (le cas échéant). Les comptes sont en souffrance (par défaut) lorsque les clients n'ont pas effectué les paiements contractuels prévus à leur échéance, généralement dans les 30 jours suivant la date de facturation.

La Coopérative considère que les débiteurs et produits provenant de services non facturés sont dépréciés lorsque le client a des montants supérieurs à 90 jours après la date de facturation.

Le tableau suivant fournit des informations sur l'exposition au risque de crédit et aux PCA pour les produits de comptes clients et de services non facturés, par niveau de défaillance.

Past billing date	2018 Gross / Brute	2018 Loss Allowance / Provision de perte	2018 Net	2017 Gross / Brute	2017 Loss Allowance / Provision de perte	2017 Net	
Less than 30 days and unbilled amounts	$ 776,900	$ -	$ 776,900	$ 744,510	$ -	$ 744,510	Moins que 30 jours et montants non facturés
30-60 days	10,491	-	10,491	11,699	-	11,699	30-60 jours
61-90 days	6,639	-	6,639	5,259	-	5,259	61-90 jours
More than 90 days	12,036	-	12,036	7,114	-	7,114	Plus que 90 jours
	$ 806,066	$ -	$ 806,066	$ 768,582	$ -	$ 768,582	

7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits (continued)

Credit risk (continued)

The Cooperative measures the loss allowance at an amount equal to the lifetime ECL for accounts receivables and unbilled service revenue. The lifetime ECL is estimated based on the expected losses over the expected life of the accounts receivable and unbilled service revenue arising from default events occurring in the lifetime of the instrument.

The Cooperative uses a provision matrix to measure the lifetime ECL of accounts receivable and unbilled service revenue from individual customers which accounts for exposures in different customer classes. Expected credit loss is measured on the basis of a loss rate approach. The Cooperative develops loss rates based on historical default and loss experiences for its' customers, adjusted for current economic conditions and forecasts of future economic conditions including local unemployment rates, local economic outlook, credit environment and other relevant economic variables impacting subsets of the Cooperative's customers. The same factors are considered when determining whether to write off accounts receivable and unbilled service revenue amounts. This generally occurs when there is no realistic prospect of recovery. However accounts written off could still be subject to enforcement activities. No accounts are written off directly to the provision for credit losses.

7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients (suite)

Risque de crédit (suite)

La Coopérative évalue l'indemnité de perte à un montant égal à la durée de vie cumulative des débiteurs et produits provenant de services non facturés. La durée de vie PCA est estimée sur la base des pertes attendues sur la durée de vie attendue des débiteurs et produits provenant de services non facturés découlant d'événements de défaillance survenant au cours de la durée de vie de l'instrument.

La Coopérative utilise une matrice de provision pour mesurer la durée de vie PCA des débiteurs et produits provenant de services non facturés de clients individuels, qui comptabilise les expositions dans différentes catégories de clients. La perte de crédit attendue est mesurée selon une approche du taux de perte. La Coopérative élabore les taux de perte en fonction des expériences passées en matière de défauts et de pertes pour ses clients, ajustés aux conditions économiques actuelles et aux prévisions, y compris les taux de chômage locaux, les perspectives économiques locales, l'environnement du crédit et d'autres variables économiques pertinentes affectant des sous-ensembles de clients de la Coopérative. Les mêmes facteurs sont pris en compte pour déterminer s'il faut radier des montants liés aux débiteurs et aux produits provenant de services non facturés. Cela se produit généralement lorsqu'il n'y a aucune attente réaliste de reprise. Toutefois, les comptes radiés pourraient toujours faire l'objet d'activités de recouvrement. Aucun compte n'est radié directement dans la provision pour pertes sur créances.

8. Payments in Lieu of Taxes Receivables (Payable)

The Cooperative is a Municipal Electricity Utility ("MEU") for purposes of the payments in lieu of taxes ("PILs") regime contained in the Electricity Act, 1998. As an MEU, the Cooperative is exempt from tax under the Income Tax Act (Canada) and the Corporations Tax Act (Ontario).

Under the Electricity Act, 1998, the Cooperative is required to make, for each taxation year, PILs to Ontario Electricity Financial Corporation ("OEFC"). These payments are calculated in accordance with the rules for computing taxable income and taxable capital and other relevant amounts contained in the Income Tax Act (Canada) and the Corporation Tax Act (Ontario) as modified by the Electricity Act, 1998, and related regulations.

