



Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

Régie de l'énergie du Canada Projet de règlement sur le recouvrement des frais



Canada

Régie de l'énergie du Canada - projet de règlement sur le recouvrement des frais

Objet

Le projet de règlement vise à recueillir des commentaires sur l'élaboration du Règlement sur le recouvrement des frais de la Régie canadienne de l'énergie. La Régie de l'énergie du Canada sollicite des commentaires sur ce projet de règlement, commentaires qu'elle acceptera pendant une période de 30 jours se terminant le 30 novembre 2021.

Contexte

Création de la Régie de l'énergie du Canada

En août 2019, est entré en vigueur le projet de loi C-69, intitulé *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*.

Le paragraphe 87(1) de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la « LRCE ») confère à la Régie, avec l'approbation du Conseil du Trésor, le pouvoir de prendre des règlements :

- a) prévoyant les redevances ou autres frais exigibles afin de recouvrer tout ou partie des frais qu'elle estime afférents à la réalisation de sa mission, y compris les frais liés aux demandes qui sont rejetées ou retirées;
- b) prévoyant le mode de calcul de ces redevances ou autres frais, et en prévoir le paiement

En vertu de ce pouvoir de prendre des règlements conféré par la LRCE, la Régie peut recouvrer la totalité des frais liés à ses activités à titre d'organisme de réglementation. Ce pouvoir réglementaire procure au Canada un mécanisme pour recouvrer les frais de la Régie, approuvés au moyen de crédits parlementaires, auprès du secteur d'activités qu'elle réglemente. À l'heure actuelle, la Régie recouvre ses frais recouvrables en vertu du [Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie](#) (le « règlement actuel »).

Facteurs pris en considération dans l'élaboration du règlement

Les sections qui suivent décrivent les objectifs qui guident la Régie dans l'élaboration du projet de règlement, ainsi que les éléments du recouvrement qui doivent se retrouver dans le règlement.

Objectifs de l'examen du projet de règlement sur le recouvrement des frais

Suivent les objectifs qui ont servi à évaluer le projet de régime de recouvrement des frais qui se retrouvera dans le règlement :

- a) *Harmonisation avec la loi* : La LRCE stipule que la Régie peut recouvrer la totalité ou une partie des frais qu'elle estime afférents à la réalisation de sa mission.
- b) *Efficacité du recouvrement* : Le règlement doit permettre à la Régie de recouvrer efficacement les frais afférents à la réalisation de sa mission.
- c) *Équité du recouvrement* : Les intérêts des parties prenantes de la Régie devraient être pris en compte pour que les frais soient répartis de manière juste et équitable.
- d) *Simplicité d'application* : La méthode de recouvrement des frais devrait être relativement simple à comprendre et à appliquer.
- e) *Prévisibilité et certitude* : Les frais devraient être raisonnablement prévisibles par les acteurs de l'industrie pour qu'ils puissent en tenir compte dans l'établissement de leurs budgets et la prévision de leurs coûts.
- f) *Robustesse* : Le mécanisme de recouvrement des frais doit pouvoir évoluer en fonction des changements de circonstances qui surviennent au fil du temps.
- g) *Souplesse* : L'approche adoptée devrait être d'application souple afin de permettre éventuellement le recours à diverses méthodes de recouvrement des frais et de calcul des redevances, de manière à tenir compte, si possible, des différents produits des compagnies réglementées (compagnies d'oléoducs, de gazoducs et de productoducs).

Éléments et méthode du régime de recouvrement des frais

L'étude du projet de règlement a porté sur la méthode générale et les éléments suivants du régime de recouvrement des frais :

- A. recouvrement des frais directement auprès des promoteurs de projets qui ne sont pas actuellement réglementés par la Régie et ceux dont la demande de projet est rejetée ou retirée;
- B. modernisation des redevances fixes recouvrées auprès des compagnies de faible et de moyenne importance;
- C. dispense;
- D. méthode de répartition des frais et calcul.

À ce stade-ci, la Régie ne cherchera pas à recouvrer des frais en vertu d'autres lois fédérales, comme la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* ou la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, ni sur les projets d'énergie renouvelable extracôtière. De plus, elle continuera d'exempter les pipelines destinés à un service frontalier¹.

