C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3905-2014

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Hydro-Québec Distribution

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016

PREUVE DU GRAME-I

Le tarif de développement économique, le SPEDE, LAD et les IFRS

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 11 novembre 2014

Mandat

Pour cette partie de la preuve du GRAME, le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQÀM. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur.

Mandat....3

I. TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE....5

1.1. Impact sur les besoins en puissance à la pointe du réseau....5

1.1.1 Mise en contexte....5

1.1.2 Analyse de la preuve du Distributeur concernant la demande en puissance....6

1.1.3 Facteur d'utilisation et levier économique....7

1.2. Intégration du principe de substitution des énergies plus polluantes....8

1.2.1 Substitution d'énergie plus polluantes comme moyen d'écouler des surplus....8

1.2.2 Conditions d'admissibilité d'une nouvelle charge liée à des équipements qui ont déjà été en exploitation....10

1.2.3 Prise en compte des projets en efficacité énergétique dans la limite de 1000 MW....11

1.3. Stratégie de commercialisation....12

II. REVENUS REQUIS / COÛTS RELATIFS AU SPEDE....13

2.1. Mise en contexte....13

2.2. Méthode de calcul....16

2.3. Ajustement des coûts de carburant dans les stocks de matériaux et le SPEDE....18

III. SUIVI DU PROJET LAD....19

3.1 Suivi des coûts et matérialisation des gains d'efficience annoncés....19

3.2. Stratégie d'exploitation des données du projet LAD (Suivi D-2014-037 et D-2014-101)....22

3.3. Indicateurs de performance : Taux de relève des compteurs....23

IV. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES....26

4.1. Normes internationales d'information financière (IFRS)....26

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS....28

I. TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

1.1. Impact sur les besoins en puissance à la pointe du réseau

1.1.1 Mise en contexte

Le dossier R-3864-2013 démontrait la croissance des besoins en puissance, particulièrement à la pointe du réseau. Ces besoins croissants ayant un impact à la hausse sur les tarifs, de même que sur la nécessité de mettre en place des moyens additionnels à ceux sur les marchés de court terme.

Évolution des besoins en puissance
Puissance additionnelle requise avant contribution des marchés de court terme

En MW	2014 - 2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Plan d'approvisionnement 2014-2023 (novembre 2013)	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
Bilan déposé aux audiences du Plan (juin 2014)	990	1 100	1 300	1 550	1 700	1 900	2 450	2 750	3 100

Référence : R-3864-2013, B-0095, page 3

Le Distributeur présentait une demande pour lancer un appel d'offres totalisant 1000 MW à compter de l'hiver 2018-2019 dans le but de répondre à la demande en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2013-2023, bien que les contrats seront d'une durée de 20 ans.[1] Le Distributeur indiquait que tous les autres moyens pour répondre à la demande en puissance avaient également été pris en compte, notamment la gestion de la demande en puissance et l'abaissement de tension[2], de même que d'autres moyens potentiels tels un service de pointe auprès de TCE.[3]

AUTRES MOYENS POTENTIELS

- Un service de pointe pourrait être acquis auprès de TransCanada Energy (TCE).
- Un autre appel d'offres pourrait être lancé en 2017 en vue de l'acquisition d'approvisionnements comportant des livraisons d'énergie en base en hiver et la puissance associée, pour des livraisons débutant en décembre 2022 (500 à 1000 MW).
- Les besoins en puissance résiduels pourront être comblés sur les marchés de court terme, notamment par le biais de produits flexibles et de produits de puissance UCAP.

Référence : R-3864-2013, B-0095, page 8

Le GRAME est préoccupé par l'offre de tarif de développement économique, telle que proposée par le Distributeur. En effet, à priori le GRAME est d'avis que cette offre comporte des risques significatifs d'accroissement de la demande en puissance à la pointe, et ce sans considération de la part du Distributeur à ce titre. Ce chapitre traite de ce risque et de propositions d'ajustements à cette offre pour réduire ce risque.

