

**RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA
RÉGIE) SUR LA DEMANDE CONJOINTE RELATIVE À LA FIXATION DE TAUX DE
RENDEMENT
ET DE STRUCTURES DE CAPITAL
(ADRESSÉE AU DR TOBY BROWN)**

RISQUES D'AFFAIRES ET DE RECOUVREMENT DU CAPITAL INVESTI

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 8 et 9, A9;
 - (ii) Pièce [B-0027](#), p. 2, lignes 17 à 24;
 - (iii) Pièce [B-0027](#), p. 34, A56;
 - (iv) Pièce [B-0131](#);
 - (v) Pièce [B-0015](#), p. 85, tableau 40;
 - (vi) Pièce [B-0015](#), p. 86, A84.

Préambule :

(i) « The allowed (or authorized) return on equity is a component of the authorized rates that the utility will charge its customers. Prospectively, investors will expect to earn a return equal to the allowed return provided that investors expect the costs that the utility will incur in providing utility service to customers to be equal to the amounts provided for in the authorized rates. For example, if investors expect that the utility will incur more Operation and Maintenance (O&M) expenses than the level adopted by the regulator in determining authorized rates, investors will expect to earn a return on equity below the level of the allowed return on equity.

Utility regulators usually aim to include in authorized rates a reasonable estimate of the cost of providing utility service in the test period. Thus, provided that the test period is representative of future conditions, investors will expect to earn a return equal to the allowed return. However, because utility assets are long-lived, investors need to be concerned about the possibility of failing to recover investment in these assets over an extended period of time. This concept is referred to as “capital recovery risk”, and is addressed further in the evidence of Dr. Brown. [nous soulignons]

(ii) « First, Dr. Villadsen’s gas LDC sample consists of nine companies each of which is predominantly engaged in gas distribution. Each company owns one or more gas LDCs which, as a group, mainly operate in sixteen U.S. states and are regulated on a cost-of service basis by regulatory commissions in those states. Since the sample companies have similar operations to the Utilities, and since the regulatory framework is broadly similar, I consider the gas LDC sample to be a relevant benchmark. I consider the business risk of the Utilities to be within the range of business risk defined by the gas LDC sample. » [nous soulignons]

(iii) « No. I do not believe that the Utilities are currently at risk of asset stranding in the sense of the Utilities not being able to recover prudently-invested capital or not having a reasonable opportunity to earn a fair return on prudently-invested capital. This is a fundamental principle of the “regulatory compact” underpinning utility regulation in Quebec, including how the Régie has interpreted the concept of a “reasonable rate of return”. However, at a time when policy-makers are considering policies to limit gas use or require the use of alternative fuels that will increase delivered prices, continuing to provide a reasonable opportunity to earn a fair return may require that the regulatory framework adapts in ways that are not yet clear. From an investor’s perspective, the fact that the regulatory framework may have to adapt to provide a reasonable opportunity to earn a fair return and recover prudently-invested capital generates uncertainty and therefore increases business risk.

I am not aware of any suggestion that the regulatory compact is changing such that utilities are expected to bear stranding risk. If such a change were to take place, the allowed rate of return would have to be set significantly above the cost of capital in order to meet the fair return standard ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(iv) La pièce B-0131 présente les taux de rendement autorisés et réalisés par les Demanderesses depuis 2002.

(v) «

FIGURE 40: RECOMMENDED CAPITAL STRUCTURES

	Common Equity	Preferred Equity	Debt
Énergir	43%	0%	57%
Intragaz	43%	0%	57%
Gazifère	45%	0%	55%

»

