

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No. : R-4333-2026

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

et

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS
RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC -et- Als.**

Intervenants

**R-4333-2026 - HQD - DEMANDE DU DISTRIBUTEUR RELATIVE À LA FIXATION DES TARIFS
CENTRES DE DONNÉES ET POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS**

COMPILATION D'EXTRAITS

EN VUE DU CONTRE-INTERROGATOIRE DES TÉMOINS DE HQD

PANEL #1

PAR LE RNCREQ

5 OCTOBRE 2026

1. TARIFS CD ET CB

Extrait #1 – N.S. du 1^{er} octobre 2026 (A-0039), p. 59-61 :

Me Paule Hamelin à M. LUC DUBÉ :

Q. Est-ce qu'au niveau du tarif CB vous êtes d'accord avec moi qu'il s'agit de charges qui sont déjà existantes sur le réseau?

R. Oui, ils sont déjà existants.

Q. Et que pour ces clients-là, il n'est pas question de charges additionnelles?

R. Dans l'état actuel des choses, non.

[...] Donc, la réflexion qu'on a, c'est : une fois que l'on a le CD de fixé, assurément, via les retombées économiques qui sont moindres du côté du tarif du CD, il fallait trouver une façon de majorer ou d'avoir un impact un peu plus élevé en termes de tarifs par rapport à celui du CD. C'est la réflexion... Fait que croissance de la demande ou pas, dans le fond, c'est vrai pour le CB, mais c'est vrai aussi pour le CD, c'est-à-dire que les clients qui sont là existants ne créent pas nécessairement de pression additionnelle, mais il faut s'assurer que l'ensemble de la clientèle de cette catégorie, de ces deux catégories de clients là, paie un tarif qui est équivalent.

Extrait #2 - N.S. du 1^{er} octobre 2026 (A-0039), p. 143-144 :

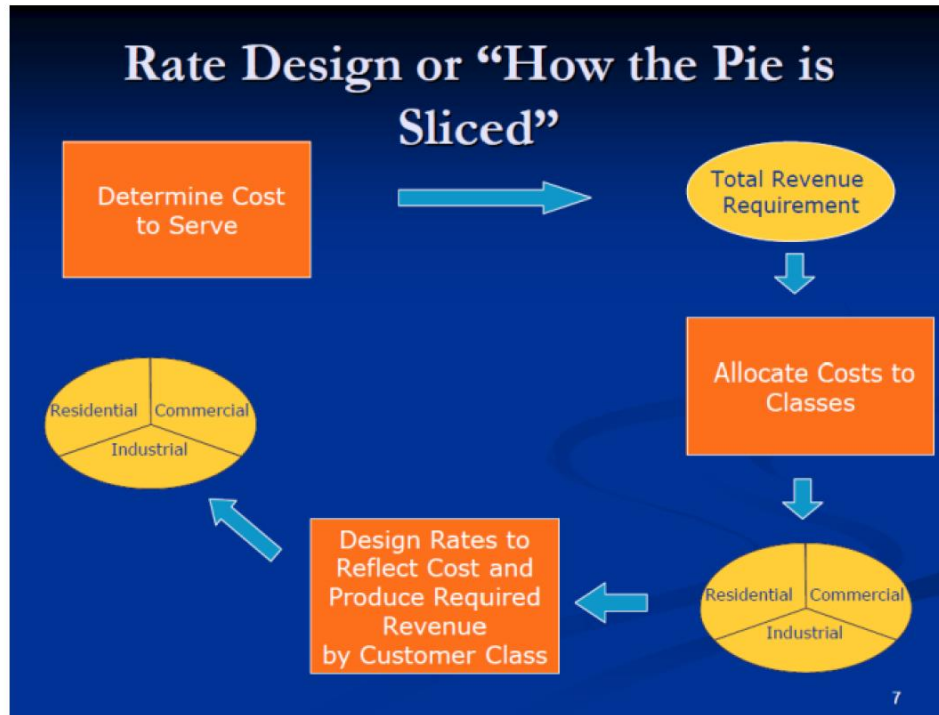
Me Marie-Pierre Boudreau à Mme SARAH TRABELSI :

Q. [137] Est-ce que cette crainte que vous avez d'une forte demande, d'une croissance sans commune mesure, est-ce que cette crainte que vous avez, n'est-elle pas mitigée du fait que vous avez un processus d'autorisation ministérielle en place d'abord, mais que le premier critère que le ministre doit considérer avant d'allouer des blocs d'électricité, c'est la capacité du Distributeur d'effectivement distribuer l'électricité dans ce contexte-là?

