

ROÉÉ
Regroupement des organismes environnementaux en énergie

Régie de l'énergie
R-4041-2018 – Phase 2

Hydro-Québec – Demande relative au programme GDP Affaires

Rapport d'analyse

par
Jean-Pierre Finet, Consultant

avec la participation de
Bertrand Schepper, Consultant

pour le
Regroupement des organismes environnementaux en énergie
(ROÉÉ)

Le 9 avril 2021

ROÉÉ
Regroupement des organismes environnementaux en énergie

TABLE DES MATIÈRES

PRÉAMBULE.....	3
INTRODUCTION	4
1.0 L'ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER	5
2.0 L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE	9
3.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	14

PRÉAMBULE

Fondé en 1997, le ROEÉ est maintenant composé de huit (8) groupes environnementaux dont la contribution aux dossiers énergétiques au Québec est reconnue. Il s'agit de : l'Association madelinienne pour la sécurité énergétique et environnementale (AMSÉE) ; Canot Kayak Québec ; Écohabitation ; la Fondation Coule pas chez nous ; Fondation Rivières ; Nature Québec ; le Regroupement pour la surveillance du nucléaire (RSN) et le Regroupement vigilance hydrocarbure Québec (RVHQ). Les groupes membres du ROEÉ représentent des milliers de membres individuels et plusieurs organismes au Québec.

Le ROEÉ a pour objectif d'intervenir en priorité auprès de la Régie de l'énergie du Québec, ainsi qu'au besoin auprès d'autres instances afin de défendre de manière efficace le point de vue des groupes et organismes à vocation environnementale dans le domaine énergétique.

Les interventions du ROEÉ reposent sur les principes et objectifs suivants :

- La protection de l'environnement et du patrimoine naturel ainsi que l'entretien responsable des ressources naturelles du Québec ;
- L'équité sociale aux niveaux intra et intergénérationnels ;
- La fourniture de services énergétiques au moindre coût tout en limitant les impacts tant au niveau environnemental que social ;
- La primauté de la conservation et de l'efficacité énergétique sur toute autre forme de production d'énergie afin notamment d'opérer une diminution de l'utilisation de combustible fossile ;
- La réduction de la consommation d'énergie ainsi que des émissions de gaz à effet de serre à travers des choix de consommation plus judicieux ;
- La mise en place au Québec de politiques, de lois et de mesures de régulation qui favorisent des choix d'investissements et de consommation environnementalement judicieux, économiquement et socialement avantageux et permettant la transition du Québec vers une économie durable ;
- La primauté des nouvelles formes d'énergie renouvelables sur les énergies conventionnelles ;
- L'application de mécanismes transparents et démocratiques à l'intérieur des processus de prise de décision ;
- La maximisation de l'éducation et de la participation du public quant aux questions énergétiques et leurs impacts à travers des projets concrets disponibles à l'ensemble de la population du Québec.

Le respect de ces principes et objectifs se traduit par des analyses, des preuves et des prises de position du ROEÉ dans les dossiers de la Régie qui sont uniques et distinctes de l'apport des autres groupes tant environnementaux que de consommateurs.

INTRODUCTION

Le 2 décembre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-164¹ par laquelle elle décide que le Programme GDP Affaires constitue une offre tarifaire optionnelle plutôt qu'un programme d'efficacité énergétique. De ce fait, la Régie crée une phase 2 au dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle offre tarifaire optionnelle.

Par sa décision D-2021-010², la Régie établit le cadre d'examen de la phase 2 et en détermine l'échéancier.

Le présent document représente la preuve écrite du ROEÉ dans le cadre de cette phase 2 du dossier après analyse de l'ensemble de la preuve d'Hydro-Québec et des réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants.

La première section du document porte sur les enjeux inhérents à l'établissement de l'appui financier. Dans la seconde section, le ROEÉ se penche sur l'analyse économique et financière de la proposition tarifaire. Cet exercice mène le ROEÉ à soumettre des recommandations visant à améliorer la rentabilité et l'attractivité du tarif GDP Affaires auprès de la clientèle visée.