(vi) « Based on my analysis, I recommend an allowed ROE of 10.0 % for Énergir and Gazifère, which is based on my analysis of cost of equity for a Canadian Utility Sample and an U.S. Gas LDC sample, supported by a regulated Water Utility sample. As Dr. Brown concludes, the business risks for the Utilities is above that of the Natural Gas Sample, which has the most comparable business risk. The selection of the 10 % is based on the fact that 10 % is supported by (i) both the CAPM and DCF model, (ii) is part of the range of a reasonable ROE at both 40 % and 46 % equity, (iii) is consistent with what has recently been allowed other utilities in North America (when the equity percentage is considered), and (iv) is in the middle of the range using the forward-looking MRP. For Intragaz, I recommend an ROE of 10.5 %, which I discuss in more detail next ». [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 En vous référant à (i), (ii) et (iii), veuillez, pour chacune des Demanderesses, décrire l'évolution du risque de recouvrement du capital depuis le dernier examen complet de fixation de leur taux de rendement sur l'avoir propre.

Réponse :

Dr. Brown understands that the last occasion on which the Utilities rate of return on equity was reviewed was around 2010. In preparing his direct testimony Dr. Brown did not investigate how the risk of the Utilities had evolved over time. Rather, Dr. Brown's methodology was to consider the business risk of the Utilities now (and looking forward), and compare that business risk with the business risk of the utilities in Dr. Villadsen's sample. This allows a recommendation to be made for the authorised return on equity and the authorised capital structure, relative to the observed cost of equity of the sample.

Dr. Brown considers that an alternative method could have been to consider the evolution of the business risk of the Utilities over time. If business risk had increased over time, this would suggest that the authorised return on equity or the authorised equity thickness should be increased (relative to the amounts authorised in the prior proceeding all else equal). However, Dr. Brown did not adopt this method because to do so would require an assessment of business risk in 2010 as well as in 2022, and because this method would not produce a quantitative recommendation. Rather it would simply result in a conclusion that the authorised return on equity should be increased, should decrease, or should stay the same, all else equal. This method would not allow information about the cost of equity of the sample to be used to derive a recommendation for the Utilities cost of equity.

Dr. Brown has not evaluated the business risk of the Utilities as it was in 2010. However, Dr. Brown considers that most of the factors highlighted as important in his testimony would have been present in 2010, except that it seems likely that policies in Quebec concerning greenhouse gas emissions from the energy sector are probably more significant at this time than they were in 2010. Dr. Brown therefore considers that capital recovery risk may be higher now than it was in 2010. However, he has not conducted a complete analysis.

- 1.2 En vous référant à (iv), veuillez, pour chacune des Demanderesses, commenter la capacité de recouvrement du capital depuis le dernier examen complet de leur taux de rendement sur l'avoir propre.

Réponse :

Dr. Brown considers that an assessment of business risk has to be forward-looking, and that capital recovery risk refers to the ability of investors to recover their investment over a long

time horizon (similar to the economic life of the underlying assets). As such, the information in reference (iv) on achieved rates of return on equity is of limited or no relevance to this assessment.

- 1.3 En vous référant à (i), (ii) et (iii), veuillez, pour chacune des Demanderesses, commenter le risque de recouvrement du capital durant les 3 à 5 prochaines années par rapport à ce qu'il était depuis le dernier examen complet de leur taux de rendement sur l'avoir propre.

Réponse :

See answers 1.1 and 1.2. Dr. Brown emphasises that, in his view, the next 3–5 years is not a relevant time period for assessing capital recovery risk. Rather the relevant time period is the economic life of the underlying assets.

- 1.4 En vous référant à (v) et (vi), veuillez indiquer si les pourcentages d'avoir propre et les taux de rendement recommandés pour les Demanderesses sont ajustés à la hausse par rapport à ceux des entreprises de l'échantillon « *Gas Sample* » pour tenir compte du risque de recouvrement du capital. Dans l'affirmative, veuillez expliquer l'importance et la pertinence de l'ajustement.