R. Oui. En fait, effectivement, nous, on pense que les deux mécanismes sont très, en fait, complémentaires. Le Gouvernement, encore une fois, gère ce qu'on appelle le risque/volume. C'est-à-dire effectivement, lui...

Et d'ailleurs, Hydro-Québec est consultée dans le processus d'allocation des blocs. Donc, oui, il y a des décisions qui sont prises sur les blocs qui sont octroyés. Ça prend en considération d'autres critères, évidemment.

Extrait #3 – Mémoire du RNCREQ, [C-RNCREQ-0012](#), p. 19 :



Extrait #4 – N.S. du 1^{er} octobre 2026 (A-0039), p. 49 :

Mme SARAH TRABELSI :

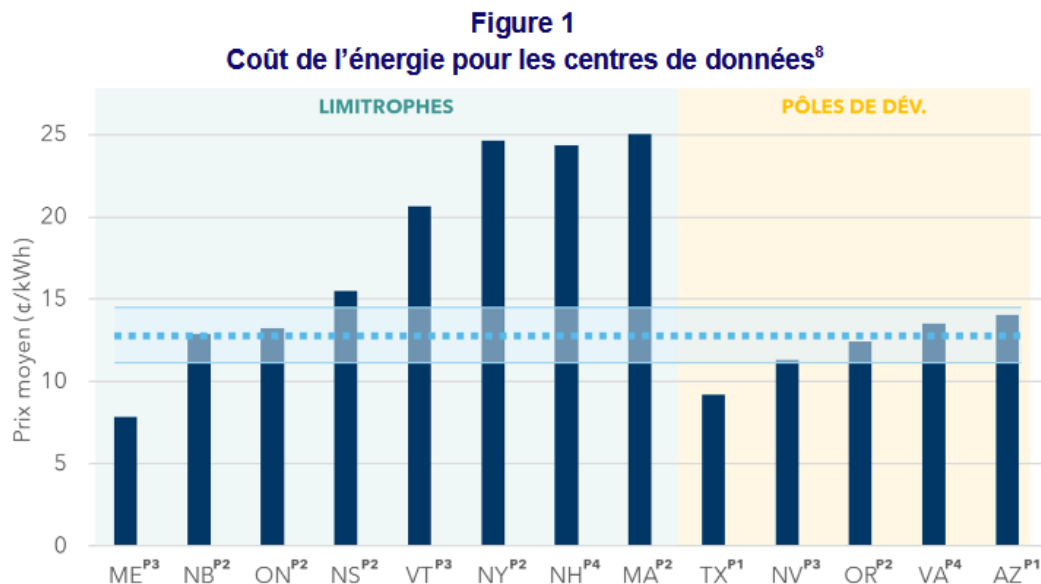
Mais l'objectif de notre stratégie, en tout cas la stratégie telle qu'on la propose, c'est de donner un meilleur signal de prix. Le signal de prix vise le coût marginal. Toute notre stratégie tarifaire qu'on présente aujourd'hui se base sur ce concept-là. Maintenant qu'on a dit ça, et c'est vraiment un signal pertinent qui représente la valeur en fait de l'approvisionnement ou le coût de l'approvisionnement qui est déclenché pour répondre à cette demande, donc, une fois qu'on a dit ça, c'est notre principe de base.

Extrait #5 – N.S. du 1^{er} octobre 2026 (A-0039), p. 94 :

Mme SARAH TRABELSI :

Encore une fois, nous sommes en train de refléter un signal de prix. Le signal de prix est donné par le douze cents du kilowattheure (12 ¢/kwh). Il a été approuvé par la Régie de l'énergie dans le cadre du plan d'approvisionnement. C'est celui-là qu'on retient.

