
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES
CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C. À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2022**

RÉVISION DE L'ALLÈGEMENT

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 13 et 14;
 - (ii) <https://www.energir.com/fr/a-propos/medias/nouvelles/accroissement-participation-cdpq/>;
 - (iii) <https://www.valener.com/valener-annonce-la-realisation-de-larrangement/>.

Préambule :

(i) « *Les dispenses renouvelées des autorités canadiennes en valeurs mobilières (ACVM) permettent pour le moment à Énergir d'utiliser les PCGR des États-Unis jusqu'au 1^{er} janvier 2024. Cette date pourrait cependant être devancée advenant que l'International Accounting Standards Board (IASB) prescrive, avant cette date, l'application obligatoire d'une norme propre aux actifs et passifs réglementaires.*

En effet, le 28 janvier 2021, l'IASB a publié un exposé-sondage (ED/2021/1) visant une nouvelle norme comptable sur les actifs et passifs réglementaires qui remplacerait l'actuelle norme IFRS14.

À ce jour, ni la date de publication de cette nouvelle norme de l'IASB, ni la date de sa potentielle mise en application ne sont connues. Étant donné l'incertitude entourant le contenu de la nouvelle norme de l'IASB ainsi que sa date de mise en application, il est impossible de prévoir l'option qui sera alors privilégiée par Énergir entre un éventuel passage aux normes IFRS ou le maintien des PCGR des États-Unis. Il est aussi trop tôt pour évaluer l'ampleur des éventuels impacts, le cas échéant, qu'un passage aux IFRS pourrait engendrer sur la présente proposition de cadre réglementaire ».

(ii) Dans son communiqué de presse du 7 juin 2021, Énergir annonce l'accroissement de la participation de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) et indique notamment :

« Aujourd'hui, la CDPQ a annoncé une augmentation importante de sa participation majoritaire dans Énergir, grâce à l'achat par la société en commandite Trencap de la participation de 38,9 % d'Enbridge dans Noverco inc. À la suite de cette transaction, Trencap détiendra 100 % des actions de Noverco, qui possède 100 % d'Énergir ».

(iii) Communiqué de presse annonçant la privatisation de Valener, soit le véhicule d'investissement pour le public dans Énergir, s.e.c.

Demandes :

- 1.1 Veuillez présenter les critères pris en compte par les autorités des valeurs mobilières pour accorder une dispense à Énergir lui permettant d'utiliser les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Le cas échéant, est-ce qu'Énergir est confiante que cette dispense soit renouvelée si elle en fait la demande ? Veuillez commenter en considérant notamment le changement dans l'actionnariat mentionné en référence.

Réponse :

La dispense actuelle disponible à Énergir a été accordée par les autorités des valeurs mobilières à toutes les entités à tarifs réglementés qui en ont fait la demande, et ne comporte pas de critères spécifiques pour Énergir. Le motif principal pour la mise en place de cette dispense par les autorités était l'absence d'une norme définitive sur les activités à tarifs réglementés sous les IFRS. Ainsi, le changement dans l'actionnariat d'Énergir n'aurait aucun impact sur l'admissibilité d'Énergir à cette dispense.

La norme finale sur les activités à tarifs réglementés n'est pas encore émise. Advenant que l'entrée en vigueur de la norme IFRS soit reportée au-delà de l'échéance de la présente dispense, Énergir s'attend à ce que celle-ci soit renouvelée par les autorités des valeurs mobilières pour coïncider avec la date d'entrée en vigueur de la nouvelle norme. De plus, Énergir examine actuellement la possibilité d'une demande de dispense permanente.

- 1.2 Veuillez indiquer si Énergir et/ou ses auditeurs indépendants ont déposé à l'IASB des commentaires sur l'exposé-sondage ED/2021/1 mentionné en référence (i). Le cas échéant, veuillez les déposer ou indiquer les références pour les consulter.

Réponse :

Énergir a déposé une lettre sur l'exposé-sondage le 30 juillet 2021 (voir annexe Q1.2). La firme KPMG UK a, quant à elle, déposé une lettre sur l'exposé-sondage au nom du réseau KPMG, l'auditeur indépendant d'Énergir. Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.3 qui présente le lien pour en prendre connaissance.

- 1.3 Veuillez indiquer si d'autres entreprises ayant des activités à tarifs réglementés au Canada ont déposé des commentaires sur l'exposé-sondage. Le cas échéant, veuillez les déposer ou indiquer les références pour les consulter.

Réponse :

Énergir confirme que plusieurs autres entreprises à tarifs réglementés au Canada ont déposé des commentaires. Toutes les lettres sont disponibles publiquement pour consultation à l'adresse suivante :

<https://www.ifrs.org/projects/work-plan/rate-regulated-activities/exposure-draft-and-comment-letters/#view-the-comment-letters>

LISSAGE DES TARIFS

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 16 et 17;
 - (ii) Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-120](#), p. 12;
 - (iii) Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-154](#), p. 14.

Préambule :

(i) Énergir propose notamment de modifier la période d'amortissement du compte de frais reportés (CFR) relatifs à l'application tardive de la grille tarifaire d'un an à deux ans.