Réponse :

Dr. Villadsen indicates that, for the purpose of determining the cost of equity, the relevant equity percentage are the market value based equity percentage, which is displayed in Dr. Villadsen's Schedule BV-5.2, PDF p. 186 of the Villadsen Direct. The Villadsen Direct, Q/A 81-82 explain the derivation of the capital structure and also note the challenges using credit metrics to derive an equity percentage for Gazifère. The recommended ROE is discussed in the Villadsen Direct, Q/A 84 for Énergir and Gazifère – in Q/A 85 for Intragaz. Neither the ROE nor the equity percentage is upward adjusted.

- 1.5 Veuillez concilier les affirmations aux références (ii) et (vi).

Réponse :

Dr. Villadsen indicates that, looking at Figure 31 and 32 in the Villadsen Direct, it is clear the recommended ROE is slightly above the average for the Canadian sample and near the average for the Gas LDC sample. For specifics regarding the recommendation, please refer to Dr. Villadsen's Direct, Q/A 84.

RISQUE D’AFFAIRES : VOLUMES DU SECTEUR INDUSTRIEL

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 21, A. 32;
 - (ii) Pièce [B-0027](#), TB-3, p. 6, 8 et 9;
 - (iii) Dossier R-4175-2021, pièce [B-0052](#), p. 5.
 - (iv) Dossier R-4175-2021, Pièce [B-0105](#), p. 4 et 7;
 - (v) Dossier R-4151-2021, pièce [C-ACIG-0016](#), p. 4, par. 14.

Préambule :

(i) Dans son témoignage, Monsieur Brown explique qu’environ 62 % des volumes d’Énergir sont associés au secteur industriel. [note de bas de page omise]

(ii) Monsieur Brown présente le tableau suivant afin d’illustrer la part de 62 % des volumes d’Énergir associés au secteur industriel :

2020 Industrial Volume	[1]	3,627,102,346
2020 Total Volume	[2]	5,870,667,122
Industrial Percentage of Total Volume	[3]	62%
2019 Customers	[4]	144,357
2015 Customers	[5]	139,116
Annual Growth Rate	[6]	0.9%

Source: Customers and Volume data provided by Energir.

Pour la période 2013-2020, Monsieur Brown présente les données concernant le nombre d’installations, le volume normalisé et le revenu D normalisé pour les clientèles des secteurs commercial, industriel, institutionnel et résidentiel au total. Il fait cette même présentation pour la région de Montréal pour Énergir. Le tableau suivant reproduit les données pour la période 2017 à 2020 :

**Demande conjointe relative à la fixation de taux de rendement
et de structures de capital, R-4156-2021**

Total	2017	2018	2019	2020
Commercial	47,474	48,435	49,143	49,506
Industriel	8,098	8,168	8,237	8,282
Institutionnel	6,828	6,767	6,725	6,775
Résidentiel	141,473	143,028	144,357	145,318
Nombre d'installations	203,873	206,398	208,462	209,881
Commercial	1,035,176,917	1,048,551,468	1,079,032,981	1,047,785,314
Industriel	3,696,285,850	3,918,971,165	3,787,292,893	3,627,102,346
Institutionnel	594,517,528	583,766,537	581,181,881	570,181,295
Résidentiel	592,133,327	594,341,652	604,954,366	625,598,167
Volume normalisé	5,918,113,622	6,145,630,822	6,052,462,121	5,870,667,122
Commercial	184,257,236	190,472,618	194,371,003	175,199,386
Industriel	172,015,247	182,337,287	182,202,637	166,015,823
Institutionnel	72,675,955	73,437,923	70,962,151	65,914,814
Résidentiel	151,256,117	156,586,505	156,974,816	149,498,683
Revenu D normalisé	580,204,555	602,834,332	604,510,608	556,628,706