Les constats et recommandations énumérés dans ce rapport visent à s'assurer du maintien, voire de l'accroissement de la contribution en puissance par l'option tarifaire proposée par Hydro-Québec comparativement au programme GDP Affaires, le tout dans la perspective de développement durable de réduire la demande en puissance et d'équité pour l'ensemble de la clientèle.

¹ R-4041-2018, phase 1, A-0047

² A-0059

1.0 L'ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER

Dans sa décision procédurale D-2021-010³, la Régie délimite les enjeux sous-jacents à l'établissement de l'appui financier :

« [33] L'enjeu de l'établissement de l'appui financier inclut principalement l'examen du Rapport Technosim, la détermination de l'appui financier, l'établissement des strates de réduction de puissance, l'application de la rémunération dégressive à ces strates ainsi que l'harmonisation recherchée avec les autres offres tarifaires du Distributeur. »

La présente section du rapport présente le résultat de l'analyse du ROÉÉ quant à ces enjeux.

Dans sa décision D-2019-164⁴, la Régie demandait à Hydro-Québec de lui soumettre, entre autres, une nouvelle proposition d'appui financier dégressif qui tiendrait compte de la taille de la charge interrompue harmonisée avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal qui serait basé sur la valeur estimée correspondant au coût d'exploitation des équipements des participants.⁵ Ainsi, la Régie désirait s'assurer du caractère optimal de l'appui financier, c'est-à-dire qui un appui qui génère le plus grand effacement à moindre coût pour la clientèle.

Dans cette même décision, la Régie proposait un exemple d'appui dégressif allant de 80 \$ jusqu'à 20 \$ du kW⁶ reproduit ici :

Tableau 1 : Appui financier dégressif proposé par la Régie dans sa décision D-2019-164 :

TABLEAU 17
APPUI FINANCIER POUR L'HIVER 2017-2018 SUR LA BASE DE L'APPUI FINANCIER DÉGRESSIF PROPOSÉ PAR LA RÉGIE – ENSEMBLE DES COMPTEURS

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		0 à 200	200 à 500	500 à 1000	1000 à 2000	plus de 2000	
les premiers 200 kW	80 \$	5,6 M\$	4,1 M\$	1,4 M\$	0,5 M\$	0,2 M\$	11,8 M\$
entre 200 et 500 kW	70 \$		2,1 M\$	1,8 M\$	0,7 M\$	0,2 M\$	4,9 M\$
entre 500 kW et 1 000 kW	50 \$			1,0 M\$	0,8 M\$	0,3 M\$	2,0 M\$
de 1 000 kW à 2 500 kW	30 \$				0,3 M\$	0,4 M\$	0,7 M\$
plus de 2 500 kW	20 \$					0,1 M\$	0,1 M\$
Appui financier total		5,6 M\$	6,3 M\$	4,2 M\$	2,2 M\$	1,2 M\$	19,5 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme versé		14%	9%	-5%	-22%	-46%	-3%

Source : Extraits des tableaux R-1.1-A et R-1.2-B de la pièce [B-0046](#), p. 5 et 7.

Sources : R-4041-2018, phase 1, A-0047, p. 72

³ A-0059

⁴ R-4041-2018, phase 1, A-0047

⁵ Décision D-2019-164, p. 81 et 82.

⁶ Idem, page 72.

Selon la Régie, un effacement de 3 000 kW se traduirait, selon ce scénario, par un appui financier de 117 000 \$, soit de 39 \$ par kW.⁷ La Régie précise aussi qu'elle recherche un appui financier qui se « se situerait près du maximum offert à l'OÉI, dont l'appui financier varie entre 13,20 \$ et 40 \$ le kW selon le nombre d'heures d'effacement. »

Dans sa proposition Hydro-Québec propose une dégressivité différente de celle proposée par la Régie allant de 65 \$ à 45 \$ du kW équivalent à un appui moyen de 60 \$ du kW :⁸

Tableau 2 : Appui financier dégressif en fonction des strates de réduction en puissance telle que déposée par HQD