(ii) « [34] *La Régie ne retient pas l'argument d'OC voulant que le fait d'appliquer de façon provisoire les tarifs soumis pour approbation par Énergir constituerait un précédent non souhaitable. D'ailleurs, à cet égard, la Régie rappelle que l'application provisoire des tarifs proposés est l'approche qu'elle a retenue dans les dossiers tarifaires d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité depuis sa décision D-2011-039 rendue dans le dossier R-3738-2010.*

[35] La Régie retient que l'application provisoire, à compter du 1^{er} octobre 2021, des taux et grilles tarifaires proposés pour l'année 2021-2022, présentés aux pièces B-0088 et B-0117, permettra d'éviter de constituer des écarts d'application tardive importants, dont la récupération serait reportée dans les tarifs 2022-2023 pour le service de distribution et 2023-2024 pour les services de transport et d'équilibrage.

[36] Cette approche permet ainsi de récupérer le coût de service à l'intérieur de l'année tarifaire visée, de façon simple et équitable ». [notes de bas de page omises] [nous soulignons]

(iii) La Régie fixe à compter du 1^{er} octobre 2021, les tarifs finaux d'Énergir tels que présentés.

Demandes :

2.1 Veuillez présenter les écarts relatifs à l'application tardive des tarifs finaux de l'année 2021-2022 qui seront pris en compte dans les tarifs 2022-2023 pour le service de distribution et 2023-2024 pour les services de transport et d'équilibrage.

Réponse :

Écarts application tardive de l'exercice :		2021-2022		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2022-2023	2023-2024	2023-2024	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2020-2021 vs tarifs autorisés 2021-2022	12 668	9 249	1 307	
(3) Portion de l'écart application tardive déjà appliquée aux tarifs provisoires de 2021-2022	15 252	9 249	1 307	
(4) Variation de l'écart application tardive (ligne 2 moins ligne 3)	(2 584)	0	0	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé à intégrer au revenu requis de l'exercice de la ligne (1)	(2 738)	-	-	

L'écart au service de distribution est de -2 738 k\$ à remettre aux clients à travers les tarifs 2022-2023. Il est à noter qu'aucun écart n'a été généré aux services de transport et d'équilibrage. En effet, les tarifs demandés et appliqués à compter du 1^{er} octobre 2021 correspondent exactement aux tarifs finaux pour ces services.

- 2.2 Veuillez présenter les écarts relatifs à l'application tardive des tarifs finaux des années 2017-2018 à 2020-2021 qui auraient été comptabilisés si les tarifs proposés avaient été appliqués de façon provisoire au 1^{er} octobre de l'année visée, pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.3.

- 2.3 En prenant l'hypothèse que les tarifs proposés étaient appliqués de façon provisoire à compter de l'année 2015-2016, veuillez présenter les trop-perçus/manques à gagner (TP/MAG) qui auraient été inclus dans le revenu requis des dossiers tarifaires des années 2017-2018 à 2021-2022. Veuillez également comparer ces résultats avec ceux présentés dans les dossiers tarifaires.

Réponse :

Les écarts relatifs à l'application tardive des tarifs finaux, si les tarifs proposés avaient été appliqués de façon provisoire au 1^{er} octobre de l'année visée, sont présentés (avant intérêt) à la ligne 3 de chacun des tableaux.

Il est à noter que les écarts d'application tardive de la grille constatés au service de distribution sont isolés dans un CFR remis ou récupérés des clients dans l'exercice subséquent. Ce traitement diffère de celui des écarts des services de transport et d'équilibrage qui sont intégrés dans les TP/MAG constatés au rapport annuel de chaque exercice. Ainsi, ces écarts se trouvent à être récupérés ou remis aux clients dans le 2^e exercice subséquent.

Écarts application tardive de l'exercice :		2015-2016		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2016-2017	2017-2018	2017-2018	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2014-2015 vs tarifs autorisés 2015-2016	(6 316)	8 474	14 033	
(3) Écart tarifs demandés 2015-2016 vs tarifs autorisés 2015-2016	(2 200)	(284)	(7 111)	
(4) Portion qui aurait été appliquée dans tarifs provisoires 2015-2016 (l. 2 moins l. 3)	(4 116)	8 758	21 144	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé	(4 380)	9 320	22 502	
(6) Sans tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E intégrés dans les tarifs du dossier tarifaire de la ligne (1)	(6 895)	9 595	30 716	
(7) Avec tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E qui auraient été intégrés (l. 6 moins l. 5)	(2 514)	275	8 214	

Écarts application tardive de l'exercice :		2016-2017		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2017-2018	2018-2019	2018-2019	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2015-2016 vs tarifs autorisés 2016-2017	535	(12 754)	(2 707)	
(3) Écart tarifs demandés 2016-2017 vs tarifs autorisés 2016-2017	(79)	(625)	(33)	
(4) Portion qui aurait été appliquée dans tarifs provisoires 2016-2017 (l. 2 moins l. 3)	614	(12 129)	(2 674)	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé	652	(12 885)	(2 841)	
(6) Sans tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E intégrés dans les tarifs du dossier tarifaire de la ligne (1)	568	(9 242)	29 590	
(7) Avec tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E qui auraient été intégrés (l. 6 moins l. 5)	(84)	3 642	32 431	