Montréal	2017	2018	2019	2020
Commercial	16,966	17,051	17,058	17,004
Industriel	2,605	2,603	2,614	2,591
Institutionnel	2,582	2,507	2,422	2,431
Résidentiel	73,907	73,844	73,808	73,438
Nombre d'installations	96,060	96,005	95,902	95,464
Commercial	444,659,458	443,156,975	452,912,941	438,799,965
Industriel	763,870,623	850,740,507	830,114,378	802,007,789
Institutionnel	271,268,590	261,385,306	255,057,184	248,527,749
Résidentiel	405,093,365	403,430,418	403,953,821	415,491,955
Volume normalisé	1,884,892,036	1,958,713,206	1,942,038,324	1,904,827,458
Commercial	75,341,692	77,182,130	77,733,358	69,757,236
Industriel	39,150,967	42,311,061	42,135,690	38,197,918
Institutionnel	31,684,109	31,164,602	29,318,036	27,223,249
Résidentiel	94,719,564	97,509,441	96,814,551	91,691,477
Revenu D normalisé	240,896,332	248,167,235	246,001,634	226,869,880

(iii) Dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année tarifaire 2020-2021, Énergir dépose l'information suivante relativement aux volumes et aux nombres de clients pour le marché des grandes entreprises :

Tableau 1 – Marché des grandes entreprises (GE)

RÉEL 2021			BUDGET 2021			ÉCARTS RÉEL vs BUDGET	
DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS (#)	VOLUMES DE DISTRIBUTION (10 ³ m ³)	DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS (#)	VOLUMES DE DISTRIBUTION (10 ³ m ³)	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION (10 ³ m ³)
PALIER 4.6	47	260 229	PALIER 4.6	47	275 467	(0)	(15 239)
PALIER 4.7	35	730 680	PALIER 4.7	36	733 412	(1)	(2 731)
PALIER 4.8	12	740 793	PALIER 4.8	13	722 597	(1)	18 196
PALIER 4.9	3	512 845	PALIER 4.9	3	509 906	-	2 940
PALIER 4.10	2	577 103	PALIER 4.10	2	569 724	-	7 379
TARIF 4	99	2 821 651	TARIF 4	101	2 811 106	(2)	10 545
PALIER 5.5 VA	14	22 973	PALIER 5.5 VA	15	26 624	(1)	(3 651)
PALIER 5.5 VB	33	55 868	PALIER 5.5 VB	32	56 510	1	(641)
PALIER 5.6 VA	3	20 698	PALIER 5.6 VA	3	19 055	-	1 643
PALIER 5.6 VB	8	33 415	PALIER 5.6 VB	11	42 177	(3)	(8 763)
PALIER 5.7 VA	5	32 389	PALIER 5.7 VA	5	28 078	(0)	4 310
PALIER 5.7 VB	3	14 330	PALIER 5.7 VB	3	10 372	-	3 959
PALIER 5.8 VA	4	16 405	PALIER 5.8 VA	3	14 430	1	1 975
PALIER 5.8 VB	1	9 609	PALIER 5.8 VB	1	-	-	9 609
PALIER 5.9 VA	5	69 827	PALIER 5.9 VA	5	35 679	(1)	34 148
PALIER 5.9 VB	-	-	PALIER 5.9 VB	-	-	-	-
TARIF 5	75	275 534	TARIF 5	78	232 925	(3)	42 590
TOTAL (excl GA)	174	3 097 165	TOTAL (excl GA)	179	3 044 030	(5)	53 134
GA	3	105 890	GA	-	-	3	105 890
TOTAL	177	3 203 055	TOTAL	179	3 044 030	(2)	159 025

(iv) Dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année tarifaire 2020-2021, afin de mettre à jour sa base de données historiques, Énergir dépose l'information relativement au nombre de clients, volumes et revenus par classe de tarif. Le tableau ci-dessous présente ces données pour les années tarifaires 2015-2016 à 2020-2021 :

