

Le dossier tarifaire 2025-26, 2026-27 et 2027-28 du Distributeur

**R-4307-2025
RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**RAPPORT D'ANALYSE EXTERNE
PHILIP RAPHALS ET GUILLAUME CHARPENEL**

POUR LE RNCREQ

LE 16 JANVIER 2026

Stratégie tarifaire

La proposition du Distributeur

Stratégie proposée :

« Le Distributeur propose une application de l'ajustement tarifaire de manière uniforme sur les deux tranches. Il signifie ainsi à la clientèle l'importance de faire une utilisation judicieuse de l'électricité en tout temps, en envoyant le signal que le service rendu par Hydro-Québec a une valeur importante, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. »

(B-0088, p. 4)

Historique

2006-2017:

Hausse différenciée

2x plus importante sur la 2e tranche, pour que :

« le prix de la 2e tranche se rapproche davantage du coût évité de long terme pour le chauffage »

D-2017-022

[622] La Régie ne partage pas l'opinion exprimée par le Distributeur lorsqu'il qualifie de nuance l'adoption d'une stratégie de hausse uniforme plutôt que différenciée du prix des tranches d'énergie. L'augmentation du signal de prix en 2e tranche était un argument pivot au cœur des propositions du Distributeur au dossier R-3933-2015. [...]

[645] Le Distributeur affirme qu'en raison des nouveaux éléments de contexte, ... il convient « de ralentir le rythme de croissance du prix de la 2e tranche et d'appliquer en 2017 une hausse uniforme des prix d'énergie ». [...]

[649] La Régie maintient donc le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, mais ralentit le rythme de croissance de la 2e tranche à 1,5 fois plus qu'en 1re tranche, soit à 60 % en 2e tranche et 40 % en 1re tranche.

D-2019-027

Parité entre le coût évité du chauffage et la 2e tranche

Suspension de la politique de hausse différenciée

Le présent dossier

Importance pour le Distributeur de réduire ses besoins en puissance

Contribution importante du chauffage résidentiel sur ces besoins

Écart important entre le prix de la 2e tranche et les coûts évités du chauffage

	2026	2027	2028
Tarif proposé, 2e tranche	11.012	11.385	11.769
Coût évité, chauffage des locaux	19.33	19.71	20.07
ratio	57.0%	57.8%	58.6%

Solution proposée

Plusieurs solutions possibles:

- Retourner à la politique de 2006-2017, avec une hausse 2x plus grande sur la 2e tranche
- Appliquer la hausse uniquement sur la 2e tranche
- Diminuer la redevance, pour accentuer encore plus le signal de prix de la 2e tranche

Avantages d'améliorer le signal de prix sur la 2^e tranche:

- À la marge pour la plupart des consommateurs, pendant les heures les plus problématiques
- Fournir un meilleur signal de prix pour inciter :
 - l'adoption de mesures d'ÉÉ qui réduisent les besoins en chauffage
 - la participation aux tarifs Flex
 - les changements comportementaux

- Augmentation significative des factures des surconsommateurs sans créer une nouvelle classe tarifaire

Tarif pour surconsommateurs

Le tarif proposé

« **Le seuil de 50 000 kWh n'est pas le fruit d'une analyse économique. Le Distributeur juge que ce seuil, équivalant au triple de la consommation moyenne des clients domestiques, est adéquat** et permet de ne cibler que les clients les plus énergivores. »
(B-0074, p. 18-19)

Basé uniquement sur la consommation brute par année tarifaire

Aucune notion d'un comportement « excessif »

Minage de cryptomonnaie

Chauffage de piscine extérieure en hiver, ou de *driveway*

Maison extrêmement grande

Aucune notion d'un « consommateur excessif »

Grandeur de la maison

Taille de l'entrée électrique

S'applique à l'ensemble des consommateurs au tarif D

Pas limité aux usages domestiques

L'application au secteur agricole

Aucune explication en quoi une ferme au-delà d'une certaine taille devrait être qualifiée comme un "surconsommateur"

L'agriculture n'est pas un usage "domestique"

Aucune justification offerte pour l'inclusion des usages agricoles dans le tarif DS

La causalité des coûts

« La surconsommation contribue naturellement à l'accroissement des besoins en approvisionnements du Distributeur. Comme les coûts évités sont largement supérieurs au coût moyen d'approvisionnement, cette surconsommation cause une hausse du coût moyen de l'électricité, et par conséquent, exerce une pression sur les tarifs pour l'ensemble de la clientèle. » (B-0006)

Q. Est-ce qu'il y a une différence de coût de service unitaire entre le D et le DS?

R. Non. La réponse est non. (A-0050, p. 129-130)

Comment expliquer cette contradiction apparente ?