PILs expense comprises of current and deferred tax. Current tax and deferred tax are recognized in net income except to the extent that it relates to items recognized directly in equity or regulatory deferral account balances (See Note 4).

Significant judgment is required in determining the provision for PILs. There are many transactions and calculations undertaken during the ordinary course of business for which the ultimate tax determination is uncertain. The Cooperative recognizes liabilities for anticipated tax audit issues based on the Cooperative's current understanding of the tax law. Where the final tax outcome of these matters is different from the amounts that were initially recorded, such differences will impact the current and deferred tax provisions in the period in which such determination is made.

8. Paiement tenant lieu d'impôts à recevoir (à payer)

Aux fins du régime de paiements tenant lieu d'impôts dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la Coopérative est considérée comme un service municipal d'électricité. À ce titre, elle est exonérée des impôts exigibles en vertu de *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario).

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la Coopérative doit verser des paiements tenant lieu d'impôts à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO ») pour chaque exercice. Le calcul de ces paiements est déterminé par les règlements sur le calcul du revenu imposable, du capital imposable et de tout autre montant pertinent prévus par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi sur l'impôt des corporations* (Ontario), et peut être modifié par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et ses règlements d'application.

Les paiements tenant lieu d'impôts comprennent l'impôt exigible et l'impôt différé. Ces impôts sont comptabilisés en résultat net, sauf s'ils sont liés à des éléments comptabilisés directement en capitaux propres ou en soldes de comptes de report réglementaires (voir la Note 4).

La détermination de la provision pour paiements tenant lieu d'impôts repose largement sur le jugement. Dans le cours normal des activités, il existe un nombre élevé de transactions et de calculs pour lesquels la détermination finale des impôts est incertaine. Advenant une vérification fiscale, la Coopérative comptabilise des provisions pour impôts selon son interprétation actuelle des lois fiscales. Toute différence entre le résultat final de cette vérification et les montants initialement comptabilisés aura une influence sur la provision pour impôt exigible et impôt différé au cours de la période où cette différence est déterminée.

8. Payments in Lieu of Taxes Receivables (Payable) (continued)

Significant components of the payments in lieu of taxes expense are as follows:

	2018	2017
Current tax		
Based on current year taxable income	$ 11,548	$ (750)
Adjustments for under provision in prior periods	(372)	-
Total provision for payment in lieu of taxes	$ 11,176	$ (750)

The income tax expense varies from amounts which would be computed by applying the Cooperative's combined statutory income tax rate as follows:

	2018	2017
Basic rate applied to profit before provision for payments in lieu of taxes	$ 104,805	$ 50,383
Increase (decrease) in income tax resulting from:		
Small business deduction	(22,241)	1,175
Abatement of federal income tax	(8,554)	490
Temporary differences	(62,462)	(52,798)
Other	(372)	-
Provision for payments in lieu of taxes	$ 11,176	$ (750)
Effective rate applied to profit before provision for payments in lieu of taxes	49.50 %	49.50 %

8. Paiement tenant lieu d'impôts à recevoir (à payer) (suite)

Les composantes importantes des paiements tenant lieu d'impôts de la Coopérative s'établissent comme suit :

	2018	2017
Impôts exigibles		
Basé sur le revenu imposable pour l'exercice en cours	$ 11,548	$ (750)
Ajustements pour provisions insuffisantes des périodes précédentes	(372)	-
Total de la provision pour paiement tenant lieu d'impôts	$ 11,176	$ (750)

La charge d'impôt sur le revenu diffère des montants qui seraient obtenus en appliquant le taux d'imposition combiné prévu par la loi :

	2018	2017
Taux de base appliqué aux bénéfices avant provision pour paiements tenant lieu d'impôts	$ 104,805	$ 50,383
Augmentation (diminution) de l'impôt sur le revenu découlant de :		
Déduction accordée aux petites entreprises	(22,241)	1,175
Abattement d'impôt fédéral	(8,554)	490
Écarts temporels	(62,462)	(52,798)
Autres	(372)	-
Provision pour paiements tenant lieu d'impôts	$ 11,176	$ (750)
Taux effectif appliqué aux bénéfices avant provision pour paiements tenant lieu d'impôts	49.50 %	49.50 %