**Demande conjointe relative à la fixation de taux de rendement
et de structures de capital, R-4156-2021**

	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Nombre moyen de clients par classe de tarif						
Tarif D ₁	199 850	202 450	205 097	207 191	209 231	210 774
Tarifs D ₁ et D ₃	268	264	265	271	276	277
Tarif D ₄	98	98	99	99	97	99
Total service continu	200 216	202 812	205 461	207 561	209 605	211 150
Saisonnier						
Interruptible (tarif D ₂)	78	74	73	73	74	75
Gaz d'appoint	2	2	2	3	2	3
Tarif de réception			1	1	1	2
Total	200 296	202 888	205 538	207 638	209 682	211 230
Volume par classe de tarif (milliers de m ³ , @ 37,89 MJ/m ³)						
Tarif D ₁	2 492 777	2 585 723	2 654 649	2 726 478	2 662 050	2 613 916
Tarifs D ₁ et D ₃	226 777	242 762	257 130	277 551	277 932	276 392
Total petit et moyen débits	2 719 554	2 828 485	2 911 779	3 004 029	2 939 982	2 890 308
Grand débit (tarif D ₄)	2 574 024	2 701 169	2 826 615	2 713 225	2 535 117	2 821 651
Cession de capacité						
Ventes hors franchise						
Total service continu (Note 1)	5 293 578	5 529 654	5 738 394	5 717 254	5 475 099	5 711 959
Interruptible (tarif D ₂)	286 470	267 004	269 594	289 107	303 925	275 514
Gaz d'appoint	46 064	71 712	84 795	80 253	81 399	105 890
Normalisation						
Ajustement pour valeur calorifique						
Total	5 626 112	5 868 370	6 092 783	6 086 614	5 860 423	6 093 363
Revenu par classe de tarif (milliers de \$)						
Tarif D ₁	760 113	867 115	734 224	753 259	609 632	698 687
Tarifs D ₁ et D ₃	34 601	27 560	29 217	28 990	23 464	24 854
Total petit et moyen débits	794 714	895 275	763 441	782 249	633 096	623 541
Grand débit (tarif D ₄)	300 494	221 833	213 148	184 635	145 705	162 607
Rabais						
Échanges de gaz						
Cession de capacité						
Ventes hors franchise						
Revenus de réception (D ₄)			110	407	553	482
Autres	2 646	3 727	1 873	(38)	(894)	223
Ajustements re : inventaires	(2 869)	23 044	5 236	3 079	1 740	61
Total service continu	1 094 985	943 879	963 808	970 332	780 201	786 913
Interruptible (tarif D ₂)	36 453	21 062	19 131	19 568	15 122	14 801
Gaz d'appoint	683	1 149	1 273	2 373	2 192	3 114
Normalisation (Contrepartie)						
Moins :	(2 492)	(2 119)	(208)	-	-	(83)
Vente de marchandise						
Ajustements re : inventaires						
Total	1 129 629	963 971	1 004 004	992 272	797 514	804 745

(v) Dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, l'ACIG précisait ce qui suit relativement à la difficulté de la clientèle du secteur industriel de substituer le gaz naturel par une autre source d'énergie :

« [...] la majorité des clients de l'ACIG n'ont pas le choix que de consommer du gaz naturel. Parce qu'ils ne peuvent pas substituer par l'électricité, ou par du « fuel », ou par toute autre forme d'énergie ».

Demandes :

2.1 À l'examen des références (i) et (ii), il appert que les données déposées au dossier du rapport annuel 2020-2021 ne concordent pas avec les données utilisées dans la preuve du Dr Brown aux références (iii) et (iv).

2.1.1. Veuillez préciser les sources de données utilisées aux fins de préparer le tableau en référence (ii).

Réponse :

Les données présentées au tableau de la référence (iii) concernent exclusivement le marché des grandes entreprises. Ce marché n'est pas équivalent au secteur industriel ni à aucun autre secteur présenté à la référence (ii). Il n'y a donc pas de parallèle à faire entre les informations présentées au présent dossier (références (i) et (ii)) et celles présentées au rapport annuel (référence (iii)).

Les segments présentés aux références (i) et (ii) ne sont pas équivalents aux tarifs de distribution présentés à la référence (iv). Il n'y a donc pas de parallèle à faire entre les informations par segment et les informations par tarif.