Solution proposée

La réticence dans le passé à l'idée d'augmenter le prix de la 2e tranche était qu'il pénaliserait ceux qui consomment beaucoup d'énergie.

Maintenant que c'est l'objectif formel d'HQ de le faire, la solution proposée dans la section précédente réglerait les deux problèmes simultanément, en fournissant un signal de prix qui encourage:

- la réduction de la demande à la pointe, et
- la réduction de la charge des surconsommateurs.

Dans tous les cas, si la Régie adoptait un tarif spécifique aux surconsommateurs, nous recommandons d'exclure la clientèle aricole de ce tarif.

Approvisionnement

Implications de la *Loi 24*

Depuis l'an 2000, les approvisionnements futurs du Distributeur dépendaient des appels offres, auxquels le Producteur avait le droit (mais pas l'obligation) de participer

Dans ce contexte, l'exclusion de toute donnée d'Hydro-Québec Production des activités de la Régie trouvait son sens.

Maintenant, c'est HQ qui a l'obligation de subvenir aux besoins futurs en électricité. Sa capacité de le faire, et les coûts qu'il engageraient pour le faire, sont donc d'une importance capitale pour assurer l'alimentation future en électricité.

Dans ce nouveau contexte, de nouvelles questions s'imposent, comme:

- quelle est la marge de manœuvre requise pour soutenir la croissance de la demande des années à venir?
- La fiabilité en énergie du réseau de production d'Hydro-Québec est-elle toujours adéquate pour répondre à ces obligations statutaires envers les consommateurs au Québec?
- Comment est-ce que la Régie peut protéger l'accès à l'électricité des consommateurs au Québec, si elle ne connaît pas les bilans à long terme d'Hydro-Québec?

Ce sont des questions importantes, à débattre lors du prochain Plan d'approvisionnement

Renouvellement des contrats existants

Proposition (contrats éoliens et de cogénération): Maintien des prix, avec indexation

R-4210-2022, phase 2:

« **diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise** »

Problématique complexe:

Coûts de développement du projet déjà remboursés

Coûts requis pour permettre l'exploitation sur une longue période additionnelle peuvent être substantiels

Maintien avec indexation raisonnable dans le court terme

Recommandation: ordonner au Distributeur de présenter lors du prochain Plan

d'approvisionnement :

un balisage des meilleures pratiques dans d'autres juridictions à l'égard du renouvellement des contrats existants, et

une proposition à cet égard.

Approvisionnement de court terme

Avant la Loi 24

HQD payait le prix réel des achats de court terme auprès de:

- Bourses avoisinantes
- Achats bilatéraux (HQ et autres)