9. Long-term debt

	2018	2017
Caisse Populaire Nouvel-Horizon		
Loan, 2.9%, renewable in February 2023, payable by monthly instalments of $4,898, principal and interest, secured by a general security agreement covering all assets.	$ 581,338	$ 714,243
Less: current portion	(42,500)	(35,143)
	$ 538,838	$ 679,100

The principal repayments to be made during the next five years are as follows: 2019, $42,500; 2020, $43,730; 2021, $45,015; 2022, $46,338; 2023, $47,700. These payments have been calculated under the assumption that the repayment plan will be successfully renewed, based on the present payment terms and interest rates.

9. Dette à long terme

	2018	2017
Caisse Populaire Nouvel-Horizon		
Emprunt, 2,9%, renouvelable en février 2023, remboursable par versements mensuels de 4 898$, capital et intérêt, garanti par une sûreté générale grevant tous les actifs.	$ 581,338	$ 714,243
Moins: tranche échéant à moins d'un an	(42,500)	(35,143)
	$ 538,838	$ 679,100

Les versements en capital à effectuer au cours des cinq prochains exercices sont les suivants: 2019, 42 500 $; 2020, 43 730 $; 2021, 45 015 $; 2022, 46 338 $; 2023, 47 700 $. Ces versements ont été calculés en fonction des conditions de paiements et taux d'intérêts actuels, en partant de l'hypothèse que le renouvellement de la dette à long terme sera effectué aux conditions existantes.

10. Employee Future Benefits

Defined contribution plan

The employees of the Cooperative participate in a defined contribution pension plan. The contributions are established by a percentage of the employee's salary. The contribution payable in exchange for services rendered during a period is recognized as an expense during that period. The employer portion of amounts paid to the plan during the year was $13,010 (2017 - $11,133). The contributions were made for current service and these have been recognized in net income in the "Salaries and benefits - Employees" account.

10. Avantages sociaux futurs

Régime à cotisations définies

Les employés de la Coopérative participent à un régime de retraite à cotisations définies. Les cotisations sont établies en fonction d'un pourcentage du salaire de l'employé(e). La cotisation, qui est payable contre les services rendus durant la période, est comptabilisée en charges au cours de celle-ci. La part de l'employeur des montants payés au régime au cours de l'exercice était de 13 010 $ (2017 - 11 133 $). Les cotisations ont été faites pour des services courants au cours de la période et elles ont été comptabilisées au résultat net au poste "Salaires et avantages sociaux - Employés".

11. Share Capital

An unlimited number of common shares at $10 are authorized for issue. There are no preference shares.

	2018	2017
Issued		
1,554 shares (2017 - 1,515)	$ 15,540	$ 15,150

All shares are ranked equally with regards to the Cooperative's residual assets.

11. Capital-actions

Un nombre illimité d'actions ordinaires de 10$ peut être émis. Il n'y a pas d'actions privilégiées.

	2018	2017	
Émis			
1 554 actions (2017 - 1 515)	$ 15,540	$ 15,150	

Toutes les actions sont classées sur un pied d'égalité en ce qui a trait aux actifs résiduels de la Coopérative.

12. Other Revenues

	2018	2017	
Pole rentals	$ 6,989	$ 6,449	Location des poteaux
Amortization of contributions in aid of construction (Note 6)	43,044	41,343	Amortissement des apports affectés à la construction (Note 6)
Retaillers' revenue	2,239	2,787	Produits des détaillants
Other revenue	38,883	32,281	Autres produits
Programs	48,977	21,695	Programmes
	$ 140,132	$ 104,555	

12. Autres produits

13. Capital Management

The Cooperative's objective with respect to capital management is to maintain a sufficient capital base to ensure sound and prudent management.

The Cooperative considers its capital to include share capital, contributed surplus and retained earnings, as stated on the statement of financial position. There have been no changes in what the Cooperative considers to be capital since the previous year.

Capital management is the responsibility of the Cooperative's board of directors.

13. Gestion du capital

L'objectif de la Coopérative en matière de gestion du capital est d'assurer le maintien d'un capital de base suffisant pour assurer une gestion saine et prudente.