Extrait #6 – B-0004, p. 10 :



Extrait #7 – Dossier R-4307-2025, [B-0017](#), p 13 :

Tableau 9.1
Achats d'électricité
Année témoin 2028

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Consommation patrimoniale			(5) Consommation postpatrimoniale			(8) Consommation patrimoniale et postpatrimoniale		
	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh) ⁽¹⁾	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh) ⁽²⁾	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût total (M\$)
1 Domestiques									
2 Tarifs D et DM	4,68	55 926	2 615,2	11,78	8 897	1 048,4	5,65	64 822	3 663,6
3 Tarif DP	4,29	1 649	70,7	11,99	262	31,4	5,35	1 911	102,2
4 Tarif DT	4,39	1 463	64,3	11,92	233	27,7	5,43	1 696	92,0
5 Flex D	4,65	5 214	242,6	11,68	829	96,9	5,62	6 043	339,5
6 TDT	4,07	505	20,5	11,91	80	9,6	5,14	585	30,1
7 Total	-	64 756	3 013	-	10 301	1 214	-	75 057	4 227
8 Généraux									
9 Tarifs G et à forfait	4,20	7 994	335,4	12,08	1 272	153,7	5,28	9 266	489,0
10 Flex G	4,17	173	7,2	11,98	27	3,3	5,24	200	10,5
11 Tarif Biénégie - petite puissance	4,13	10	0,4	11,51	2	0,2	5,14	11	0,6
12 Tarifs d'éclairage public et sent.	4,00	262	10,5	12,01	42	5,0	5,10	303	15,5
13 Tarif M	3,98	28 393	1 131,4	12,03	4 517	543,3	5,09	32 910	1 674,7
14 Tarif CB moyenne puissance	3,48	133	4,6	12,03	21	2,5	4,65	154	7,2
15 Tarif Biénégie - moyenne puissance	3,96	20	0,8	11,48	3	0,4	4,99	23	1,1
16 Tarif G9	4,25	478	20,3	11,97	76	9,1	5,31	554	29,4
17 Tarif Biénégie - moyenne puissance faible FU	4,19	3	0,14	11,49	1	0,06	5,19	4	0,20
18 Tarif BR	4,12	724	29,9	11,98	115	13,8	5,20	839	43,7
19 Tarif LG	3,99	12 908	514,4	11,84	2 053	243,1	5,06	14 961	757,4
20 Tarif CB grande puissance	3,41	685	23,4	11,86	109	12,9	4,57	794	36,3
21 Tarif H	3,72	7	0,2	11,65	1	0,1	4,81	8	0,4
22 Total	-	51 789	2 078,6	-	8 238	987,4	-	60 027	3 066,0

Extrait #8 – Réponse à la DDR no 1 de la Régie, [B-0032](#), p 8 :

1.3.4. Le cas échéant, veuillez expliquer de quelle façon le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué serait pris en compte dans la calibration du tarif CD.

Réponse :

8 Tout d'abord, le Distributeur tient à rappeler que les tarifs visent à récupérer
9 l'ensemble du revenu requis, dont notamment le coût de fourniture qui en est
10 une composante. Cependant, compte tenu de l'interfinancement (art 52.1 de la
11 LRÉ), il n'existe pas d'arrimage exact entre les revenus générés par un tarif et
12 le coût de desserte d'une catégorie de consommateurs. La calibration de
13 chacune des composantes des tarifs vise ainsi à récupérer le revenu requis tout
14 en envoyant des signaux de prix appropriés à chacune des catégories de
15 consommateurs.

16 Ainsi, le Distributeur est d'avis qu'afin de mitiger les impacts sur le reste de la
17 clientèle de la croissance soutenue du secteur d'activité visé et compenser les
18 coûts d'approvisionnements associés, un signal de prix basé sur les coûts
19 d'approvisionnements à la marge est l'avenue appropriée.

20 Le tarif CD a donc été calibré de façon à refléter le coût d'approvisionnement à
21 la marge, soit les coûts évités de puissance et d'énergie. Comme mentionné en
22 réponse à la question précédente, le coût de l'électricité patrimoniale qui sera
23 allouée aux fins de la répartition des coûts n'est pas un facteur influençant la
24 calibration du tarif CD.

Extrait #9 – Dossier R-4307-2025, [B-0088](#), p. 14 :

Demande :

8.1 Veuillez présenter les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01.

Réponse :

Voir le tableau 1 de la pièce HQD-4, Document 2 ([B-0015](#)) déposée dans le dossier de la demande d'approbation desdits contrats (R-4264-2024).