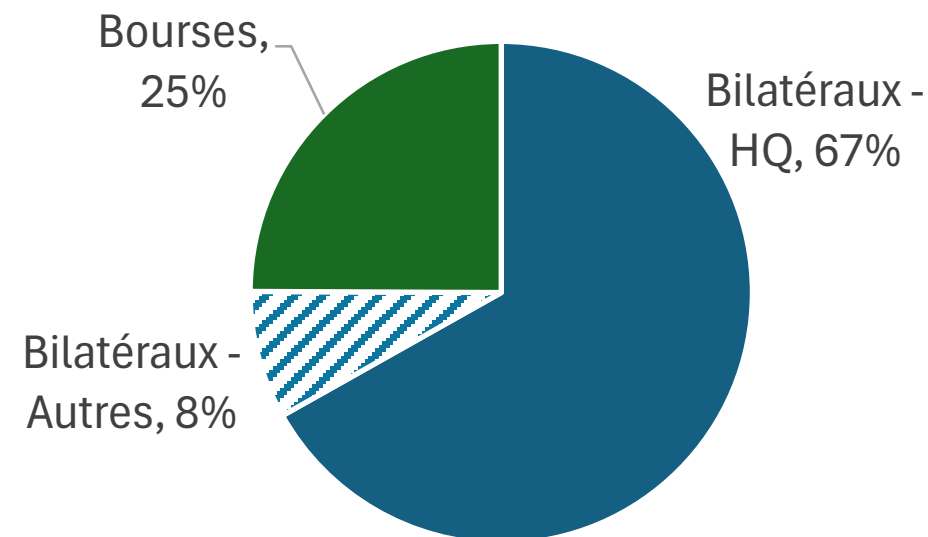
Après la Loi 24

Les ACT sont tous fournis par HQ

HQ propose de baser le prix sur les bourses

Perte pour la clientèle de l'avantage-prix des achats bilatéraux

Achats de court terme (2019-2024)



<u>Prix moyens</u>	<u>\$/MWh</u>
Bourses	131,53\$
Achats bilatéraux	62,99\$

Proposition du Distributeur

L'ensemble des achats de court terme est fourni par HQ

Les quantités déterminées *a posteriori* à la fin de l'année

Le prix basé sur les prix des différents marchés avoisinants, heure par heure, en fonction de la quantité fournie par HQ

Selon l'Entente globale cadre, le prix de dépassements étaient fixes

Pourquoi maintenant un prix variable?

« les coûts ... du marché »

Art. 52.2 (2) LRÉ:

pour les besoins en électricité des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale :

...

b) les coûts des approvisionnements en électricité ... **que la Régie établit de manière à ce qu'ils reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables.**

Comment interpréter cet énoncé?

« du marché » – Quel marché? Le Québec, sans doute

Dans chaque région avec un marché horaire, les prix de ce marché reflètent surtout l'équilibre offre-demande **à l'intérieur de la région**, tenant compte aussi des échanges avec les régions avoisinantes

Les coûts des approvisionnements du marché du Québec ne peuvent exclure l'équilibre offre-demande interne

Solution proposée

Constats:

Historiquement, 3/4 des achats de court terme faisaient l'objet de ventes bilatérales, à un prix moyen d'environ 50% du prix des achats auprès des bourses

Étant donné que les achats viennent tous d'HQ, il n'y a aucune raison de faire varier le prix heure par heure, étant donné que les coûts d'HQ sont plutôt fixes

Solution propose pour ce dossier:

Fixer le prix à payer à HQ pour fournir les besoins à court terme du Distributeur à 50% du prix des bourses, calculé selon la méthodologie proposée par le Distributeur

Lors du prochain Plan d'approvisionnement:

Déterminer les modalités d'application de l'art. 52.2 (2) b) dans le futur

Coûts évités

Coûts évités en énergie – long terme

Objectif: représenter les coûts futurs d’approvisionnement qui peuvent être évités par différentes actions

Depuis plusieurs années, la Régie considère que les résultats du dernier A/O éolien (énergie) ou en puissance fournit un signal de prix adéquat

Vu la transition énergétique et la Loi 24, le futur sera certainement très différent du passé

- Augmentation drastique des quantités d’énergie et de puissance à acquérir

- Augmentation des coûts de transport pour intégrer de nouvelles ressources énergétiques

- Augmentation du coût de revient des ressources éoliennes?

- Acquisition d’HQ sans appel d’offres, à un coût à déterminer selon une méthodologie à déterminer

Recommandation: que la Régie exige du Distributeur qu’il soumette une analyse approfondie de ses coûts futurs en approvisionnement en énergie dans le cadre du prochain Plan d’approvisionnement

Coûts évités en énergie – court terme

Proposition: maintenir l'approche des années antérieures

Hiver: coût basé sur le prix des contrats à terme (NY)

Hors hiver: prix de l'électricité patrimoniale

Prémisse implicite:

En hiver, on fait des ACT toutes les heures → importations à la marge

Hors hiver, on ne fait pas d'ACT → patrimoniale à la marge

Ni l'une ni l'autre n'est vraie

Constats

Chaque **heure**, le coût à la marge est soit un ACT, soit le patrimonial

Le pourcentage d'heures avec ACT est sensiblement plus important en hiver

Le pourcentage d'heures hors hiver avec ACT augmente rapidement

Coûts évités court terme

Avec la Loi 24, le coût évité en énergie de court terme ne dépend plus des marchés externes
Il est identique au prix payé à HQ pour les achats de court terme