La Coopérative considère le capital action, le surplus d'apport et les bénéfices non répartis, tel que figurant à l'état de la situation financière, comme son capital. Il n'y a eu aucun changement dans ce que la Coopérative considère comme capital depuis l'exercice précédente.

La gestion du capital est sous la responsabilité du conseil d'administration de la Coopérative.

14. Commitments

The Cooperative signed a contract with Ottawa River Energy Solutions Inc. sub-contracting their customer invoicing. The contract expires August 31, 2021. The annual payment is based on the number of invoices produced in the year and the cost per invoice is increased by 2.85% annually.

The Cooperative signed a contract for the rental of its office space. This contract expires in December 2020. The rent payment is $1,325 per month.

The Cooperative signed a contract with Tandem Energy Services Inc. for consultation services for the optimization of daily operations and for the OEB's regulatory requirements. This contract expires in December 2020. The annual payment of the consultation fees is $33,000.

The minimum annual contract payments for the next three years are as follows:

2019	$	73,359
2020	$	74,744
2021	$	36,857

14. Engagements

La Coopérative a signé un contrat avec Ottawa River Energy Solutions Inc. pour que cette corporation s'occupe de la facturation. Le contrat vient à échéance le 31 août 2021. Le paiement annuel est basé sur le nombre de factures produites pendant l'année et le coût par facture est augmenté de 2,85% annuellement.

La Coopérative a signé un contrat pour la location de ses bureaux. Ce contrat vient à échéance en décembre 2020. Le paiement de location est de 1 325 $ par mois.

La Coopérative a signé un contrat avec Tandem Energy Services Inc. pour des services de consultation pour l'optimisation des opérations quotidiennes et pour les exigences réglementaires de la CEO. Ce contrat vient à échéance en décembre 2020. Le paiement annuel des frais de consultation est de 33 000 $.

Les paiements minimaux des engagements pour les trois prochaines années sont les suivants :

15. Financial Instruments

Liquidity risk
The liquidity risk is the risk associated with the ability of the Cooperative to raise the necessary funds (by increasing liabilities or converting assets) to meet a financial obligation, whether or not on the statement of financial position.

The following tables present financial assets and financial liabilities on the statement of financial at book value and broken down by their remaining contractual maturities.

15. Instruments financiers

Risque de liquidité
Le risque de liquidité correspond au risque lié à la capacité de la Coopérative de réunir les fonds nécessaires (par augmentation du passif ou conversion de l'actif) pour faire face à une obligation financière, figurant ou non à l'état de la situation financière.

Les tableaux suivants présentent les actifs financiers et les passifs financiers inscrits à l'état de la situation financière à la valeur comptable et répartis selon leurs échéances contractuelles résiduelles.

15. Financial Instruments (continued)

15. Instruments financiers (suite)

	2018					
	Less than 1 year / Moins de 1 an	From 1 to 5 years / De 1 à 5 ans	More than 5 years / Plus de 5 ans	No deadline / Sans échéance précise	Total / Total	
Asset						**Actif**
Cash	$ -	$ -	$ -	$ 912,190	$ 912,190	Encaisse
Accounts receivable	399,610	-	-	-	399,610	Débiteurs
Unbilled service revenue	406,456	-	-	-	406,456	Produits provenant de services non facturés
	$ 806,066	$ -	$ -	$ 912,190	$ 1,718,256	
Liabilities						**Passifs**
Accounts payable and accrued liabilities	$ 772,404	$ -	$ -	$ -	$ 772,404	Créditeurs et frais courus
Patronage payable	-	-	-	35,000	35,000	Ristournes à payer
Long-term debt	42,500	182,783	356,055	-	581,338	Dette à long terme
	$ 814,904	$ 182,783	$ 356,055	$ 35,000	$ 1,388,742	

	2017					
	Less than 1 year / Moins de 1 an	From 1 to 5 years / De 1 à 5 ans	More than 5 years / Plus de 5 ans	No deadline / Sans échéance précise	Total / Total	
Asset						**Actif**
Cash	$ -	$ -	$ -	$ 860,885	$ 860,885	Encaisse
Accounts receivable	367,803	-	-	-	367,803	Débiteurs
Unbilled service revenue	400,779	-	-	-	400,779	Produits provenant de services non facturés
Total of assets	$ 768,582	$ -	$ -	$ 860,885	$ 1,629,467	**Total de l'actif**
Liabilities						**Passifs**
Accounts payable and accrued liabilities	$ 985,905	$ -	$ -	$ -	$ 985,905	Créditeurs et frais courus
Long-term debt	35,143	165,553	513,547	-	714,243	Dette à long terme
	$ 1,021,048	$ 165,553	$ 513,547	$ -	$ 1,700,148	

16. Comparative Figures

Certain figures for the previous year have been reclassified to conform to the presentation adopted in the current year.