¹ Les pipelines destinés à un service frontalier sont des pipelines permettant l'acheminement de gaz naturel au-delà des frontières, dont le diamètre extérieur est inférieur à 100 mm, qui transportent le gaz à des pressions égales ou inférieures à 700 kPa et dont la capacité est inférieure à 500 m³ par jour.

A. Recouvrement des frais directement auprès des promoteurs de projets qui ne sont pas actuellement réglementés par la Régie et ceux dont la demande de projet est rejetée ou retirée

Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (l'ancienne loi) et du règlement actuel, un promoteur non assujéti à la réglementation de l'Office national de l'énergie (l'ancien organisme de réglementation) qui présente une demande en vue de construire un pipeline international ou interprovincial ou une ligne internationale ou interprovinciale de transport d'électricité devait verser une redevance de « nouveau venu » correspondant à 0,2 % du coût estimatif de la construction du projet si sa demande est approuvée². Si elle est rejetée ou retirée, l'Office ne disposait d'aucun mécanisme pour recouvrer les frais engagés pour l'examen du projet. Le projet de règlement permettra à la Régie de recouvrer les frais directement auprès des demandeurs qu'elle ne réglemente pas déjà qui présentent des demandes visant la construction et l'exploitation de projets concrets, y compris ceux dont les demandes sont rejetées ou retirées³.

Projet de règlement

Au moment de recouvrer les frais liés à l'examen d'un projet (p. ex., demandes visant la construction ou l'exploitation d'un pipeline, d'une ligne internationale ou interprovinciale de transport d'électricité), sont exclues les compagnies qui sont réglementées par la Régie et auprès desquelles les frais sont déjà recouverts sur les actifs réglementés existants. Les demandeurs qui ne sont pas actuellement réglementés par la Régie verseront une redevance non remboursable correspondant à 0,2 % des coûts de construction (redevance de nouveaux venus), qui pourra être rajustée pendant l'examen de la demande et au terme de la construction, si la demande est approuvée. Aux fins du recouvrement des frais, la nouvelle redevance s'appliquerait de la même manière que celle qui existe à l'heure actuelle pour les nouveaux venus. Lors de l'acquiescement de la nouvelle redevance, les frais pour le groupe de produits visé seront rajustés durant le cycle de facturation de trois ans pour tenir compte de l'ajout des nouveaux fonds.

- Redevance provisoire – Étant donné que la réalisation de grands projets peut s'étendre sur plusieurs années après l'obtention des approbations, une disposition pourrait être envisagée pour le versement d'une redevance provisoire établie sur le coût estimatif de la construction figurant dans la demande ou sur tout autre montant que la Commission pourrait déterminer à la lumière de son évaluation de la demande.
- Rejet ou retrait d'une demande – Si une demande n'est pas approuvée ou si elle est retirée par le promoteur, la plus récente estimation de la tranche de 0,2 % des coûts de construction constituera la redevance qui sera versée à la Régie par le promoteur.
- Projet non construit – Si un projet est approuvé, mais que la compagnie ne va pas de l'avant avec la construction, elle devra verser la redevance provisoire établie sur le coût estimatif de la construction figurant dans la demande ou sur tout autre montant que la Commission pourrait déterminer à la lumière de son évaluation de la demande.
- Projet construit – Si la demande est approuvée, la redevance que devra verser le promoteur sera fondée sur le coût réel de la construction du projet.

² *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*, art. 5.2 et 5.3.

³ Contrairement à l'article 24.1 antérieur de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'article 87 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* autorise explicitement le recouvrement des « frais liés aux demandes qui sont rejetées ou retirées ».

B. Modernisation des redevances fixes recouvrées auprès des compagnies de faible et de moyenne importance

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* et le règlement actuel imposent aux compagnies de faible et de moyenne importance une redevance de 500 \$ et de 10 000 \$ respectivement. Ce montant a été porté à 511 \$ et à 10 220 \$ en 2020 en raison de l'application de la *Loi sur les frais de service* à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Les redevances fixes n'ont pas été revues depuis la promulgation du *Règlement* en 1990. Par conséquent, le règlement actuel ne tient pas compte de facteurs comme l'inflation dans l'établissement des redevances fixes. La LRCE offre l'occasion d'actualiser les exigences réglementaires relatives aux redevances fixes ou à la méthode de recouvrement des frais qui s'applique aux compagnies en général, afin que ces redevances soient réparties de manière plus équitable entre les compagnies de petite et de moyenne importance.