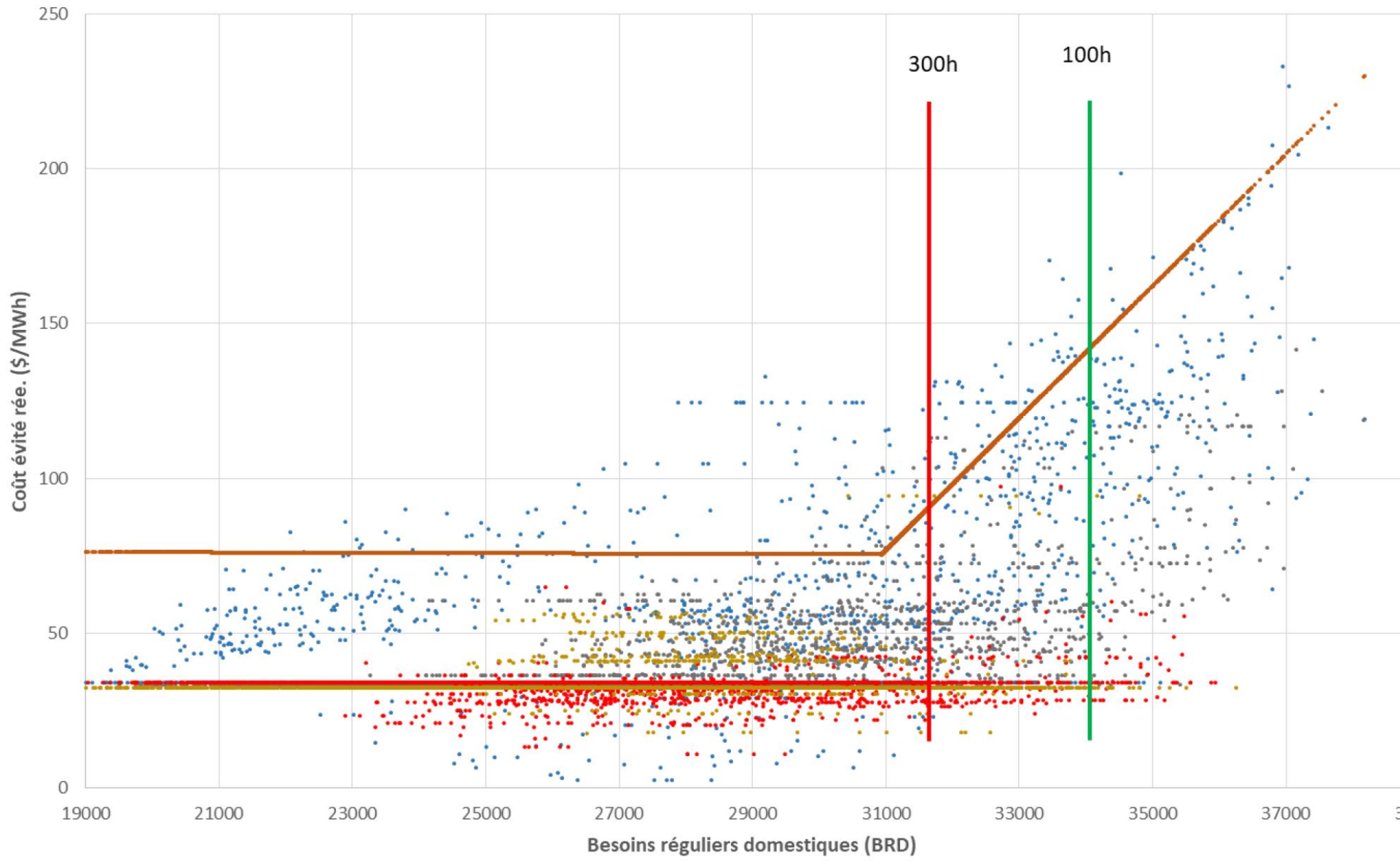
Comment remplacer l'approche hiver/hors-hiver?