TABLEAU 3 :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION
DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	65 \$	2,5 M\$	5,3 M\$	0,9 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	9,1 M\$
200 - 600	60 \$	-	2,4 M\$	1,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,8 M\$
600 - 1 200	55 \$	-	-	0,9 M\$	0,6 M\$	0,5 M\$	2,0 M\$
1 200 - 1 800	50 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,4 M\$	0,6 M\$
plus de 1 800	45 \$	-	-	-	-	1,2 M\$	1,2 M\$
Appui financier total	60 \$	2,5 M\$	7,6 M\$	3,5 M\$	1,4 M\$	2,6 M\$	17,7 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		8%	6%	0%	-5%	-16%	0%

Selon la proposition d'Hydro-Québec, un effacement de 3 000 kW se traduirait par un appui financier de 154 000 \$, soit environ de 51 \$/kW.⁹ En réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements no.6 de la Régie, Hydro-Québec a révisé ces résultats à 156 000 \$ et 52 \$ du kW.¹⁰

Nous notons que malgré des coûts d'exploitation par kW effacé plus élevés pour la strate d'effacement de 200 kW et moins, la proposition d'appui financier dégressif présentée par Hydro-Québec n'offre à cette strate que 5 \$/kW de plus que l'appui financier moyen de 60 \$/kW.

De plus, l'appui serait plus élevé pour la strate de 201 à 400 kW. À ce propos, à la question 2.1 de sa demande de renseignements no.6, la Régie demande les raisons qui expliquent cette situation. Dans sa réponse, Hydro-Québec explique qu'elle considère sa proposition adéquate et que « l'offre d'un crédit plus élevé dans les premières strates de réduction de puissance aurait impliqué l'offre d'un crédit moindre dans les dernières strates de réduction de puissance. »¹¹

La Régie demande aussi à Hydro-Québec d'élaborer sur les bénéfices potentiels d'une offre d'appui financier plus élevé uniquement pour la première strate d'effacement, en précisant

⁷ Idem, page 72.

⁸ B-0085, page 14.

⁹ Idem.

¹⁰ B-0102, page 14.

¹¹ B-0102, page 12 et 13

l'impact que cela pourrait avoir sur le nombre de participants, sur la contribution de l'Option au bilan en puissance et sur le coût de l'Option. Hydro-Québec répondait ceci :¹²

« Sans être en mesure de quantifier l'impact sur le nombre de participants, le Distributeur est d'avis qu'une rémunération supérieure pour la première strate d'effacement pourrait contribuer à augmenter le nombre de clients à l'Option. En effet, ce scénario pourrait favoriser une plus grande participation des clients anciennement sous agrégateurs, qui auraient alors un incitatif supérieur à partager les gains avec les firmes de contrôle de charge, le cas échéant. Afin d'offrir une rémunération supérieure pour la strate de réduction de puissance de 15-200 kW, le Distributeur devrait réduire le crédit applicable aux autres strates de réduction de puissance, dans la mesure où il s'agit de maintenir un crédit moyen de 60 \$/kW. Cette rémunération supérieure pourrait avoir comme conséquence d'inciter les plus grands contributeurs en réduction de puissance à se concentrer uniquement dans la strate de réduction de puissance de 15-200 kW.

Par ailleurs, une rémunération supérieure pour la première strate de réduction de puissance pourrait également avoir l'impact négatif de cannibaliser les clients adhérents aux options de tarification dynamique. » (Nous soulignons)

Le ROÉÉ note avec satisfaction que, selon Hydro-Québec, une rémunération supérieure pour la première strate d'effacement puisse contribuer à augmenter le nombre de clients à l'Option et favoriser une plus grande participation des clients anciennement sous agrégateurs. Le ROÉÉ partage cependant les préoccupations d'Hydro-Québec pour un impact négatif potentiel sur les grands contributeurs en réduction de puissance si le crédit applicable était diminué de façon trop importante, et de la possible cannibalisation des adhérents aux options de tarification dynamique.

En réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements no. 6 de la Régie portant sur les motifs justifiant l'appui financier proposé de 45 \$ pour la strate de réduction de puissance de plus de 1 800 kW, Hydro-Québec répondait ceci :¹³

« Voir la réponse à la question 2.1. De plus, le niveau de crédit proposé pourrait avoir l'avantage d'inciter le maintien des plus gros clients du Distributeur à l'Option. En effet, le Distributeur rappelle qu'en fonction des résultats de l'hiver 2019-2020, il a présenté un crédit dégressif basé sur un crédit moyen de 60 \$/kW. Il rappelle également que le crédit de 45 \$/kW de la dernière strate de réduction de puissance, qui représente 18 % de l'effacement total, correspond à une réduction de l'ordre de 35 % par rapport au crédit uniforme de 70 \$/kW offert jusqu'à présent. Le Distributeur réitère qu'il est essentiel de fixer un niveau de rémunération compétitif pour la dernière strate de réduction de puissance afin de maintenir l'incitatif, pour les clients ayant des abonnements à fort potentiel d'effacement, à participer pour des niveaux de réduction de puissance importants.

¹² B-0102, page 13.

¹³ B-0102, page 14.

Ce niveau de crédit se rapproche également du crédit maximal offert dans le cadre des options d'électricité interruptible. » (Nous soulignons)

Selon le ROÉÉ, la comparaison par Hydro-Québec du crédit de 45 \$/kW avec le crédit uniforme de 70 \$/kW offert jusqu'à présent est d'une faible utilité. Il serait davantage pertinent de comparer le crédit moyen accordé au client avec le crédit de 70 \$/kW offert jusqu'à présent. Or, si le crédit de la dernière strate de réduction correspond à une réduction de l'ordre de 35 % par rapport au crédit uniforme de 70 \$/kW, le crédit moyen de 52 \$/kW représente plutôt une réduction de l'ordre de 25 % par rapport au crédit uniforme de 70 \$/kW.

Selon Hydro-Québec¹⁴ :

« ... seulement les premiers 500 kW du scénario de la Régie reçoivent un appui financier supérieur au prix moyen. La proposition du Distributeur, quant à elle, octroie un appui financier supérieur ou égal au prix moyen de 60 \$/kW aux premiers 1 200 kW. De plus, le scénario de la Régie bénéficie à 91 % des clients qui génèrent 49 % de l'effacement total réalisé. La proposition du Distributeur, quant à elle, bénéficie à 98 % des clients qui génèrent environ 75 % de l'effacement total. »

Bien qu'il partage l'analyse d'Hydro-Québec, le ROÉÉ soutient que la calibration de la dégressivité de l'option tarifaire devrait aussi tenir compte de la volonté d'accroître la participation des non-participants pour qui les frais d'exploitation seraient davantage élevés.¹⁵

Compte tenu de ce qui précède, le ROÉÉ propose la calibration suivante (Recommandation 1)

:

Tableau 3 : Calibration de l'appui financier proposé par le ROÉÉ

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier régressif
les premiers 200 kW	75 \$
entre 200 et 500 kW	65 \$
entre 500 kW et 1 000	50 \$
de 1 000 kW à 2 500 kW	40 \$
plus de 2500 kW	35 \$

Selon notre proposition, un effacement de 3 000 kW obtiendrait un appui financier de 137 000 \$, soit environ de 45 \$/kW, ce qui représente une réduction de l'appui financier de

¹⁴ B-0085, page 15.

¹⁵ B-0094, page 4.

35 % comparativement à l'appui original de 70 \$/kW. Cet appui financier moyen correspond aussi à l'appui minimal proposé par Hydro-Québec.

À notre avis, l'optimisation proposée par le ROÉÉ comporte de multiples avantages comparativement aux propositions de la Régie et d'Hydro-Québec.

De prime abord, l'incitatif de 75 \$/kW représente un accroissement comparativement à l'appui original de 70 \$/kW sans qu'il engendre une compensation équivalente à la baisse aussi importante sur les autres strates que le 80 \$/kW évoqué par la Régie. Cette bonification devrait générer une participation accrue de la clientèle, sans toutefois cannibaliser la participation aux options de tarification dynamique.