[1] R-3864-2013, B-0095, page 4
[2] R-3864-2013, B-0095, page 8
[3] R-3864-2013, B-0095, page 9

1.1.2 Analyse de la preuve du Distributeur concernant la demande en puissance

Il apparait clair que l'offre du Distributeur vise les secteurs industriels utilisant l'électricité de manière intensive, nécessitant des ajouts de puissance sur le réseau du Distributeur.

> « *Afin d'assurer que la réduction tarifaire ait un impact réel sur la décision d'investissement d'un client, il est proposé de l'offrir aux clients dont l'installation utilise l'électricité de façon intensive, c'est-à-dire dont les coûts en électricité représentent au moins 10 % des dépenses d'exploitation totales*. » Pièce B-0078, p. 6.

En effet, le Distributeur confirme que le seuil de 10 % a été établi en tenant compte des secteurs qui traditionnellement sont caractérisés par des ratios d'intensité électrique supérieure à 10% et même à 20 % Le Distributeur cite à titres d'exemples les alumineries, les pâtes et papiers, le secteur chimique, la sidérurgie, de même que le secteur de la transformation des métaux et des minéraux et cela à l'opposé de la fabrication manufacturière, avec des coûts de main d'oeuvre importants caractérisés par des ratios d'intensité électrique inférieurs à 10 %.[4]

Il est étonnant que le Distributeur ne puisse constater la contradiction qu'il amène dans sa preuve par ces réponses, puisqu'il est connu que le secteur manufacturier est celui qui permet la création d'emplois et constitue le levier économique de choix pour toute société. Tandis que le secteur de l'extraction des ressources naturelles, fournissant la ressource première, celui-ci doit être attaché au secteur de la transformation pour constituer un vrai levier économique et porteur d'emplois. Viser en priorité le secteur des industries énergivores ne pourra constituer une vraie stratégie économique associée au développement durable du Québec, en respectant le principe de protection de nos ressources naturelles épuisables.

> Bien que l'offre tarifaire proposée soit de portée générale, la charge admissible à la réduction tarifaire <u>devra générer des retombées économiques au Québec directement attribuables à celle-ci</u>. Afin de garantir que <u>ce tarif serve de levier au développement de l'économie québécoise</u>, le client devra attester que le tarif qu'il sollicite est un des facteurs déterminants dans la décision de localisation de son installation ou d'accroissement de sa production au Québec. (Notre souligné)
>
> Référence : R-3905-2014, B-0078, Section 3. CONDITIONS D'ADMISSIBILITÉ, P. 6

Le Distributeur indique clairement que *Le tarif de développement économique* est enligné avec la demande du Gouvernement qui fait l'objet des démarches de prospection[5]. Ce tarif semble enligné sur l'exploitation des ressources naturelles, dont la transformation des minerais, qui sont des secteurs nécessitant l'ajout de puissance sur le réseau, et ces ajouts se grefferont à un plan d'approvisionnement en déficit de puissance.

D'autre part, il est prévisible que ces nouvelles charges devront faire l'objet d'intégration sur le réseau de transport et donc d'investissements en parallèle (Plan Nord) de la part du gouvernement. Le GRAME en comprend que cette proposition procède d'un agenda lié à celui du développement du Plan Nord et ne résulte pas d'une analyse de moyens pour écouler les surplus du Distributeur en conformité avec les besoins spécifiques du Plan d'approvisionnement.

---

[4] B-0107, Réponse à la demande de renseignement no 3 de la Régie, réponse numéro 3.1
[5] R-3905-2014, B-0107, Réponse à la demande de renseignement no 3 de la Régie, réponse numéro 4.1

Le GRAME est surpris de constater que le Distributeur n'a pas procédé à une évaluation des besoins en puissance correspondant à l'offre de nouvelles charges d'au moins 1000 kW[6], même sommaire, en fonction de la clientèle de moyenne et de grande puissance (clients actuels et nouveaux clients) œuvrant dans des secteurs d'activités porteurs de développement économique pour de nouvelles charges d'au moins 1 000 kW.