Extrait #10 – Dossier R-4264-2024, [B-0015](#), p. 12 :

Table 1: Summary of Bids Selected for 2023 Wind MW Call for Tenders for 1,500 MW

Bid No.	Type	Capacity (MW)	Energy (MWh)	COD (Yr)	Trans Cost - \$2023 per MWh (Cn\$)	Losses – and curtailment cost - \$2023 per MWh (Cn\$)	Real Levelized Cost of Energy - \$2023 per MWh (Cn\$)	Final Project Cost – energy, losses, transmission costs and curtailment - \$2023 per MWh – (Cn\$)
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9
2	Wind	291.4	849,659	2029	\$26.90	-\$6.20	\$87.40	\$108.10
21	Wind	100.0	306,425	2028	\$11.65	-\$6.06	\$81.86	\$87.45
29	Wind	150.0	462,878	2029	\$19.01	-\$6.12	\$82.57	\$95.47
31	Wind	196.0	675,801	2027	\$10.80	-\$3.87	\$58.16	\$65.08
49	Wind	100.0	272,006	2027	\$13.60	-\$5.82	\$78.56	\$86.35
52	Wind	300.0	927,105	2029	\$15.35	-\$5.51	\$74.45	\$84.28
59	Wind	147.0	394,529	2028	\$15.70	-\$5.69	\$76.87	\$86.88
66	Wind	265.2	605,199	2029	\$12.85	-\$6.40	\$86.38	\$92.83
Total		1,549.6	4,493,602		\$16.47	-\$5.62	\$77.64	\$88.49

Extrait #11 – [Conférence préparatoire à l'appel d'offres de janvier 2023](#) (éolien), p. 35-36 :

PROCESSUS DE SÉLECTION

- Le **coût de l'électricité est établi** par le total des :
 - **Prix offerts** par le soumissionnaire pour :
 - l'énergie (\$/MWh)
 - la **puissance garantie** (\$/kW-an) offerte par un SSÉ, **si applicable**
 - la **formule d'indexation**
 - **Coûts de transport** estimés par le Transporteur
 - **Autres frais additionnels** faisant partie de la formule de prix proposé par le soumissionnaire.
- Les **flux monétaires annuels des coûts** composant le coût de l'électricité **sur toute la durée du contrat** sont **actualisés en dollars de 2023**, puis traduits en un coût unitaire actualisé exprimé en \$/MWh.
- **60 points** à la **soumission** offrant le **coût total le plus bas**
 - Pour les autres soumissions, le pointage est établi selon un ratio en lien avec la soumission offrant le coût le plus bas

36 Hydro-Québec

**Étape 2:
Coût de l'électricité**

PROCESSUS DE SÉLECTION

Éléments d'analyse par le Transporteur pour le coût de transport

1. Coûts du poste de départ, incluant le réseau collecteur, du projet jusqu'à hauteur du maximum applicable
2. Coûts de raccordement au réseau régional de transport (315 kV et moins ou de distribution) :
 - a. les coûts de renforcement pour lignes et postes
 - b. les coûts de plafonnement, le cas échéant
3. Taux de pertes électriques différentielles
N.B. Le projet peut accroître ou réduire les pertes sur le réseau.
4. Coûts évités d'investissements futurs sur le réseau, s'il y a lieu

**Étape 2:
Coût de l'électricité
(suite)**

Extrait #12 – Dossier R-4306-2025, [B-0005](#), p 5 :

16 Le Transporteur a ainsi notamment identifié trois axes de transport de son réseau principal à
17 renforcer de façon prioritaire et qui font actuellement l'objet d'études d'avant-projet.

18 Les régions de la Côte-Nord et du Bas-Saint-Laurent présentent un fort potentiel de
19 développement de production électrique qui est actuellement limité par la capacité régionale
20 du réseau de transport principal. Les projets de renforcement sur chacun de ces deux axes
21 permettront de décongestionner le réseau électrique de ces deux régions. En particulier, le
22 projet du Bas-Saint-Laurent est nécessaire pour ajouter de la production éolienne en Gaspésie
23 ou au Bas-Saint-Laurent.

24 Par ailleurs, le renforcement de l'axe de la Côte-Nord permettra d'augmenter la résilience du
25 réseau principal en implantant un nouveau corridor énergétique parallèle au corridor existant
26 vulnérable aux événements climatiques.

27 Enfin, une forte croissance de la charge est anticipée dans la Vallée du Saint-Laurent, et plus
28 particulièrement dans la grande région de Montréal. Le projet de renforcement de cet axe
29 permettra de soutenir la croissance de la charge au sud en maintenant la fiabilité du réseau
30 principal.