En ce qui concerne les totaux (clients, volumes et revenus) entre les références (ii) et (iv), les écarts s'expliquent principalement par la méthodologie utilisée afin de colliger l'information.

Le tableau de la référence (ii) correspond à la photo de l'ensemble de la clientèle une fois l'année financière terminée et comprend donc l'information, pour chaque client, de sa consommation annuelle et du montant de sa facture, sur l'ensemble de l'année. Une installation ayant consommée au moins 1 m³ durant l'année compte pour un client.

Le tableau à la référence (iv), correspond plutôt à la somme des douze fermetures mensuelles comptables. Une installation qui a reçu une facture pour un mois donné compte pour un douzième de client. Ainsi, si le client reçoit une facture pour chacun des mois de l'année financière, il correspond à un client annuel. À noter qu'au moment de fermer un mois comptable, l'information par client n'est que fragmentaire.

Une partie de l'écart provient aussi de la méthode de normalisation des volumes qui est différente entre la référence (ii) et (iv). Celle utilisée à la référence (ii) est une méthode standard de normalisation des livraisons et des revenus appliquée à chaque client. Alors qu'à la référence (iv), la méthode utilisée est celle approuvée par la Régie et qui se fait à partir d'une régression linéaire appliquée sur l'ensemble de la clientèle chauffage.

- 2.1.2. Veuillez réconcilier les données présentées à la référence (ii) et les données déposées par Énergir à la Régie dans le cadre du dossier du rapport annuel, comme par exemple les données présentées aux références (iii) et (iv).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.1.

- 2.1.3. En outre, la référence (ii) présente des données relatives au nombre d'installations, veuillez définir le terme « installation » et en expliquer la différence avec le terme « clients » utilisé en référence (iii) et (iv).

Réponse :

« Installation » réfère à l'installation physique d'Énergir (branchement et compteur) qui ne change pas, par exemple, lors d'un déménagement d'un particulier, alors que le « Client » réfère au client rattaché à cette installation, soit un compte de contrat « actif » qui lui est associée.

- 2.1.4. Veuillez présenter les définitions des termes « Volume normalisé » et « Revenu D normalisé » en référence (ii). Veuillez préciser si ces définitions correspondent à celles utilisées en références (iii) et (iv).

Réponse :

Le terme « Volume normalisé » signifie que les livraisons de gaz naturel ont été corrigées de la température afin de prendre en compte les températures plus froides ou plus chaudes par rapport à une température normale. Idem pour le terme « Revenu D normalisé ».

La réponse à la question 2.1.1 décrit les différences méthodologiques dans l'application de la normalisation entre les données à la référence (ii) et celles à la référence (iv).

- 2.2 Veuillez décrire brièvement l'évolution des volumes et des proportions des volumes attribuables à la clientèle industrielle depuis les 10 dernières années. Veuillez produire les chiffres à l'appui.

Réponse :

Dr. Brown has created a table using the data in reference (ii) (attached as EGI-18.2.1). This table shows that total volume has been growing at slightly less than 1 % per year, and industrial volume has been growing at about 1 % per year. As a fraction of the total, industrial demand has been fairly constant at about 62 %.

- 2.3 Compte tenu de la position exprimée par l'ACIG concernant la difficulté de substituer le gaz naturel par une autre source d'énergie, veuillez estimer la proportion des volumes associés au secteur industriel mentionnés à la référence (i) et (ii), soit 62 % du volume total d'Énergir

en 2020 ou 3 627 102 346 m³ en volume normalisé pour 2020, qui serait difficilement substituable. Veuillez élaborer.

Réponse :

Dr. Brown has no information about the fraction of industrial volumes which would be easy (or difficult) to substitute with an alternative energy source. Dr. Brown notes, however, that industrial demand could be at risk first because of substitution with an alternative energy source, and second through relocation of industrial activity to somewhere with cheaper sources of energy (and other required inputs).