De plus, le Distributeur n'a pas procédé à une évaluation des besoins additionnels en puissance à la pointe du réseau et de l'impact sur son déficit en puissance de son offre de *Tarif de développement économique*.

Il est essentiel de connaître l'impact sur les besoins en puissance de cette offre tarifaire, de même que les coûts d'approvisionnement en puissance, notamment à la pointe du réseau, qui se refléteront dans les tarifs des consommateurs. Par conséquent, le GRAME recommande que la Régie requière du Distributeur une estimation des besoins additionnels en puissance, notamment à la pointe du réseau, de même que l'impact sur le déficit en puissance de cette offre de tarifaire de développement économique, et cela, avant d'autoriser la demande en cours.

Si la Régie autorisait la demande du Distributeur pour le Tarif de développement économique, sans connaître les besoins estimatifs d'approvisionnement en puissance, notamment à la pointe du réseau, le GRAME recommande à la Régie de requérir du Distributeur un suivi de l'impact du tarif de développement économique sur ses besoins sur une base annuelle. Celui-ci serait déposé à chaque dossier tarifaire, permettant ainsi à la Régie de faire le point sur l'évolution de l'impact de ce tarif sur les besoins en puissance, notamment à la pointe du réseau.

1.1.3 Facteur d'utilisation et levier économique

Un autre enjeu important est celui lié au facteur d'utilisation, lequel est calculé, selon les réponses du Distributeur à la Régie[7], en fonction des coûts d'électricité de l'installation visée. Le GRAME est d'avis, qu'il devrait soit être modifié à la baisse, ou être basé sur le nombre de kilowatts consommés sur une période de temps prédéterminée comme il le mentionnait au dossier R-3864-2013, à contrario d'un haut facteur d'intensité puisque ce dernier va affecter significativement la demande en puissance sur le réseau.

> Ceci étant dit, nous identifions maintenant des secteurs où la promotion pourrait s'avérer fructueuse. En plus des facteurs comme le rendement énergétique et la valorisation de l'environnement, nous cherchons des utilisations à haut facteur de charge (utilisation élevée des kilowatts dans le temps). (Notre souligné)
>
> Référence : R-3864-2013, C-GRAME-0011, Section 1.5.2, p. 18

Dans ses réponses à la Régie, le Distributeur crée un lien entre les dépenses d'exploitation et un tel facteur d'intensité, démontrant que les besoins en puissance seront au rendez-vous avec la proposition telle que déposée par le Distributeur.[8]

[6] R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, réponse numéro 1.1
[7] R-3905-2014, B-0107, Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, réponse numéro 3.1 et 3.2
[8] R-3905-2014, B-0107, Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, réponse numéro 3.1 et 3.2

Bien que le GRAME est d'avis que la demande doit être réexaminée en relation avec l'impact sur la demande en puissance et qu'il y aurait lieu de trouver un autre facteur de détermination pour le choix des nouvelles charges, le GRAME recommande aussi de modifier la condition c) pour y inclure une opportunité additionnelle afin notamment de permettre aux clients du tarif M dont la majorité des grands clients faisant partie du secteur manufacturier ont des coûts en électricité généralement inférieurs à 10 % de leur dépenses d'exploitation[9].