Pourcentage des heures avec ACT, selon B-0134
Déjà prévu dans le Plan d'appro 2023-2032

	2025-26	2026-27	2027-28
Hiver	94%	98%	99%
Hors hiver	14%	37%	67%

Démonstré à plusieurs reprises que la probabilité d'un ACT sur une heure donnée varie avec le niveau de la demande (prochaine planche)

Il devient de plus en plus nécessaire de convenir d'une méthode pour fixer le coût évité sur une base horaire, applicable à l'année



R-4210-2022 phase 1, C-RNCREQ-0026, p. 47 pdf

Coûts évités court terme

Recommandation:

- que la Régie ordonne au Distributeur de modifier ses coûts évités en énergie à court terme pour correspondre à sa méthodologie de fixation du prix des achats de court terme; et
- que la Régie ordonne au Distributeur de présenter **lors du prochain Plan d'approvisionnement une méthodologie de fixation des coûts évités sur une base horaire, applicable à l'ensemble des heures de l'année**

Les subventions pour les panneaux solaires

La proposition

Offrir des subventions pour les panneaux solaires, à titre de mesures d'efficacité énergétique

\$1000 par kW installée

Pas de préqualification requise

Pas de suivi sur la production d'électricité

Budget inclus dans le budget présenté originalement, qui n'incluait pas le programme Panneaux solaires (B-0100, p. 12)

	Investissement M\$			Gains (GWh)		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028
Budget total (Tableau 1)	565.3	568.7	593.3	1509	1554	1589
Budget Panneaux solaires	18.6	28.4	33.3	23	34	40
% Panneaux solaires	3.3%	5.0%	5.6%	1.5%	2.2%	2.5%

Panneaux solaires – tests de rentabilité

Test TCTR:

	2026	2027	2028	Ratio
Résidentiel	-20.5	-31.2	-35.1	0.6
Affaires	-3.2	-6.1	-5.9	0.7

Test TNT:

	2026	2027	2028	Ratio
Résidentiel	-11.4	-17.7	-20.8	0.7
Affaires	-1.6	-3.1	-3.7	0.8

Test TAP:

	2026	2027	2028
Résidentiel	11.5	16.8	20.9
Affaires	3.9	4.6	6.1

Basé sur le coût évité de long terme de 12 cents/kWh

Une analyse économique optimiste

Les TCTR et TNT sont déjà négatifs en supposant une production annuelle solaire de 1200 kWh/kW de panneaux

Si la production d'énergie n'est pas au rendez-vous, l'impact négatif sera d'autant plus important

Une production de 1200 kWh/kW est dans le haut de la fourchette de d'estimation de production pour le solaire dans le sud de la province.

Conclusion: La performance de la subvention du programme de mesurage net dépend directement de la performance des panneaux

Production solaire dans le résidentiel

Ce qui impacte la production solaire:

- l'orientation
- l'ombrage
- la pente du toit
- la latitude

Contrairement à une thermopompe, il ne suffit pas d'installer les panneaux selon le manuel d'instruction pour obtenir le rendement espéré

En conditions adverses, le rendement peut être réduit de plus de 50%



Conclusion: Les projets solaires résidentiels sont en général les moins productifs

Une subvention est une forme de partenariat

Le Distributeur projette d'investir plus de 80 M\$ dans des projets solaires sur trois ans

Le Distributeur laisse la décision d'investissement dans les mains du client : celui qui a le moins d'expertise dans le domaine solaire

Le Distributeur ne fera aucun suivi de la performance des projets, alors qu'il a instauré de nouvelles normes qui demandent d'avoir des onduleurs dotés de fonctions de communication

[...] C'est pourquoi c'est important que les onduleurs commencent dès maintenant à être équipés de fonctions de communication pour permettre à Hydro-Québec de maintenir l'exploitabilité de son réseau maintenant [...] (R-4270-2024, A-0178, p. 188)

Le Distributeur a en fait tous les outils nécessaires pour faire un tel suivi

Conclusion : le Distributeur investit dans les projets sans s'assurer de la rentabilité du projet avant l'exécution, ni faire de suivi une fois le projet installé

Recommandations

Nous recommandons à la Régie :

Qu'une étude crédible de production solaire du site soit exigée comme condition de l'octroi d'une subvention. L'objectif étant d'éviter d'installer un système sur un site à faible potentiel, afin de protéger les intérêts du client et du Distributeur

Qu'un suivi de la performance réelle (kWh produits) soit réalisé pour chaque site subventionné