Projet de règlement

En 1990, les frais recouvrables (budget de l'Office plus valeur des services fournis gratuitement à l'Office) s'élevaient à environ 25 millions de dollars. En 2021, les frais recouvrables estimatifs se chiffrent à 118,5 millions de dollars. L'élargissement du mandat de la Régie, la croissance marquée de son budget, l'incidence de l'inflation au cours des 30 dernières années et les changements importants survenus dans la structure du secteur de l'énergie et de ses marchés ainsi que dans le portrait économique et commercial font en sorte qu'il y a lieu de revoir l'approche employée pour le recouvrement des frais auprès des compagnies de faible et de moyenne importance. Voici un résumé de l'évolution du financement au cours des neuf dernières années :

ANNÉE	AUGMENTATION DU FINANCEMENT
2012	Financement visant à renforcer la capacité de la Régie d'inspecter les oléoducs et les gazoducs, à améliorer le rendement en matière de sécurité et à prendre des mesures pour sensibiliser davantage la population sur les questions qui ont trait à la sûreté des pipelines
2013	Financement lié au déménagement des bureaux à Calgary
2014	Financement pour la réalisation d'examins exhaustifs et opportuns de mégaprojets d'infrastructure énergétique (Énergie Est et Pétrolière Impériale) au titre de la réglementation
2015	Financement pour des activités liées à la sécurité et à la protection de l'environnement et plus grande mobilisation des Canadiens sur la question de l'infrastructure de transport énergétique
2016	Financement pour la prise de mesures provisoires durant l'examen du processus fédéral d'évaluation environnementale
2017	Financement pour accroître la capacité de communication et d'accès à l'information Financement pour la surveillance de la sûreté des pipelines tout au long du cycle de vie Financement pour la création de comités consultatifs et de surveillance autochtones de projets d'infrastructure énergétique
2018	Financement pour la transition aux nouveaux processus d'évaluation d'impact et de réglementation
2019	Financement pour le réexamen du projet de Trans Mountain
2020	Stabilisation et amélioration de la Régie

Les redevances des compagnies d'oléoducs et de gazoducs de grande importance sont réparties proportionnellement à partir d'un groupe de coûts de produits en fonction du débit relatif de chaque compagnie par rapport au débit total de toutes les compagnies du groupe en question. L'approche qui est proposée consiste à remplacer les redevances fixes des

compagnies pétrolières et gazières de faible et de moyenne importance par une méthode utilisant le débit comme paramètre pour calculer leurs frais.

Afin d'atténuer les effets sur les compagnies d'oléoducs et de gazoducs qui exploitent un très court pipeline réglementé par la Régie dont le débit est extrêmement élevé et qui seraient touchées de façon disproportionnée, la Régie propose ce qui suit : si une compagnie d'oléoduc ou de gazoduc exploite un pipeline réglementé par la Régie ayant 10 km ou moins, la compagnie devrait verser une redevance correspondant à 5 % du coût réel de son débit. Toutes les compagnies exploitant un pipeline réglementé par la Régie de 11 km ou plus devraient verser une redevance établie sur le débit. Veuillez consulter la section *C. Dispense* pour connaître les dispositions qui visent les compagnies exploitant un pipeline réglementé par la Régie de 11 km ou plus.

Les scénarios⁴ qui suivent illustrent ce que produirait cette approche.

Scénario 1 – Compagnies pétrolières – Calcul des redevances des compagnies pipelinières de grande, de moyenne et de faible importance en fonction des débits, y compris le résultat du nouveau calcul pour les compagnies exploitant des oléoducs de 10 km ou moins réglementés par la Régie. La méthode suivante a été utilisée.