Le GRAME soumet que l'accroissement du nombre d'emplois créé doit aussi être considéré comme levier économique pour le Québec, dans un contexte de développement durable. Le GRAME recommande la modification suivante à la condition d'admissibilité c):

> **Section 6.41 Conditions d'admissibilité**
>
> Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :
>
> (…)
>
> c) les coûts d'électricité de l'installation visée doivent représenter au moins 10 % des dépenses d'exploitation. Dans le cas où les coûts d'électricité seraient situés entre 5 à 10 % des dépenses d'exploitation, l'installation visée doit démontrer qu'elle permettra la création d'emplois. Dans le cas d'une installation d'hébergement de données, celle-ci doit également présenter une forte valeur ajoutée pour l'économie québécoise ; (Notre proposition de modification)

1.2. Intégration du principe de substitution des énergies plus polluantes

1.2.1 Substitution d'énergie plus polluantes comme moyen d'écouler des surplus

Le GRAME est préoccupé par l'approche du Distributeur, soit par le fait qu'il n'envisage pas la transformation du marché comme moyen d'utilisation de ses surplus d'approvisionnements. En comparaison, le secteur du gaz naturel est très actif depuis plusieurs années pour récupérer cette clientèle et la brancher à son réseau, que cela soit par le programme de flexibilité tarifaire au mazout et la bi-énergie[10] ou le compte du CASEP[11] visant à substituer les énergies plus polluantes, tous les deux offerts par Gaz Métro. Il est dommage que le Distributeur n'ait aucune approche commerciale à cet égard, en laissant totalement le champ libre d'agir au marché du gaz naturel.

Par exemple en termes de substitution pour uniquement l'année 2013-2014, le CASEP a rejoint 367 clients, pour un volume de *1 965 449 m³ (équivalant à 2 362 280 litres de mazout no 2), permettant de déplacer 2 723 t éq CO2.*[12]

Concernant le programme de flexibilité tarifaire au mazout et la bi-énergie, il s'agit de 71 524 083 m^3 de volume de gaz naturel qui ont été préservés depuis le début du programme en ce qui a trait au mazout.[13]

[9] R-3905-2014, B-0107, Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, réponse numéro 3.2
[10] R-3879-2014-B-052-Programme de Flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie
[11] R-3879-2014-B-056-Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
[12] R-3879-2014-B-056-Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes, page 2

Le tableau suivant vise à informer la Régie des sommes octroyées ainsi que des volumes et revenus qui y sont associés depuis l'instauration des programmes.

Année	Mazout vol. préservés	Biénergie vol. préservés	Revenus TÉDinv préservés	Revenus D préservés [1]	Rabais consentis
	(m³)	(m³)	($)[2]	($)[2]	($)[2]
1995	22 209 399	210 091	3 600 000	-	797 649
1996		3 258 929	599 617	-	179 503
1997		15 970 042	2 785 788	-	854 102
1998		682 576	135 042	-	15 715
1999	11 578 933	2 024 613	2 148 386	-	494 250
2000	2 301 409	4 288 250	1 158 283	-	466 567
2001	3 854 339	10 318 820	2 144 660	-	1 234 358
2002	9 209 285	12 153 578	3 276 843	2 207 719	1 638 103
2003	6 011 519	11 319 822	3 251 857	2 215 428	1 428 254
2004	8 655 279	10 158 537	3 231 935	2 221 713	1 190 348
2005	5 206 799	4 601 762	1 760 965	981 087	656 737
2006	2 497 124	4 929 606	1 317 072	836 504	543 859
2007		391 326	74 629	47 236	37 789
2008		341 770	73 929	43 754	35 041
2009		362 866	83 997	47 790	38 237
2010		358 446	89 780	54 042	43 234
2011		351 255	81 940	48 167	38 532
2012		303 782	80 806	42 963	30 053
2013		343 699	89 097	47 528	31 452
2014 *		343 699	90 711	55 255	28 304
2015 **		343 699	90 711	55 255	28 304
TOTAL	**71 524 086**	**83 057 168**	**26 166 047**	**8 904 441**	**9 810 391**

* Engagement pour l'année 2013-2014.

Ainsi, le GRAME recommande à la Régie de prendre en considération le décret 841-2014 dans la décision qu'elle prendra à l'égard de la demande d'ajustement du GRAME.