Extrait #13 – Dossier R-4306-2025, [B-0005](#), p. 16-17 :

Tableau 8
Prévision des besoins des services de transport à long terme (MW)

Services de transport	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Charge locale	40 534	40 868	41 483	42 631	43 434	44 190	44 914	45 852	46 947	47 963
Point à point	6 358	6 807	6 807	6 807	6 807	6 807	6 807	6 807	6 807	6 807
Total	46 892	47 675	48 290	49 438	50 241	50 997	51 721	52 659	53 754	54 770

Tableau 9
Impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2035

Années	Ajouts nets à la base de tarification (M\$)	Coût du capital ¹ (M\$)	Charges d'exploitation (M\$)	Amortissement (M\$)	Taxe sur les services publics ² (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport de la charge locale (MW)	Besoins de transport de point à point (MW)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
1 2025							3 476	40 246	4 259	44 505	78,10
2 2026	1 699	30	44	72	0	147	3 623	40 534	6 358	46 892	77,26
3 2027	2 386	129	61	123	9	322	3 798	40 868	6 807	47 675	79,67
4 2028	1 139	229	82	190	22	523	3 999	41 483	6 807	48 290	82,81
5 2029	2 364	334	118	320	26	799	4 275	42 631	6 807	49 438	86,47
6 2030	1 813	447	172	415	38	1 071	4 547	43 434	6 807	50 241	90,51
7 2031	2 084	498	215	467	45	1 225	4 701	44 190	6 807	50 997	92,18
8 2032	1 254	546	261	518	53	1 378	4 854	44 914	6 807	51 721	93,85
9 2033	2 175	579	321	612	56	1 569	5 045	45 852	6 807	52 659	95,79
10 2034	858	683	426	675	64	1 848	5 324	46 947	6 807	53 754	99,04
11 2035	3 008	674	527	725	64	1 990	5 466	47 963	6 807	54 770	99,79

14 Ensemble de la période 2026 à 2035

89,74

¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,694 % en 2026, de 5,758 % en 2027 et de 5,798 % en 2028 proposé dans la demande R-4305-2025, pièce HQTD-3, Document 1.

² Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec

Extrait #14 – [B-0025](#), p. 7 :

4. Conclusion

27 Les divers éléments mentionnés au présent complément de preuve appuient la pertinence de
28 l'utilisation des coûts marginaux d'approvisionnement. Une telle approche est en parfaite
29 cohérence avec les modifications apportées à la LRÉ par la *Loi sur la gouvernance*
30 *responsable* pour la fixation des tarifs. Dans cette dernière, le législateur invite désormais la
31 Régie à fixer des tarifs qui contribuent à la transition énergétique ou le développement
32 économique, notamment en permettant l'envoi de signaux de prix pour encourager la clientèle
33 à faire une meilleure consommation de l'électricité et à reconnaître la réelle valeur d'une
34 énergie propre et renouvelable. Plus précisément, les modifications apportées à la LRÉ
35 envoient un signal clair quant à la possibilité de s'écarter d'une approche fondée
36 principalement sur la causalité des coûts⁴ et dorénavant de tenir compte d'autres paramètres,
37 facilitant ainsi la fixation de tarifs à usage. Quant aux différents éléments devant être

⁴ Abrogation de l'article 51 de la LRÉ.

Original : 2026-05-04

**HQD-5, Document 2
Page 7 de 8**

Extrait #15 – Ancien article 51 LRÉ :

51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

Il en est de même pour l'emmagasiner du gaz naturel par quiconque exploite un réservoir à cette fin dans la mesure où la méthode tarifaire utilisée par la Régie le justifie.

Extrait #16 – N.S. du 2 octobre 2026 ([A-0041](#)), p. 44 :

Me Éric McDevitt David à Mme SARAH TRABELSI :

Q. [52] D'accord. Donc, je vais revenir maintenant à l'extrait que j'ai lu tantôt concernant le fait que vous teniez compte de d'autres paramètres. Existe-t-il des critères ou des balises encadrant la sélection des paramètres? Il y a-tu une liste de paramètres autre que la causalité des coûts?

R. La Loi, ce qu'elle permet maintenant, c'est de fixer des tarifs basés sur d'autres considérations que les coûts. C'est quoi les autres considérations? On va revenir à la question du début de la... du début de notre après-midi : toutes les considérations que je vous ai citées peuvent entrer en compte dans la fixation des tarifs.