- Un échantillon de compagnies de faible et de moyenne importance a été constitué au hasard à partir de la liste des compagnies auprès desquelles des frais ont été recouverts par la Régie en 2020 et 2021. Ces compagnies ont servi à représenter une proportion raisonnable des compagnies appartenant à chaque classe.
- Des compagnies hypothétiques ont été ajoutées au besoin pour compléter les compagnies de faible et de moyenne importance dont les frais ont été recouverts pour chacune des années données.
- Dans le cas des compagnies hypothétiques, les volumes ont été répartis de façon arbitraire pour simuler une variété de tailles de compagnies dans chaque catégorie.
- Des données de deux années ont servi à produire le modèle pour le pétrole afin d'observer la sensibilité aux changements qui surviennent chaque année, p. ex., variations des volumes des compagnies de grande importance et du nombre de compagnies dont les frais ont été recouverts.
- À partir des données obtenues, le recouvrement des frais a été recalculé pour voir l'incidence sur les redevances de l'utilisation des débits comme facteur de répartition des redevances entre toutes les compagnies.
- Pour les compagnies pétrolières, les données sur les volumes proviennent des dossiers de la Régie et semblent représenter la capacité des pipelines réglementés par celle-ci. Ces données n'ont pas changé en 2021 par rapport à 2020 dans le modèle.
- Les débits réels varieront en fonction des circonstances entourant l'exploitation et les conditions du marché. Il est peu probable que les pipelines soient toujours utilisés à pleine capacité.
- Bien que les données utilisées puissent ne pas permettre de calculer avec exactitude les redevances qui seraient payables en utilisant un modèle fondé sur le débit, elles fournissent néanmoins des renseignements sur la taille relative des compagnies échantillonnées et sur l'incidence de l'utilisation des débits pour calculer les redevances.

⁴ Les scénarios qui suivent sont présentés à titre indicatif seulement, et c'est pourquoi un échantillon de compagnies hypothétiques a été choisi pour illustrer le fonctionnement du projet de règlement.

- Les compagnies ont recours à diverses unités pour communiquer leurs données sur les volumes. Les unités utilisées ont été converties en unités métriques (m³ ou 10³ m³) au moyen des facteurs de conversion de la Régie.

Compagnies exploitant des oléoducs de ≥11 km	Débit estimatif en 2021 (m³)	Longueur en exploitation (km)	Redevances estimatives du modèle actuel pour 2021 (\$)	Redevances estimatives projetées pour 2021 en fonction du débit (\$)	
Compagnie A	3 133 639	157	466 829	414 420	
Compagnie B	580 304	872	86 450	76 745	
Compagnie C	206 239 901	8 790	30 724 287	27 274 999	
Compagnie D	9 400 920	1 531	1 400 488	1 243 261	
Compagnie E	14 971 834	438	2 230 407	1 980 008	
Compagnie F	4 932 581	997	734 824	652 328	
Compagnie G	9 556 555	460	1 423 674	1 263 844	
Compagnie H	13 237 000	115	1 971 963	1 750 579	
Compagnie I	2 675 600	39	398 594	353 845	
Compagnie J	10 328 676	1 875	1 538 699	1 365 956	
Compagnie K	18 287 260	1 333	2 724 318	2 418 470	
Compagnie L	34 390 000	1 233	5 123 200	4 548 039	
Compagnie M	8 530 000	893	1 270 744	1 128 083	
Compagnie N	2 313 733	33	10 220	305 989	
Compagnie O	9 210 131	50	10 220	1 218 030	
Compagnie P	522 274	97	10 220	69 070	
Compagnie Q	1 044 548	68	10 220	138 140	
Compagnie R	9 190 435	43	10 220	1 215 425	
Compagnie S	1 082 268	38	511	143 129	
Compagnies exploitant des oléoducs de ≤10 km	Débit estimatif en 2021 (m³)	Longueur en exploitation (km)	Redevances estimatives du modèle actuel pour 2021 (\$)	Redevances estimatives projetées pour 2021 en fonction du débit (\$)	Redevances estimatives projetées pour 2021 pour les pipelines de ≤10 km (\$)
Compagnie T	2 611 371	1	511	345 351	17 268
Compagnie U	621 506	2	511	82 194	4 110
Compagnie V	8 534 018	8	511	1 128 614	56 431
Compagnie W	290 152	10	511	38 372	1 919 \$

Scénario 2 – Compagnies gazières – Calcul des redevances des compagnies gazières de grande, de moyenne et de faible importance en fonction des débits, y compris le résultat du nouveau calcul pour les compagnies exploitant des gazoducs de 10 km ou moins réglementés par la Régie. La méthode suivante a été utilisée.