Le GRAME est préoccupé par l'absence dans le tarif de développement économique de mesures pour favoriser la conversion d'énergies plus polluantes et recommande que soit ajouté ceci à la condition d) proposée par le Distributeur :

> **Section 6.41 Conditions d'admissibilité**
>
> Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :
>
> d) l'installation visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec, ou permettre la substitution d'énergies polluantes. Ainsi, la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec, ni être liée à des équipements qui étaient en exploitation dans l'année précédant la date d'entrée en vigueur du présent tarif. (Notre proposition de modification)

[13] R-3879-2014-B-052-Programme de Flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie, page 2

Le GRAME soumet que le Gouvernement du Québec indiquait à la Régie de l'énergie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 par le Décret 841-2014. Plus spécifiquement, le décret souligne la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant sur les meilleures pratiques en ce domaine. De l'avis du GRAME, l'efficience énergétique fait partie de manière intrinsèque de la question plus globale de l'efficacité énergétique et n'est pas réductrice à la notion d'économies d'énergie, et c'est pourquoi il demande à la Régie de retenir sa demande précédente d'ajout à l'alinéa d) des conditions d'admissibilité.

> **Décret 841-2014,** 24 septembre 2014
>
> CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 : (….)
>
> — la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine.

1.2.2 Conditions d'admissibilité d'une nouvelle charge liée à des équipements qui ont déjà été en exploitation

Plus encore, le GRAME est préoccupé par l'application de la condition d'admissibilité stipulée dans la section 6.41, à l'alinéa d), qui indique *que la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec, ni être liée à des équipements qui étaient en exploitation dans l'année précédant la date d'entrée en vigueur du présent tarif*.

En effet, le GRAME souhaiterait que cette condition d'admissibilité soit renforcée afin de s'assurer que dans le cas d'une installation existante, la nouvelle charge n'ait pas été antérieurement liée à la nouvelle, donc à des équipements qui étaient en exploitation antérieurement. En effet, le texte tel que stipulé ouvre la porte à la réouverture de production avec des équipements moins performants d'un point de vue de l'efficacité énergétique et de l'efficience. Par exemple, le risque existe d'une réouverture temporaire d'une production non performante, ni efficace d'un point de vue énergétique, de même que polluante dans ses procédés, mais qui deviendrait rentable suite à la réduction offerte par le tarif de développement économique.

Par conséquent, le GRAME propose une deuxième modification à la condition d'admissibilité d) :

> Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :
>
> (….)
>
> d) l'installation visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec. Ainsi, la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec, ni être liée à des équipements qui ont déjà été en exploitation dans les années précédant la date d'entrée en vigueur du présent tarif, à moins que l'adhérent démontre

que la réouverture de cette production implique aussi une mise à niveau de ses équipements ;

En ajoutant cette modification, l'ajout de charge pourrait résulter d'équipements et de productions qui existaient déjà, sans date spécifique, mais rencontrant aussi l'objectif de levier économique, puisque la mise à niveau implique des investissements et la possibilité de poursuite des activités au-delà du rabais tarifaire. Dans le cas contraire, tel que l'alinéa d) le stipule, la limite à l'exploitation dans l'année précédente est très peu restrictive et dépend uniquement de la chance du client d'avoir arrêté sa production, un peu avant une date prédéterminée.

1.2.3 Prise en compte des projets en efficacité énergétique dans la limite de 1000 MW

Le GRAME est préoccupé par l'absence de considération relative à l'efficacité énergétique dans la limite minimale de 1 000 MW pour l'obtention du rabais tarifaire. Le GRAME comprend de la réponse du Distributeur que dans le cas des nouveaux clients, celui-ci est d'avis *qu'il est peu probable que les clients choisissent d'implanter une technologie inefficace sur le plan énergétique*[14] et que le client *devra tenir compte dans son estimation des impacts en efficacité énergétique escomptés de sa charge future et, dans le cas d'un accroissement de charge, de sa charge actuelle*.[15]