Écarts application tardive de l'exercice :		2017-2018 *		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2018-2019	2019-2020	2019-2020	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2016-2017 vs tarifs autorisés 2017-2018	-	-	-	
(3) Écart tarifs demandés 2017-2018 vs tarifs autorisés 2017-2018	-	-	-	
(4) Portion qui aurait été appliquée dans tarifs provisoires 2017-2018 (l. 2 moins l. 3)	-	-	-	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé	-	-	-	
(6) Sans tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E intégrés dans les tarifs du dossier tarifaire de la ligne (1)	0	(27 430)	18 906	
(7) Avec tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E qui auraient été intégrés (l. 6 moins l. 5)	0	(27 430)	18 906	

* Les tarifs ont été appliqués dès le 1^{er} octobre 2017 pour l'exercice 2017-2018.

Écarts application tardive de l'exercice :		2018-2019		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2019-2020	2020-2021	2020-2021	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2017-2018 vs tarifs autorisés 2018-2019	1 891	(5 440)	(870)	
(3) Écart tarifs demandés 2018-2019 vs tarifs autorisés 2018-2019	2 359	408	109	
(4) Portion qui aurait été appliquée dans tarifs provisoires 2018-2019 (l. 2 moins l. 3)	(468)	(5 848)	(979)	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé	(498)	(6 228)	(1 042)	
(6) Sans tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E intégrés dans les tarifs du dossier tarifaire de la ligne (1)	1 993	(20 798)	13 494	
(7) Avec tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E qui auraient été intégrés (l. 6 moins l. 5)	2 491	(14 570)	14 536	

Écarts application tardive de l'exercice :		2019-2020		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2020-2021	2021-2022	2021-2022	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2018-2019 vs tarifs autorisés 2019-2020	(11 829)	(6 170)	(6 732)	
(3) Écart tarifs demandés 2019-2020 vs tarifs autorisés 2019-2020	(904)	-	(30)	
(4) Portion qui aurait été appliquée dans tarifs provisoires 2019-2020 (l. 2 moins l. 3)	(10 925)	(6 170)	(6 702)	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé	(11 616)	(6 560)	(7 126)	
(6) Sans tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E intégrés dans les tarifs du dossier tarifaire de la ligne (1)	(12 493)	12 649 *	3 437	
(7) Avec tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E qui auraient été intégrés (l. 6 moins l. 5)	(877)	19 209	10 562	

* MAG en Transport amortissement sur 3 ans autorisé par la Régie.

Écarts application tardive de l'exercice :		2020-2021		
(1) Intégration dans les tarifs de l'exercice :	2021-2022	2022-2023	2022-2023	
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	
	D	T	É	
(2) Écart tarifs 2019-2020 vs tarifs autorisés 2020-2021	1 824	8 588	(2 207)	
(3) Écart tarifs demandés 2020-2021 vs tarifs autorisés 2020-2021	1 380	700	601	
(4) Portion qui aurait été appliquée dans tarifs provisoires 2020-2021 (l. 2 moins l. 3)	444	7 889	(2 808)	
(5) Écart (4) majoré des intérêts calculés au coût moyen pondéré du capital autorisé	471	8 367	(2 978)	
(6) Sans tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E intégrés dans les tarifs du dossier tarifaire de la ligne (1)	1 917	18 147	8 520	
(7) Avec tarifs provisoires : CFR en D et (TP)MAG en T & E qui auraient été intégrés (l. 6 moins l. 5)	1 446	9 780	11 498	

2.4 Veuillez commenter la possibilité que l'application provisoire des tarifs proposés soit l'approche à retenir dans les dossiers tarifaires à venir, incluant la phase 2 du présent dossier.

Réponse :

Énergir accueillerait favorablement cette proposition. Cependant, le CFR relatif à l'application tardive de la grille tarifaire serait toujours nécessaire. En effet, advenant un écart entre les tarifs proposés et les tarifs finaux à la suite d'une décision sur le fond, les sommes à récupérer ou à remettre aux clients continueraient d'être portées au CFR.

3. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 15 et 17;
(ii) Dossiers tarifaires des années 2017-2018 à 2021-2022.

Préambule :

(i) « Pour certains services, des mécanismes sont déjà en place pour favoriser une stabilité tarifaire. De façon générale, des périodes d'amortissement plus longues diminuent les risques de voir survenir des hausses subites des tarifs, mais limitent du même coup les baisses de tarifs, en plus de soulever la question du rapport entre l'équité intergénérationnelle et la stabilité tarifaire. C'est en prenant en compte l'équilibre entre ces avantages et inconvénients qu'Énergir propose de modifier de façon permanente les périodes d'amortissement de certains CFR.

[...]