- Un échantillon de compagnies de faible et de moyenne importance a été constitué au hasard à partir de la liste des compagnies auprès desquelles des frais ont été recouverts par la Régie en 2020 et 2021. Ces compagnies ont servi à représenter une proportion raisonnable des compagnies appartenant à chaque classe.
- Les banques de données de la Régie ne renfermaient aucune donnée sur les débits ou la capacité des compagnies pipelinières de petite et de moyenne importance. Pour vérifier le concept fondé sur les débits de ces compagnies dans le modèle, on a consulté les rapports publiés, et utilisé les volumes de production annuels déclarés. L'hypothèse sous-jacente était que, si on produit du gaz, il sera transporté.
- Des compagnies hypothétiques ont été ajoutées au besoin pour compléter les compagnies de faible et de moyenne importance dont les frais ont été recouverts pour chacune des années données.
- Dans le cas des compagnies hypothétiques, les volumes ont été répartis de façon arbitraire pour simuler une variété de tailles de compagnies dans chaque catégorie.
- Des données de deux années ont servi à produire le modèle pour le gaz pour voir la sensibilité aux changements qui surviennent chaque année, p. ex., variations des volumes des compagnies de grande importance et du nombre de compagnies dont les frais ont été recouverts.
- À partir des données obtenues, le recouvrement des frais a été recalculé pour voir l'incidence sur les redevances de l'utilisation des débits comme facteur de répartition des redevances entre toutes les compagnies.
- Les compagnies ont recours à diverses unités pour communiquer leurs données sur les volumes. Les unités utilisées ont été converties en unités métriques (m³ ou 10³ m³) au moyen des facteurs de conversion de la Régie.

Compagnies exploitant des gazoducs de ≥11 km	Débit estimatif en 2021 (m ³)	Longueur en exploitation (km)	Redevances estimatives du modèle actuel pour 2021 (\$)	Redevances estimatives projetées pour 2021 en fonction du débit (\$)
Compagnie A	14 392 793	2 289	3 480 162	2 750 821
Compagnie B	651 287	142	157 481	124 477
Compagnie C	37 076 000	1 062	8 964 937	7 086 146
Compagnie D	1 592 718	878	385 117	304 408
Compagnie E	123 630 000	24 170	29 893 600	23 628 769
Compagnie F	7 276 000	655	1 759 329	1 390 625
Compagnie G	52 395 000	14 123	12 669 054	10 013 988
Compagnie H	22 381 147	2 905	5 411 737	4 277 594
Compagnie I	4 134 256	259	10 220	790 159

Compagnie J	108 704	193	10 220	20 776	
Compagnie K	11 076 422	25	10 220	2 116 980	
Compagnie L	7 507 292	43	511	1 434 830	
Compagnie M	16 288 967	165	511	3 113 227	
Compagnie N	857 858	35	511	163 958	
Compagnie O	443 027	30	511	84 673	
Compagnies exploitant des gazoducs de ≤10 km	Débit estimatif en 2021 (m ³)	Longueur en exploitation (km)	Redevances estimatives du modèle actuel pour 2021 (\$)	Redevances estimatives projetées pour 2021 en fonction du débit (\$)	Redevances estimatives projetées pour 2021 pour les pipelines de ≤10 km (\$)
Compagnie P	624 180	5	511	119 296	5 965
Compagnie Q	34 728	3	511	6 637	332
Compagnie R	497 041	1	511	94 997	4 750
Compagnie S	2 067 128	5	511	395 080	19 754
Compagnie T	1 513 334	1	511	289 240	14 462

L'utilisation des débits pour toutes les compagnies d'oléoducs et de gazoducs, plutôt que pour les compagnies de grande importance uniquement, permettrait d'arriver aux résultats suivants :

- éviter de compter sur des redevances fixes qui peuvent ne pas dépendre la conjoncture économique ou tenir compte des efforts en matière de réglementation des compagnies de faible et de moyenne importance à un moment quelconque;
- atténuer les problèmes de remise pouvant découler d'un changement de classe des compagnies, les distinctions entre les classes (faible, moyenne et grande importance) n'étant plus nécessaires et les remises, moins probables (ce sujet est traité plus en détail dans la section sur la dispense ci-dessous);
- créer une démarche plus juste, plus robuste et plus souple qui assurerait la prévisibilité et la simplicité opérationnelle pour toutes les compagnies, en plus de réduire le fardeau administratif de la Régie.