Ainsi, le GRAME constate que le Distributeur n'a pas prévu de mécanisme pour encourager l'inclusion de projets d'efficacité énergétique à même l'adhésion de nouveaux clients ou de clients existants, alors que Gouvernement du Québec indiquait à la Régie de l'énergie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 par le Décret 841-2014. Plus spécifiquement, le décret souligne la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant sur les meilleurs pratiques en ce domaine :

> Gouvernement du Québec
>
> **Décret 841-2014,** 24 septembre 2014
>
> CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 :
>
> (….)
>
> — la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit tenir compte dans ses conditions d'admissibilité des projets d'investissements en efficacité énergétique qui pourraient être conçus en parallèle des agrandissements pour de la nouvelle production, par notamment l'adhésion à un programme en efficacité énergétique du PGEÉ du Distributeur. De l'avis du GRAME, de tels investissements sont par ailleurs un gage de l'engagement réel du client à conserver la production qu'il met en place, même suite à la fin du rabais tarifaire.

[14] R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, numéro 2.2
[15] R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, numéro 2.2

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie de prendre en considération le décret 841-2014 dans la décision qu'elle prendra à l'égard de la demande suivante du GRAME, particulièrement dans le cas des clients existants. Le GRAME propose la modification suivante à la condition d'admissibilité a) :

> **Conditions d'admissibilité**
>
> Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :
>
> a) le client doit s'engager à implanter et à mettre en service une nouvelle installation d'une puissance d'au moins 1 000 kilowatts ou à rajouter au moins 1 000 kilowatts de puissance à une installation existante. Ce client pourra déduire du 1 000 kilowatts la valeur correspondante de tout projet en efficacité énergétique lié au PGEÉ d'Hydro-Québec Distribution. La valeur correspondante sera déterminée conjointement entre le client et Hydro-Québec Distribution ;

1.3. Stratégie de commercialisation

Le GRAME note que le Distributeur ne compte pas modifier son offre de service pour la commercialisation et la promotion de son *Tarif de développement économique*[16], bien que l'équipe du Distributeur compte offrir son support à Investissement Québec et à d'autres instances gouvernementales pour répondre à des questions de clients existants ou potentiels.[17]

Par ailleurs, la réponse faite à la Régie à cet égard illustre le mandat que le gouvernement du Québec a indiqué au Distributeur, bien que le Distributeur indique que l'évaluation de l'admissibilité du client au tarif sera faite par Hydro-Québec, conjointement avec les instances gouvernementales.[18]

Il est donc indiqué par le Distributeur qu'il ne prend pas part directement à la recherche de nouveaux clients et qu'aucun budget spécifique n'est prévu à cet effet.[19]

Au dossier R-3864-2013, le GRAME proposait, à l'instar de Gaz Métro qui s'est lancé dans cette voie en 2013, de développer le secteur de la substitution des combustibles fossiles vers l'électricité dans le cadre des démarches de commercialisation et des activités promotionnelles. Cependant, le Distributeur nous indique qu'il *ne vise pas spécifiquement des secteurs dépendant du mazout*.

> De plus, le site Internet sur le Développement industriel n'existe plus et le dernier organigramme que nous avons été en mesure de consulter, et où la direction Développement industriel apparaît, est celui de 2011[20]. Actuellement, les activités de cette direction trouveraient probablement leur équivalent en 2014 auprès d'Investissement Québec.

[16] R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, numéro 4.1
[17] R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, numéro 4.2
[18] R-3905-2014, B-0107, Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, question 5.5
[19] R-3905-2014, B-0110, Réponse à la demande de renseignements no 2 du GRAME, numéro 4.2.4
[20] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2010/HQD-11-01-Organigrammes_final.pdf

La promotion de la substitution des combustibles fossiles à l'électricité n'existe plus. Et pourtant Gaz Métro s'est bien lancé dans cette voie en 2013. (Mémoire de Gaz Métro à la Commission sur les Enjeux énergétiques du Québec : document 20130917-097, pages 17 à 22).