Conséquemment, Énergir propose les changements permanents suivants afin d'éviter la répétition de variations tarifaires aussi importantes que celles vécues en 2021-2022 et d'assurer les tarifs les plus stables et prévisibles possibles :

- Prolongation de la période d'amortissement du CFR-Trop-perçus et manques à gagner en transport pour la faire passer à trois ans;
 - Prolongation de la période d'amortissement du CFR-Trop-perçus et manques à gagner en équilibrage pour la faire passer à trois ans;
 - Prolongation de la période d'amortissement du CFR-Trop-perçus et manques à gagner en distribution pour la faire passer à deux ans;
 - Prolongation de la période d'amortissement du CFR-Écart de revenu-application tardive de la grille pour la faire passer à deux ans ».
- (ii) Le tableau de la question 3.1 est établi à partir des références suivantes :

Dossier	R-3987-2016	R-4118-2017	R-4076-2018	R-4119-2020	R-4151-2021
	Phase 2	Phase 2	Phase 2		

Pièces [B-0289](#) et [B-0302](#), p. 11 [B-0326](#), p.12 [B-0213](#), p. 10 [B-0204](#), p. 10
[B-0295](#) et [B-0107](#) et [B-0121](#) et [B-0072](#) et [B-0073](#)

Demandes :

3.1 Pour le service de transport, veuillez compléter les zones ombragées du tableau suivant et, le cas échéant, ajouter d'autres données pertinentes ou corriger celles présentées.

Service de transport						
Année tarifaire se terminant le 30 septembre (en 000\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2022-2023
Ajustement tarifaire prévu au dossier tarifaire	(25 493)	(29 655)	(35 057)	50 912	46 307	n/d
Impact découlant de la modification de la période d'amortissement						
Moins : (TP) / MAG amorti au dossier tarifaire sur un an	9 595	(11 391)	(27 430)	(20 798)	12 649	
Plus : (TP) / MAG amorti sur trois ans						
MAG de l'année 2014 amorti de 2016 à 2018	2 302					
MAG de l'année 2015 amorti de 2017 à 2019	13 207	13 206				
MAG de l'année 2016 amorti de 2018 à 2020	3 198	3 198	3 199			
(TP) de l'année 2017 amorti de 2019 à 2021		(3 797)	(3 797)	(3 797)		
(TP) de l'année 2018 amorti de 2020 à 2022			(9 143)	(9 143)	(9 144)	
(TP) de l'année 2019 amorti de 2021 à 2023				(6 933)	(6 933)	(6 932)
MAG de l'année 2020 amorti de 2022 à 2024					4 216	4 216
(TP)/MAG de l'année 2021 de 2023 à 2025						
Impact selon amortissement sur 3 ans plutôt qu'un an	9 112	23 998	17 689	925	(24 510)	
Impact sur le rendement et les impôts						
Ajustement tarifaire révisé selon proposition						n/d
Ajustement tarifaire prévu au dossier tarifaire en %	-9,91%	-14,32%	-26,34%	54,65%	32,04%	
Ajustement tarifaire en % révisé selon proposition						

Réponse :

Service de transport		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Année tarifaire se terminant le 30 septembre (000 \$)							
1	Ajustement prévu au dossier tarifaire	(25 493)	(29 655)	(35 057)	50 912	46 307	18 148
Impact découlant de la modification de la période d'amortissement :							
2	Moins : (TP) / MAG amorti au dossier tarifaire sur un an	9 595	(9 242)	(27 430)	(20 798)	0	18 148
	Plus : (TP) / MAG amorti sur 3 ans						
3	MAG de l'année 2014 amorti de 2016 à 2018	0					
4	MAG de l'année 2015 amorti de 2017 à 2019	13 207	13 206				
5	MAG de l'année 2016 amorti de 2018 à 2020	3 198	3 198	3 199			
6	(TP) de l'année 2017 amorti de 2019 à 2021		(3 081)	(3 081)	(3 081)		
7	(TP) de l'année 2018 amorti de 2020 à 2022			(9 143)	(9 143)	(9 144)	
8	(TP) de l'année 2019 amorti de 2021 à 2023				(6 933)	(6 933)	(6 932)
9	(TP) de l'année 2020 amorti de 2022 à 2024						12 649
10	(TP) de l'année 2021 amorti de 2023 à 2025						6 049
11	Impact selon amortissement sur 3 ans plutôt qu'un an	6 810	22 565	18 405	1 641	(16 077)	(6 382)
12	Impact sur le rendement et les impôts	1 758	657	(957)	(1 711)	(1 114)	1 605
13	Ajustement tarifaire révisé selon proposition	(16 925)	(6 433)	(17 609)	50 842	29 116	13 371
14	Ajustement tarifaire prévu au dossier tarifaire en %	-9,91%	-14,32%	-26,34%	54,65%	32,04%	9,51%
15	Ajustement tarifaire en % révisé selon proposition (calculé sur Tarifs dégroupés ajustés)	-6,58%	-2,99%	-11,69%	45,52%	21,41%	7,62%
16	Tarifs dégroupés initiaux	257 207	207 160	133 110	93 166	144 510	190 817
17	Tarifs initiaux avant ajustement tarifaire (ligne 16 / (1 + ligne 14 de t-1))		229 952	155 348	126 476	93 445	144 510
18	Tarifs dégroupés ajustés selon % révisé de la ligne 15 (ligne 17 * (1 + ligne 15 de t-1))		214 820	150 696	111 697	135 980	175 452

Ligne 1 : Année 2023 : En posant l'hypothèse que la variation tarifaire de 2023 est équivalente à l'amortissement du MAG de 2021 majorée des intérêts capitalisés.
Réf. : Rapport annuel 2021, R-4175-2021, B-0049, Énergir-8, Document 1, p. 1.