C. Dispense

En vertu de l'article 4.1 du règlement actuel, les compagnies d'oléoducs, de gazoducs ou de productoducs de grande importance (c'est-à-dire ayant un coût de service annuel d'au moins 10 millions de dollars) peuvent demander une dispense si l'estimation de leurs redevances dépasse 2 % de leur coût de service estimatif. En vertu du règlement actuel, les compagnies de grande importance ne sont pas tenues de payer la tranche des redevances au titre du recouvrement des frais qui excède 2 % de leur coût de service estimatif pour l'année en question. La disposition actuelle de dispense ne permet aux compagnies de grande importance de demander qu'une dispense par année, pour l'année en question.

Dans leur demande, les compagnies doivent indiquer leur coût de service estimatif pour l'année visée. Si la dispense est accordée en fonction du coût de service estimatif, le règlement actuel exige que le coût de service réel pour l'année en question soit précisé l'année suivante. Dans le cas où la dispense est accordée, ces redevances excédentaires sont réparties entre d'autres compagnies de grande importance exploitant le même produit. Cela a quelques conséquences :

- En premier lieu, si le coût du service d'une compagnie de grande importance diminue considérablement durant l'année et fait passer la compagnie dans la classe des compagnies de moyenne ou de faible importance aux fins du recouvrement des frais, il est possible que cette compagnie ait versé des millions de dollars en recouvrement des frais en raison de l'inexactitude de son estimation. Dans le régime actuel, il n'existe aucun mécanisme de « remboursement », de sorte qu'en pratique, les redevances versées par la compagnie de grande importance seraient créditées pour les redevances futures, à moins que le Conseil du Trésor n'approuve un décret de remise.
- En second lieu, le cycle de demande de dispense limitée à une fois par année (qui est intégré à un cycle de trois ans conçu pour équilibrer les coûts estimatifs (A1) et les coûts réels (A2) avec une compensation durant la troisième année (A3)) a aussi des conséquences pour les compagnies qui pourraient passer à répétition de la classe des compagnies de faible importance à celle d'importance moyenne ou de cette dernière à celle de grande importance, les fourchettes entre ces classes étant tellement larges.

Projet de règlement

Il est proposé que le processus de dispense demeure inchangé par rapport au règlement actuel, mais que l'admissibilité et les critères entourant la dispense changent de la façon suivante :

- la disposition relative à la dispense visera toutes les compagnies exploitant des oléoducs et des gazoducs de 11 km ou plus réglementés par la Régie, les compagnies étant facturées en fonction de leurs débits respectifs. Les compagnies d'oléoducs et de gazoducs ne sont pas tenues de payer la tranche des droits exigibles au titre du recouvrement des frais ou des redevances administratives qui excède 2 % de l'estimation de leur base tarifaire⁵ pour l'année en question si :
 - a) dans le cas d'une compagnie d'oléoduc ou d'une compagnie de gazoduc, la compagnie présente une demande de dispense à la Régie dans les 30 jours suivant la date à laquelle celle-ci l'informe des frais exigibles pour l'année;
 - b) la demande de dispense comprend la base tarifaire de la compagnie pour l'année en question. À sa demande, la compagnie doit joindre ses états financiers vérifiés, comme l'exige le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* ou le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*, qu'elle ait ou non été soustraite à cette obligation par la Commission.

⁵ La base tarifaire correspond en général au montant du capital investi dans le pipeline moins l'amortissement cumulé. Elle inclut habituellement la valeur nette des installations en service et une provision pour le fonds de roulement. Il s'agit du montant sur lequel les compagnies pipelinières réglementées par la Régie sont autorisées à obtenir un rendement.