Un effacement de 500 kW de la deuxième strate représenterait un appui de 69 \$/kW, soit pratiquement l'équivalent de l'appui original de 70 \$/kW.

Enfin, l'appui de 35 \$/kW pour la dernière strate se situe légèrement sous l'appui maximal de l'OÉI, ce qui ne devrait pas avoir comme conséquence d'inciter les plus grands contributeurs en réduction de puissance à se concentrer uniquement dans la strate de réduction de puissance de 15-200 kW tel qu'Hydro-Québec le craignait avec la proposition de la Régie à 20 \$/kW.

Quant à la possibilité d'établir des strates de réduction de puissance plus larges que celles proposées par le Distributeur pour les strates supérieures tel que le mentionne la Régie à la question 2.5 de sa demande de renseignements no.6¹⁶, le ROÉÉ n'y est pas favorable et partage l'opinion d'Hydro-Québec à l'effet que « l'introduction de strates additionnelles se traduirait par une baisse de la rémunération des strates de réduction de puissance plus élevée qui pourrait avoir un impact sur l'intérêt à participer pour les abonnements à fort potentiel d'effacement. »¹⁷

C'est pourquoi le ROÉÉ recommande à la Régie d'établir la calibration de l'appui financier pour le tarif GDP affaire telle que présentée au tableau 3.

2.0 L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

Dans sa décision D-2021-010, la Régie excluait la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution de l'analyse économique et financière du présent dossier :¹⁸

« [66] En ce qui a trait aux coûts évités de transport et de distribution, la Régie note qu'elle avait conclu, dans sa décision D-2019-164, que la preuve était insuffisante pour leur attribuer une valeur dans l'analyse du test de neutralité tarifaire. Dans sa preuve, le Distributeur souligne que son analyse n'a pas inclus ces coûts évités,

¹⁶ B-0102, page 15.

¹⁷ Idem.

¹⁸ A-0059, page 19.

mais précise qu'il travaille sur une autre analyse qui lui permettrait d'estimer plus finement l'impact des besoins en investissement. Toutefois, dans sa correspondance du 18 janvier 2021, il n'a pas fait état de son intention de déposer cette analyse supplémentaire. La Régie prend donc acte qu'une telle analyse des coûts évités de transport et de distribution ne sera pas déposée dans le cadre de la phase 2 du présent dossier. » ¹⁹(Nous soulignons)

La Régie justifie davantage dans sa décision D-2019-164 son traitement de cet enjeu :

« [220] Quant aux coûts évités de transport et de distribution, ils tiennent compte de la croissance de la demande sur ces réseaux et des disparités temporelles et régionales. Comme ces coûts évités sont calculés sur la base de la planification des besoins, le Distributeur argumente que, en toute logique économique, une réduction de ces besoins, par l'entremise d'un programme de gestion de pointe, est susceptible de retarder des investissements. La Régie considère que la preuve du Distributeur repose sur des concepts généraux, non adaptés au Programme.

[221] Ainsi, le Distributeur, dans ses réponses aux DDR, souligne que cette logique économique présente des lacunes en raison des modalités du Programme et de l'utilisation qu'en fait le Distributeur. Ainsi, les modalités du Programme font en sorte que les interruptions peuvent être non coïncidentes avec la demande de pointe du réseau. De même, l'utilisation du Programme par le Distributeur, en complémentarité dans son portefeuille d'outils de GDP, peut avoir pour effet que la diminution de la demande en puissance en raison du Programme ne coïncide pas avec la pointe. Dans ces cas, la mise en œuvre du Programme ne permettrait pas d'éviter des coûts en infrastructure de transport et de distribution.

[222] La Régie retient les propos du Distributeur dans sa réplique :

« 90. Pour conclure sur l'attribution des coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur réitère que ceux-ci ne sont pas essentiels à la démonstration de la rentabilité du Programme. Toutefois, compte tenu des nombreuses questions soulevées dans le présent dossier, le Distributeur veillera, dans le cadre d'une autre demande, dans la mesure où cela s'avérerait nécessaire pour la prise de décision, à expliquer davantage l'attribution de ces coûts évités ».