Ligne 1 : Année 2019 : Montant redressé pour refléter la décision finale comme présenté à la pièce B-0302, Gaz Métro-G, Document 6, p. 11 (R-4018-2017).

Ligne 2 : Année 2022 : L'amortissement du MAG de 2020 ne doit pas être pris en compte puisque déjà amorti sur trois ans (2022 à 2024).

Ligne 3 : Année 2018 : L'amortissement du MAG de 2014 ne doit pas être pris en compte puisque déjà amorti sur trois ans (2016 à 2018). Cet amortissement est également exclu de la ligne 2, l'amortissement de 9 595 k\$ ne comprend que celui du MAG 2016.

Ligne 18 : Rétablissement des tarifs dégroupés en fonction du % d'ajustement tarifaire révisé de l'année précédente (ligne 15).

3.2 Pour les services d'équilibrage et de distribution, en utilisant les données des dossiers tarifaires de la référence (ii), veuillez présenter l'ajustement tarifaire révisé selon les modifications proposées au présent dossier, pour les années 2017-2018 à 2021-2022.

Veuillez comparer ces ajustements tarifaires révisés avec ceux présentés aux dossiers tarifaires.

Réponse :

Service d'équilibrage		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Année tarifaire se terminant le 30 septembre (en 000\$)							
1	Ajustement prévu au dossier tarifaire	42 904	(4 322)	(36 765)	(14 859)	8 571	8 519
Impact découlant de la modification de la période d'amortissement :							
2	Moins : (TP) / MAG amorti au dossier tarifaire sur un an	30 716	29 590	18 906	13 494	3 437	8 519
	Plus : (TP) / MAG amorti sur 3 ans						
3	MAG de l'année 2014 amorti de 2016 à 2018	0					
4	(TP) de l'année 2015 amorti de 2017 à 2019	(2 416)	(2 416)				
5	MAG de l'année 2016 amorti de 2018 à 2020	10 239	10 239	10 239			
6	MAG de l'année 2017 amorti de 2019 à 2021		9 863	9 863	9 863		
7	MAG de l'année 2018 amorti de 2020 à 2022			6 302	6 302	6 302	
8	MAG de l'année 2019 amorti de 2021 à 2023				4 498	4 498	4 498
9	MAG de l'année 2020 amorti de 2022 à 2024					1 146	1 146
10	MAG de l'année 2021 amorti de 2023 à 2025						2 840
11	Impact selon amortissement sur 3 ans plutôt qu'un an	(22 893)	(11 903)	7 498	7 169	8 509	(35)
12	Impact sur le rendement et les impôts	506	1 895	2 063	1 456	822	507
13	Ajustement tarifaire révisé selon proposition	20 517	(14 331)	(27 204)	(6 234)	17 902	8 991
14	Ajustement tarifaire prévu au dossier tarifaire en %	33,31%	-2,41%	-20,42%	-10,36%	6,54%	6,10%
15	Ajustement tarifaire en % révisé selon proposition (calculé sur Tarifs dégroupés ajustés)	15,93%	-9,18%	-16,24%	-4,13%	12,77%	6,08%
16	Tarifs dégroupés initiaux	128 809	179 503	180 026	143 457	131 102	139 673
17	Tarifs initiaux avant ajustement tarifaire (ligne 16 / (1 + ligne 14 de t-1))		134 653	184 468	180 272	146 250	131 102
18	Tarifs dégroupés ajustés selon % de la ligne 15 (ligne 17 * (1 + ligne 15 de t-1))		156 100	167 533	151 000	140 212	147 841

Ligne 1 : Année 2023 : En posant l'hypothèse que la variation tarifaire de 2023 est équivalente à l'amortissement du MAG de 2021 majorée des intérêts capitalisés. Réf. : Rapport annuel 2021, R-4175-2021, B-0049, Énergir-8, Document 1, p. 1.

Ligne 1 : Années 2019 et 2020 : Montants redressés pour refléter la décision finale comme présenté à la pièce B-0302, Gaz Métro-G, Document 6, p. 11 (R-4018-2017) et B-0326, Énergir-G, Document 5, p. 12 (R-4076-2018).

Ligne 18 : Rétablissement des tarifs dégroupés en fonction du % d'ajustement tarifaire révisé de l'année précédente (ligne 15).

Ligne 3 : Année 2018 : L'amortissement du MAG de 2014 ne doit pas être pris en compte puisque déjà amorti sur trois ans (2016 à 2018). Cet amortissement est également exclu de la ligne 2, l'amortissement de 30 716 k\$ ne comprend que celui du MAG 2016.