Référence : R-3864-2013, C-GRAME-0011, p. 17

Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de promouvoir la substitution de combustibles fossiles, vers l'électricité, et cela en parallèle à ses activités de support à Investissement Québec et à d'autres instances gouvernementales, et cela, dans le but de contacter des clients potentiels utilisant le mazout comme forme d'énergie, et répondre à des questions de clients potentiels du marché du mazout.

II. REVENUS REQUIS / COÛTS RELATIFS AU SPEDE

2.1. Mise en contexte

Le GRAME constate une augmentation significative des coûts relatifs au Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) pour l'année 2015. En effet, au dossier précédent, le Distributeur annonçait des coûts prévisionnels de 1 M $ pour l'année 2013.

> «Selon les modalités prévues au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre et selon les achats planifiés sur le marché de référence, le coût s'établirait à 1 M $.»
>
> Référence : R-3854-2013, B-0094, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R.1.10.1

Puis, les coûts réels de 2013 s'avéraient plutôt de 2,1 M $, donc le double de ceux prévus initialement.

Tableau 7 :
Projets inférieurs à 10 M$ en respect des exigences (M$)

PROJETS	Année historique 2013	Autorisé 2014 (D-2014-037)	Année de base 2014	Année témoin 2015
Demandes de tiers	20,7	39,7	26,5	24,9
Poteaux en commun	4,9	8,1	5,3	7,0
Ententes contractuelles avec la CSEM	2,3	10,8	4,3	3,9
Droits d'émission - gaz à effet de serre	2,1		7,2	3,5
TOTAL	**30,0**	**58,6**	**43,3**	**39,3**

Référence : R-3905-2014, B-0035 Investissements 2015, Tableau 7

Le Distributeur prévoit des coûts de 3,5 M $ pour 2015, notamment pour couvrir les droits d'émission pour couvrir les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules, alors que ces coûts prévisionnels pour l'année 2014 seront de 7,2 M $[21].

[21] R-3905-2014, B-0035 Investissements 2015, Tableau 7

Ces différences constatées militent en une connaissance plus précise de la méthode de calcul du Distributeur pour établir ses prévisions de coûts d'acquisition des crédits d'émission du marché du carbone imputables à la centrale de Cap-aux-Meules et de ceux imputables aux achats planifiés sur le marché de référence.

Tableau 1 : Ventes aux enchères en 2014

Description	Nombre d'unités disponibles pour les ventes aux enchères en 2014	Prix minimum en Californie (USD)	Prix minimum au Québec (CAD)
Millésime présent (2014)	85 177 025	11,34$	11,39 $
Millésime futur (2017)	43 148 000	11,34$	11,39 $

Référence : Budget annuel et détermination du prix minimum pour les ventes aux enchères en 2014 Publié le 19 septembre 2014
http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/budget-2014-09-19.pdf

Considérant des émissions de l'ordre de 160 000 tonnes pour la centrale de Cap-aux-Meules qui avait été indiqué par le témoin du Distributeur au dossier précédent[22], et considérant que les droits d'émission[23] ont été vendus **10,75 $** l'unité lors de la vente aux enchères du 3 décembre 2013, puis à **11,39** $ lors des ventes du 4 mars[24], 27 mai[25] et 26 août 2014[26] conformément aux dispositions du règlement sur le SPEDE, le GRAME demandait au Distributeur d'indiquer ses prévisions d'émissions, en nombre de tonnes de CO2, qui seront assujetties au SPEDE en 2015 pour la centrale de Cap-aux-Meules et celles prévues pour les achats planifiés sur le marché de référence.

Le Distributeur a prévu pour l'année 2015 des émissions de l'ordre de 130 000 tonnes métriques de CO2 pour la centrale de Cap-aux-Meules et de l'ordre de 90 000 tonnes métriques pour les achats d'électricité sur le marché de référence de New York, soit 0,3 TWh, comme présenté au tableau 4 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020), page 9.