La base tarifaire a été choisie pour les raisons suivantes :

- elle présente plus fidèlement la valeur des compagnies réglementées, en particulier celles qui sont intégrées verticalement et dont les actifs réglementés qui relèvent de différentes compétences forment un seul réseau;
- elle est plus facile à calculer que le coût du service pour les compagnies qui n'ont pas de multiples expéditeurs.

D. Méthode de répartition des frais et calcul

Le règlement actuel se fonde sur les droits liés au produit, c'est-à-dire que les frais sont répartis entre les principaux produits réglementés par la Régie avant d'être affectés à des compagnies données dans ces groupes de produits :

- pétrole – oléoducs,
- gaz – gazoducs,
- électricité,
- productoducs (p. ex., eau, vapeur, CO₂) assujettis à des redevances fixes.

Les frais sont répartis entre les catégories de produits en fonction du temps consacré à chaque produit par la Régie. Dans chaque groupe de produits, les frais sont répartis selon les niveaux d'activités (débit et transport).

Les compagnies acquittent leur part des frais recouvrables de trois façons :

- redevances prévues aux articles 5.2 et 5.3 pour les nouvelles compagnies qui ne sont pas déjà réglementées par la Régie (parfois appelées « redevances de nouvelle venue »);
- redevances fixes (compagnies pipelinières de faible et de moyenne importance et productoducs);
- redevances proportionnelles pour les compagnies de grande importance. Le modèle actuel de recouvrement des frais repose sur un cycle de trois ans pour équilibrer ceux-ci.

Projet de règlement

Il est proposé que le recouvrement des frais continue d'être fondé sur les frais liés aux produits. La méthode de recouvrement et de répartition des frais demeurera la même, sauf que les compagnies paieront leur part des frais recouvrables de la manière suivante :

- Les promoteurs qui présentent une demande visant la construction d'un pipeline interprovincial ou international ou d'une ligne internationale ou interprovinciale de transport d'électricité qui ne sont pas actuellement réglementés par la Régie verseront une redevance non remboursable correspondant à 0,2 % des coûts de construction, qui pourra être rajustée pendant l'examen de la demande et au terme de la construction, si la demande est approuvée.
- Toutes les compagnies d'oléoducs et de gazoducs verseront des redevances établies sur les débits.
 - Les compagnies d'oléoducs ou de gazoducs qui exploitent un pipeline réglementé par la Régie de 10 km ou moins verseraient une redevance correspondant à 5 % du coût réel de leur débit.

- Les compagnies exploitant un pipeline réglementé par la Régie de 11 km ou plus auraient à verser une redevance qui serait établie sur le débit.
- La méthode de recouvrement des frais demeurera la même pour les compagnies exploitant des productoducs, soit des redevances fixes pour les compagnies de faible, de moyenne ou de grande importance.
- La méthode de recouvrement des frais demeurera inchangée pour les compagnies de transport d'électricité, c'est-à-dire des redevances fixes pour les compagnies de faible et de moyenne importance, et des redevances proportionnelles pour celles de grande importance, fondées sur l'électricité transportée.
- Les compagnies exploitant un pipeline de 11 km ou plus réglementé par la Régie dont la facture dépasse 2 % de leur base tarifaire pourront demander une dispense pour l'année visée.

Le recouvrement des frais se fera sur un cycle de facturation de trois ans.

Occasions de formuler des commentaires

La Régie sollicite des commentaires, par écrit, sur le projet de règlement d'ici le 30 novembre 2021. Ceux-ci peuvent être transmis par voie électronique aux coordonnées suivantes :

Courriel : reglementsurlerecouvrementdesfrais@cer-rec.gc.ca

Les commentaires transmis à la Régie seront pris en considération dans l'élaboration du règlement, qui fera par ailleurs l'objet d'une publication préalable dans la *Gazette du Canada*, partie I, pour une période de commentaires de 30 jours. L'information sur cette période de commentaires sera communiquée à une date ultérieure.

Pour un complément d'information sur le projet de règlement ou pour discuter du contenu de celui-ci, veuillez communiquer avec Rumu Sen (à l'adresse rumu.sen@cer-rec.gc.ca ou au numéro sans frais 1-800-899-1265).