Service de distribution		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Année tarifaire se terminant le 30 septembre (en 000\$)							
1	Ajustement prévu au dossier tarifaire	24 297	9 466	(63 929)	11 464	77 701	5 719
	Impact découlant de la modification de la période d'amortissement :						
	Moins : (TP) / MAG amorti au dossier tarifaire sur un an						
2	(TP) / MAG excluant découplage	(314)	(14 175)	(26 957)	(21 037)	(355)	(3 113)
3	(TP) / MAG portion découplage oct.-janv. (note 1)					(6 066)	4 776
4	(TP) / MAG portion découplage fév.-sept. (note 1)					4 480	4 056
	Plus : (TP) / MAG amorti sur 2 ans						
5	(TP) de l'année 2015 amorti de 2017 à 2018	(489)					
6	(TP) de l'année 2016 amorti de 2018 à 2019	(157)	(157)				
7	(TP) de l'année 2017 amorti de 2019 à 2020		(7 088)	(7 088)			
8	(TP) de l'année 2018 amorti de 2020 à 2021			(13 479)	(13 479)		
9	(TP) de l'année 2019 amorti de 2021 à 2022				(10 519)	(10 519)	
10	Découplage de oct.-janv. 2020 amorti de 2021 à 2022				(3 033)	(3 033)	
11	(TP) de l'année 2020 amorti de 2022 à 2023					(177)	(177)
12	Découplage de fév.-sept. 2020 amorti en 2022					4 480	
13	Découplage de oct.-janv. 2021 amorti de 2022 à 2023					2 388	2 388
14	(TP) de l'année 2021 amorti de 2023 à 2024						(1 557)
15	Découplage de fév.-sept. 2021 amorti en 2023						4 056
16	Impact selon amortissement sur 2 ans plutôt qu'un an	(332)	6 931	6 391	(5 993)	(4 920)	(1 009)
17	Impact sur le rendement et les impôts	(25)	(286)	(809)	(1 276)	(19)	(153)
18	Ajustement tarifaire révisé selon proposition	23 941	16 111	(58 347)	4 195	72 762	4 557
19	Ajustement tarifaire prévu au dossier tarifaire en %	4,51%	1,61%	-10,51%	2,08%	13,65%	0,88%
20	Ajustement tarifaire en % révisé selon proposition (calculé sur Tarifs ajustés)	4,44%	2,75%	-9,48%	0,75%	12,95%	0,71%
21	Tarifs dégroupés	539 084	586 672	608 527	550 587	569 425	647 126
22	Tarifs initiaux avant ajustement tarifaire (ligne 21 / (1 + ligne 19 de t-1))		561 371	598 864	615 219	557 811	569 425
23	Tarifs dégroupés ajustés de la ligne 20 (ligne 22 * (1 + ligne 20 de t-1))		586 301	615 320	556 881	562 013	643 147

Ligne 1 : Année 2023 : En posant l'hypothèse que la variation tarifaire de 2023 est équivalente à l'amortissement du MAG de 2021 majorée des intérêts capitalisés. Réf. : Rapport annuel 2021, R-4175-2021, B-0049, Énergir-8, Document 1, p. 1.

Ligne 23 : Rétablissement des tarifs dégroupés en fonction du % d'ajustement tarifaire révisé de l'année précédente (ligne 20).

Note 1 : Les TP/MAG relatifs au découplage des revenus doivent être amortis sur une période maximale de deux ans suivant leur constatation. Ces comptes seront amortis selon le même mécanisme que les comptes de stabilisation de la température. Le solde constaté au 31 janvier d'une année t sera amorti au cours des deux exercices subséquents, t+1 et t+2. Le découplage constaté pour le reste de l'année, soit au cours des mois de février à septembre de l'année t sera entièrement amorti au cours du deuxième exercice subséquent, t+2.



International Accounting Standards Board
Columbus Building | 7 Westferry Circus | Canary Wharf
London | E14 4HD | United Kingdom

July 30, 2021

Submitted electronically through the IFRS Foundation website (www.ifrs.org)

Re: Exposure Draft ED/2021/1 Regulatory Assets and Regulatory Liabilities

Dear Board members,

Énergir Inc. (Énergir) is pleased to respond to the International Accounting Standards Board's (the IASB) Exposure Draft *Regulatory Assets and Regulatory Liabilities* (the Exposure Draft or ED).

Énergir, L.P. is a diversified energy business, whose mission is to meet the energy needs of over 530,000 customers, and the largest natural gas distribution company in the Province of Quebec, Canada. Through its United States subsidiaries and other investments, Énergir, L.P. has a presence in over 15 states, where it generates, distributes and transports electricity from hydraulic, wind, and solar sources; it is the largest electricity distributor and the sole natural gas distributor in the State of Vermont. Through its other subsidiaries, it also provides a variety of energy services and power generation.