[223] La Régie en conclut que le Distributeur n'a pas démontré de manière prépondérante que le Programme permettra d'éviter des coûts en infrastructure de transport et de distribution ou quels montants doivent être inclus à l'analyse de rentabilité.

[224] La Régie constate que les coûts évités de transport et de distribution pris en compte par le Distributeur dans son analyse sont d'une ampleur importante au

¹⁹ R-4041-2018, phase 1, A-0047, paragraphe 66

présent dossier et qu'une preuve étoffée au soutien de ces coûts est nécessaire à l'appréciation du Programme.

[225] Pour les motifs énoncés ci-dessus, la Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour conclure sur l'inclusion en totalité ou en partie des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse économique du Programme. Dans ces circonstances, elle accorde une valeur de 0 \$ à ces coûts évités dans le cadre d'analyse du TNT.

[226] Ces déterminations amènent la Régie à conclure que le Programme causerait une pression à la hausse sur les tarifs lorsque les coûts évités en transport et distribution sont exclus du calcul et que les coûts évités de fourniture de court terme sont utilisés jusqu'à l'hiver 2022-2023. En effet, en retranchant les coûts évités de transport et de distribution, la Régie estime que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026. »²⁰ (Nous soulignons. Notes de bas de pages omises.)

Le ROÉÉ partage les préoccupations de la Régie quant à l'absence de justification par Hydro-Québec qui permettrait de prendre en compte les coûts évités en transport et en distribution. Cependant, nous considérons que la valeur de 0 \$ qui leur est accordée par la Régie plombe exagérément la rentabilité de l'option tarifaire, ce qui la rendrait moins intéressante comparativement à d'autres approvisionnements. En conséquence, le remplacement de la puissance effacée résultant de l'option tarifaire par des approvisionnements traditionnels viendrait réduire le taux d'utilisation du réseau électrique.

À cet effet, le ROÉÉ désire porter à l'attention de la Régie la solution adoptée par l'État de New York dans le cadre de sa politique intitulée *Reforming the Energy Vision* (New York State's Policy to Remake the Grid), dans le but d'améliorer le taux d'utilisation de leur réseau électrique.

Selon monsieur Richard Kauffman, Président du conseil d'administration du *New York State Energy Research and Development Authority* (NYSERDA), dans une conférence présentée lors d'un atelier sur la Réglementation de l'énergie au Québec le 10 mars 2021, la politique *Reforming the Energy Vision* vise à améliorer le taux d'utilisation du réseau électrique new-yorkais qui est présentement de 54 % et qui repose sur trois éléments dont le premier constitue à établir la valeur locale de l'énergie distribuée, dont la gestion de la demande en puissance.²¹

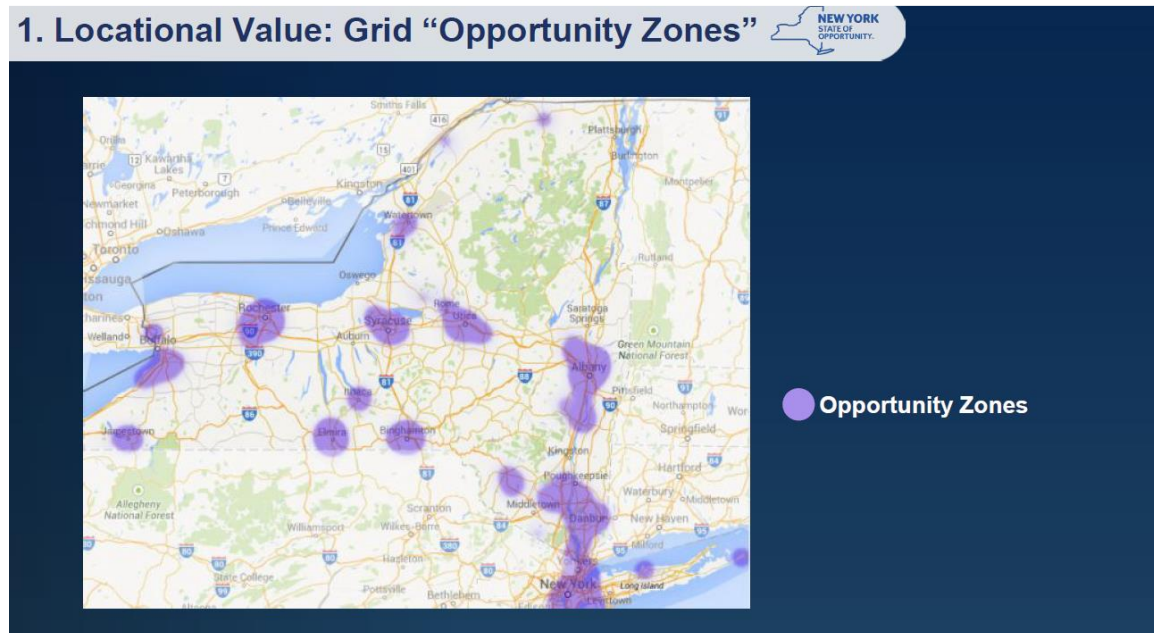
Dans le cadre de cette politique, diverses « zones d'opportunité » représentant autant de sections des réseaux de transports qui devront nécessiter des investissements majeurs qui