16. Chiffres comparatifs

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés afin de rendre leur présentation identique à celle de l'exercice courant.

17. Standards, Amendments and Interpretations Not Yet Effective

Certain pronouncements were issued by the IASB or the IFRS Interpretations Committee that are mandatory for accounting years beginning after January 1, 2019 or later.

The Cooperative has not yet determined the extent of the impact of the following new standards, interpretations and amendments, which have not been applied in these financial statements:

IFRS 16 - Leases supersedes IAS 17 - *Leases*, IFRIC 4 - *Determining whether an Arrangement contains a Lease*, SIC-15, *Operating Leases - Incentives* and SIC-27, *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*. It eliminates the distinction between operating and finance leases from the perspective of the lessee. All contracts that meet the definition of a lease will be recorded in the statement of financial position with a "right of use" asset and a corresponding liability. The asset is subsequently accounted for as property and equipment or investment property and the liability is unwound using the interest rate inherent in the lease. The accounting requirements from the perspective of the lessor remains largely in line with previous IAS 17 requirements. The effective date for IFRS 16 is January 1, 2019. The Cooperative does not expect any impact from IFRS 16.

IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments provides guidance on recognition and measurement of uncertain income tax treatments. The effective date for IFRIC 23 is January 1, 2019. The Cooperative is in the process of evaluating the impact of this interpretation.

17. Normes, modifications et interprétations publiées, mais non encore entrées en vigueur

Certaines déclarations émises par l'IASB ou le comité d'interprétation IFRS sont obligatoires pour les exertices débutant après le 1er janvier 2019 ou plus.

Pour le moment, la Coopérative n'a pas déterminé l'ampleur des effets des normes, interprétations et modifications ci-dessous, et ces dernières n'ont pas été appliquées aux présents états financiers :

IFRS 16 - Contrats de location remplace IAS 17 - Contrats de location, IFRIC 4 - Déterminer si un accord détient un contrat de location, SIC-15 - Avantages dans les contrats de location simple. Il élimine la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement du point de vue du preneur. Tous les contrats qui répondent à la définition d'un contrat de location seront comptabilisé dans l'état de la situation financière avec un actif "droit d'utilisation" et un passif correspondant. L'actif est ensuite comptabilisé en tant qu'immobilisation corporelle ou immeuble de placement et le passif est liquidé en utilisant le taux d'intérêt inhérent au contrat de location. Les exigences comptables du point de vue du bailleur restent largement conformes aux exigences précédentes de la norme IAS 17. La date d'entrée en vigueur d'IFRS 16 est le 1er janvier 2019. La Coopérative ne prévoit pas d'impact de la norme IFRS 16.

IFRIC 23 Incertitude relative aux traitements fiscaux fournit des indications sur la comptabilisation et l'évaluation des traitements fiscaux incertains. La date d'entrée en vigueur d'IFRIC 23 est le 1er janvier 2019. La Coopérative est dans le processus d'évaluer l'incidence de cette interprétation.

ÉLECTION DES ADMINISTRATEURS – 2018

Nomination reçue au 31 décembre 2018

Au poste d'administrateur (terme de trois ans) :

Jean Martel.....Proposée par Hélène Grégoire et Jean-Paul Leroux

Maurice Godard.....Proposée par Claude Grégoire et Claude Lafrance

LES SERVICES DE LA COOPÉRATIVE

SERVICES TECHNIQUES :

- localisation de fils
- service souterrain
- service aérien
- vérification de compteurs
- estimation des coûts
- plan et devis de subdivision
- entretien de branches d'arbres
- information sur la consommation mensuelle d'électricité des appareils ménagers

MODES DE PAIEMENT

- carte de débit
- paiement préautorisé
- chèque
- paiements égaux, télépaiement
- comptant
- mandat-poste
- Visa ou MasterCard en ligne