Énergir, L.P. currently prepares audited financial statements in accordance with U.S. GAAP, and its financial statements are consolidated in the audited consolidated financial statements of Énergir, the general partner and a limited partner of Énergir, L.P. Énergir is a reporting issuer under applicable securities legislation in all provinces and territories in Canada as a result of having issued various series of debt securities to the public. Énergir is a wholly-owned subsidiary of Noverco Inc., a private holding company.

Overall, we support the proposals contained in the Exposure Draft for establishing a standard for rate-regulated entities (the Standard) and that this ED will help meet the IASB's objectives as stated in the proposed Standard. However, we believe that the current proposed Standard does not meet our entity's needs given how closely integrated the Canadian utilities are with the U.S. market and given the prevalence of U.S. GAAP in our industry. We have outlined below a number of concerns that we hope will be considered.

If you have any questions or require any further information with respect to our comments, please contact me by email at dany.trudel@energir.com.

Sincerely,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Dany Trudel".

Dany Trudel, CPA
Corporate Controller

Impacts on Énergir

In our view, the proposed ED does not bring Énergir and its stakeholders much value and would result in significant additional costs that could be avoided by not transitioning to IFRS. This cost-benefit trade-off is not overall beneficial to the entity, financial statement users, or ratepayers.

We believe that existing U.S. GAAP reporting is sufficient for users since, as noted in the ED, supplementary disclosure is available through existing regulatory filings. In addition, as already noted in the ED, generally where the statutory reporting is inadequate for ratemaking, regulators will apply their own rules. Therefore, IFRS affects only statutory reporting, which is of lesser concern to users than the additional costs incurred for IFRS adoption and compliance.

As such, Énergir does not perceive an overall benefit in adopting IFRS.

1. Énergir's regulators

Énergir is regulated, in the Province of Quebec, by the Régie de l'Énergie (Régie) as well as the Canadian Securities Administrators (CSA). The CSA requires IFRS (except for certain statutory exemptions not available to Énergir) and has full discretion to require the applicable accounting framework for statutory reporting, as Énergir is a reporting issuer under applicable Canadian securities legislation. Énergir benefits from a discretionary exemption from the CSA from the requirement to prepare its financial statements under IFRS, subject to certain conditions, allowing Énergir to use U.S. GAAP. This exemption, which has been initially obtained by Énergir in 2011 and since renewed by the CSA, has effect until the earlier of (i) January 1, 2024; (ii) if Énergir ceases to have activities subject to rate regulation, the first day of Énergir's financial year that commences after Énergir ceases to have activities subject to rate regulation; and (iii) the effective date prescribed by the IASB for the mandatory application of a permanent specific standard within IFRS specific to entities with rate regulated activities. It is Énergir's current intention to ask the CSA to renew and extend such discretionary exemption. However, in light of condition (iii), Énergir has a strong interest in the outcome of the ED.

The Régie has the power to require separate accounting treatments from statutory reporting. It usually looks at three factors to determine whether a separate accounting treatment is required:

- a) Minimize ratepayer rates and rate volatility.
- b) Harmonization of treatment with entities under its regulation.
- c) Minimize regulatory and statutory accounting differences.

In general, the statutory accounting framework is identical to the regulatory framework, other than a few exceptions. In the event of a transition to IFRS:

- a) The impact on customers would likely be negative. Under IFRS, there would likely be significant cost differences in areas such as pension costs and utility plants. This could lead to higher service costs and more volatile earnings, therefore potentially resulting in larger and more frequent fluctuations in rates.
- b) There would be a loss of alignment with other utilities in Canada, many of whom will likely continue to use other GAAP since they are not subject to the IFRS requirements under applicable Canadian securities legislation.
- c) There would be a loss of harmonization between statutory and regulatory accounting treatments since certain costs currently capitalized and amortized can no longer be capitalized under IFRS such as AFUDC. The Régie could require that these costs continue to be amortized through a deferred expense account. This would imply significant additional work, complexity, risks and therefore costs for Énergir to prepare two sets of financial statements.

2. Énergir's U.S. subsidiaries

Énergir, like many other energy companies in Canada, has activities in the United States. More than 50% of Énergir's turnover originates from the United States. Vermont Gas System, Inc. and Green Mountain Power Corporation are two U.S. regulated entities in the United States that must prepare their financial statements under U.S. GAAP, regardless of Énergir's financial reporting framework.

If Énergir's statutory reporting becomes IFRS, U.S. subsidiaries will incur significant costs, effort, and complexity regarding IFRS conversion as well as ongoing dual reporting for consolidated financial statements in addition to regulatory reporting. Our view is that IFRS does not add much value for users, as U.S. users generally only consult U.S. GAAP reporting for statutory and regulatory reporting purposes.

As such, we believe that it would not be beneficial for Énergir's stakeholders to adopt IFRS. Below we have noted a few comments regarding the ED and the Board's request for comments.

1) Clarification over uncertainty

Under paragraph 28, the test for uncertain regulatory assets and liabilities is symmetrical and is based on the "more likely than not" threshold, which we believe is generally viewed as 51% or more likelihood. We agree with the Board's assessment in BC125 that a symmetrical approach is preferred since the regulator does not generally discriminate between asset and liability positions as long as the underlying principles being applied are sound.