²⁰ R-4041-2018, phase 1, A-0047, paragraphe 220 à 226

²¹ [Présentation de Richard Kauffman](#), pages 16 et 20.

pourraient être évités par des initiatives localisées.²² L'image 1 est tirée de la conférence de monsieur Kaufman et présente les zones d'opportunités de New York.

Image 1 : Zone d'opportunité de l'État de New York



Source : Québec Energy Regulation Workshop : REV Reforming the energy vision ; New-York Stat's policy to remake de Grid, March 2021

Dans sa présentation, M. Kauffman donnait l'exemple d'un quartier de la ville de New York nécessitant des investissements estimés à 1,2 milliard de dollars dans un poste de distribution alors qu'un ensemble de solutions décentralisées représentait des investissements six fois moindres, soit de l'ordre de 200 millions de dollars.²³

Selon le ROEE le Québec pourrait bénéficier d'une telle analyse. Cela permettrait certainement à Hydro-Québec d'utiliser le tarif GDP Affaire comme un outil facilitant la baisse de la demande en puissance régionale. Ainsi, Hydro-Québec pourrait moduler son offre tarifaire en fonction des particularités régionales.

Conséquemment le ROEE formule la recommandation suivante :

Que la Régie de l'énergie demande à Hydro-Québec de régionaliser l'analyse qui lui permettrait d'estimer plus finement l'impact des besoins en investissement sur laquelle elle est en train de travailler afin d'être en mesure

²² Idem, page 22.

²³ Idem, pages 30 à 33.

d'adapter les stratégies tarifaires en fonction des investissements requis en transport et en distribution moindres. (Recommandation 2)

Selon le ROEÉ, la Régie devrait demander ce suivi afin d'être en mesure, lors de l'analyse des résultats de participations aux tarifs GDP Affaires, de voir si la régionalisation du tarif pourrait être une avenue intéressante pour favoriser la prise en compte des coûts évités en transport et en distribution.

3.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

D'emblée, le ROEÉ se dit favorable à l'option tarifaire GDP Affaires. Cependant, il émet quelques réserves et propose de favoriser une plus grande participation dans les strates de consommations inférieures.

C'est pourquoi :

Le ROEÉ recommande à la Régie d'établir la calibration de l'appui financier pour l'option tarifaire GDP affaire comme présentée au tableau 3. (Recommandation 1)

De plus, le ROEÉ considère nécessaire de favoriser l'utilisation des coûts évités en transport et en distribution dans le cadre de l'analyse économique et financière de l'option tarifaire. C'est pourquoi

Le ROEÉ recommande de régionaliser l'analyse qui lui permettrait d'estimer plus finement l'impact des besoins en investissement sur laquelle elle est en train de travailler afin d'être en mesure d'adapter les stratégies tarifaires en fonction des investissements requis en transport et en distribution. (Recommandation 2)