Donc, ici, en fait, ça ne fixe pas ce qu'on peut faire, mais ça fixe ce qu'on... ce qui... en fait, le domaine des possible, on va dire. Mais il n'y a pas de liste qui est exhaustive ici.

Extrait #17 – Loi sur la Régie de l'énergie, [art. 49](#) :

49. Lorsque la Régie fixe un tarif de transport ou de distribution d'électricité ou un tarif de distribution de gaz naturel, elle doit notamment:

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport ou de distribution d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur ou du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins de leurs clients;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de clients et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° (paragraphe abrogé);

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité;

12° (paragraphe abrogé).

Lorsqu'elle fixe un tarif de distribution d'électricité ou de gaz naturel, la Régie doit également tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur alloue au financement de ses programmes et mesures de gestion de la demande et d'efficacité énergétique.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode ou tenir compte de tout autre élément qu'elle estime approprié notamment pour favoriser la réalisation de la transition énergétique ou le développement économique.

L'établissement des revenus requis pour l'exploitation du réseau de transport ou de distribution d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel, conformément aux paragraphes 1° à 5° du premier alinéa, au deuxième alinéa et aux autres dispositions du présent chapitre, n'est effectué que dans les cas visés au premier ou au troisième alinéa de l'article 48 ou au paragraphe 1° du premier alinéa ou au troisième alinéa de l'article 48.1.

Extrait #18 – Balisage de Dunskey, [B-0005](#), p. 42 :

4.4.4. Base de prix volumétrique

Le Rider A vise explicitement à recouvrer **les coûts marginaux d’approvisionnement en électricité** engagés par le service public pour desservir les clients à forte charge sous cet ajustement tarifaire. NYMPA considère que ces clients imposent des coûts uniques et significatifs au système électrique municipal, sans fournir de bénéfices correspondants pour la communauté locale.⁷⁵

Ces coûts sont transférés directement aux clients concernés à travers le HDL PPA. À cela s’ajoutent des exigences de garanties financières et, le cas échéant, des contributions aux infrastructures nécessaires pour desservir ces charges, afin de limiter le risque que des investissements financés par les services publics ne puissent être récupérés (voir section **4.1.6 Conditions contractuelles**).⁷⁶

« Because NYMPA members are winter peaking, summer supply is typically made up of almost entirely low-cost hydroelectric energy. In the winter, under Rider A, an HDL customer could be supplied entirely by supplemental power, which can increase costs significantly. As a result, a winter bill might be double or triple a summer bill for the same level of usage. »⁷⁷

Extrait #19 – Mémoire du RNCREQ, [C-RNCREQ-0012](#), p. 22-23 :

6 Conclusions et recommandations

En conclusion, je recommande de fixer le tarif CD sur les véritables coûts marginaux de l’électricité, et non pas en fonction des coûts évités de long terme fixés antérieurement par la Régie pour d’autres fins.

Pour ce faire, je propose de moduler d’une part l’allocation de l’énergie patrimoniale applicable à la nouvelle classe CD, et ensuite suivre le processus habituel de fixation de tarifs. Si l’allocation en énergie patrimoniale est fixée à zéro, le tarif serait ainsi strictement à la marge. Cela dit, la Régie pourrait décider qu’afin d’être juste et raisonnable, le tarif devrait comporter une certaine quantité d’énergie patrimoniale. Bien entendu, une telle allocation serait sensiblement moins élevée que pour les autres classes tarifaires.

À l’égard du tarif CB, je ne vois pas de raison de le traiter de manière différente. D’une part, il est raisonnable de croire que le bloc d’énergie réservé pour l’usage cryptographique n’augmentera pas. D’autre part, comme la Régie l’a indiqué dans sa décision D-2021-007, l’obligation d’effacement non rémunéré d’un maximum de 300 heures constitue une juste compensation pour le risque inhérent plus grand de cette nouvelle catégorie de consommateurs⁶³.

Si le tarif CD se base à 100 % sur les coûts post patrimoniaux, ce sera évidemment aussi le cas pour le tarif CB. Toutefois, si la Régie décide d’appliquer des conditions moins onéreuses aux clients CD qu’aux clients CB, elle n’a qu’à y affecter une part plus grande d’énergie patrimoniale.