Uncertainty challenges

However, in regards to uncertainty guidance, while we agree with the Board's assessment in BC124 that "there is generally little uncertainty about whether regulatory assets or regulatory liabilities exist," we believe that, in fact, specifically *because there is rarely uncertainty*, paragraph 28 will be useful only in rare circumstances where there exists uncertainty and fact patterns in paragraph 27 are not sufficient (for example, exceptional events, political uncertainty and new technologies).

We believe that when circumstances arise where significant judgment is required to determine whether a regulatory asset exists or not, such as greenhouse gas emission rights and newly developed technologies, utilities are prudent and prefer not recognizing amounts that would later be disallowed by the regulator. This is consistent with the regulatory climate of prudence and conservatism.

Proposed solution

Although it is true in general that more information is better than less in general purpose financial statements, we believe that specifically to rate-regulated utilities, more prudence is preferred rather than less for both the entity and its users. Therefore, we suggest the Board to raise the threshold of recognition to be relatively high, such as "highly likely". This would reduce the likelihood of recognizing of assets or liabilities that are later completely derecognized.

2) Exemption for Allowance for Funds Used During Construction (AFUDC)

Currently under U.S. GAAP ASC 980, the regulator permits AFUDC to be capitalized onto property, plant and equipment (PPE). When AFUDC is earned on assets constructed within rate base, it is collected during the construction period. When AFUDC is outside rate base, it is capitalized and collected alongside the depreciation of the PPE. The economic view is that AFUDC compensates the entity for the funds deployed during the construction period, and therefore must generate a return equal to any other fund invested in the regulated business.

Our view is that the proposed ED's overall framework intends to account for the economic effect of rate regulation in the financial statements, which is generally governed by agreements between the entity and its regulators. As a result, our view is that the trigger for recognition of AFUDC is the agreement with the regulator to allow for the new construction work. Once the entity is permitted to invest in PPE, then AFUDC should be recognized once construction work begins, as the performance obligation with the regulator is already met.

On the practical side, given that the proposed Standard does not allow recognition of regulatory assets for assets that are not yet ready for use, it creates a significant difference with U.S. GAAP.

We believe that not allowing for the same exemption as under U.S. GAAP for AFUDC will have the following practical impacts, among others:

- Entities applying IFRS will consistently show lower net asset balances than identical entities applying U.S. GAAP, as AFUDC is not recognized under IFRS despite the economic substance being identical
- The proposed time bands under paragraph 80 (a) will exclude AFUDC as it is not capitalized. We believe that the time bands disclosure might be less useful to users since it will not accurately reflect future rates. Users wishing to project future revenues must obtain and read supplementary documents such as regulatory filings.
- Entities may be incentivized to report an adjusted regulatory income figure including AFUDC in MD&As, as it may be requested by users to compare to U.S. GAAP entities. We believe IFRS measures should be as complete as possible and it is best to minimize the incentive for non-GAAP measures when possible.

In particular, in paragraph 79, the Board states that "understanding will provide insights into how regulatory assets and regulatory liabilities will affect the amount, timing and uncertainty of the entity's future cash flows." We agree with the IASB that the ultimate purpose of this Standard should be to provide insights into the entity's future cash flows.

We acknowledge that there would be uncertainty as to when the asset is ready for use and when AFUDC is amortized into rates. However, BC126 states that "even if the probability of a flow of economic benefits is low, recognition [...] would still result in relevant information." We agree with the Board that, generally, some relatively uncertain information is better than no information and that AFUDC would be one of those areas.

Proposed solution

Given the above, we believe paragraph 15 should be revised to allow balances to be included in total allowable compensation during the construction period when the regulator has permitted its inclusion into future rates, as the performance obligations are met in the current period. As a result, AFUDC would be capitalized as a regulatory asset during the construction period and recovered depending on the agreement with the regulator.

3) Transition specification and date

The Board has stated within BC204-205 that a full retrospective application is not likely to be “a burden and the Board does not expect the cost of applying the standard to be significant” for entities already recognizing regulatory assets and liabilities, as explained in BC250. As a result, the Board proposed in C1 a timeframe of 18-24 months for the adoption of this Standard.

We agree that the application of this proposed Standard by itself will not likely result in a significant burden for entities applying IFRS at the moment. We also agree that a full retrospective application of this standard will indeed provide more relevant information to users.

However, we believe that the effort, complexity and cost of performing a first-time IFRS adoption, in addition to handling the regulatory environment, will be demanding and burdensome when combined with the application of this Standard. For example, the regulator might wish to obtain comparisons between IFRS and U.S. GAAP for multiple topics and forecasted future cost of service. This effort will be even more pronounced for our U.S. subsidiaries, which would also be required to perform dual reporting under U.S. GAAP and IFRS.

Proposed Solution

We believe that rate-regulated entities currently applying U.S. GAAP would require more time to perform both an adoption of this Standard as well as a full IFRS first-time adoption. We suggest that the Board provide an additional allowable adoption timeframe, such as 36 months, for entities adopting this Standard alongside a first-time IFRS application.