Référence : R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.1

Nous constatons qu'outre les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules, une part importante des émissions attribuées au Distributeur proviennent de l'achat d'électricité sur le marché de référence de New York.

Considérant des prévisions de 130 000 tonnes métriques de CO2 pour la centrale de Cap-aux-Meules et de l'ordre de 90 000 tonnes métriques pour les achats d'électricité sur le marché de référence de New York, soit 0,3 TWh pour 2015, et un coût prévu de 3,5 M $, nous en venons à faire un calcul simple d'un coût prévu de 15,91 $ la tonne de CO2.

---

[22] R-3854-2013, Notes sténographiques du 10 décembre 2013, Volume 5, p. 74, m. Zayat
Q. [116] Oui, mais sans fermer la centrale, peut-être seulement diminuer les émissions. Savez-vous si c'est vraiment près du vingt-cinq mille (25 000) ou si on parle de cinquante mille (50 000), là, je comprends que ça ne serait pas possible. R. Ah non! C'est... J'ai cent soixante mille (160 000) en tête.
[23] Budget annuel et détermination du prix minimum pour les ventes aux enchères en 2014 Publié 19 sept. 2014
http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/budget-2014-09-19.pdf
[24] Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 4 mars 2014
[25] Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 27 mai 2014
[26] Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 26 août 2014

Tableau 1 :
Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2014

	2014 (D-2014-037)			2014 Année de base			Écarts		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
Besoins	**183,6**			**189,2**			**5,5**		
moins Électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus Électricité patrimoniale inutilisée	7,3			4,9			-2,4		
Approvisionnements postpatrimoniaux	**12,1**			**15,2**			**3,2**		
Approvisionnements de long terme	**11,9**	**1 178,4**	**99,4**	**12,5**	**1 194,3**	**95,5**	**0,7**	**15,9**	**-3,9**
Approvisionnements de court terme	**0,2**	**20,9**	**s.o.**	**2,7**	**491,8**	**s.o.**	**2,5**	**470,9**	**s.o.**
Achats d'énergie (1)	0,2	11,8	53,2	2,7	473,3	173,7	2,5	461,5	120,5
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	9,1	s.o.	s.o.	18,5	s.o.	s.o.	9,4	s.o.
dont option d'électricité interruptible	*s.o.*	*7,2*	*s.o.*	*s.o.*	*7,6*	*s.o.*	*s.o.*	*0,4*	*s.o.*
Entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service de transport	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	**12,1**	**1 199,2**	**99,3**	**15,2**	**1 686,1**	**110,7**	**3,2**	**486,9**	**11,4**

(1) Incluant l'énergie provenant du programme d'électricité interruptible

Référence : R-3905-2014, B-0020, page 6, Tableau 1

Si on utilise les prévisions d'achat de 0,3 TWh pour 2015[27] que le Distributeur nous indique en réponse à notre demande de renseignements, on constate que cette même prévision correspond à celle du tableau 6 indiquant les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2015. Puisque nous n'avons pas le détail de la méthode du Distributeur pour déterminer les coûts liés au SPEDE, nous devrons utiliser cette quantité et la comparer à celle prévisionnelle de 2014 et réelle de 2013.

Tableau 6 :
Coût des approvisionnements postpatrimoniaux

	2013 Année historique			2014 Année de base			2015 Année témoin		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
LONG TERME	**10,1**	**907,9**	**89,5**	**12,5**	**1 194,3**	**95,5**	**13,6**	**1 391,1**	**102,2**
COURT TERME	**2,4**	**175,4**	**s.o.**	**2,7**	**491,8**	**s.o.**	**0,3**	**54,3**	**s.o.**
Achats d'énergie(1)	2,4	167,1	69,0	2,7	473,3	173,7	0,3	25,1	72,4
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	8,3	s.o.	s.o.	18,5	s.o.	s.o.	29,1	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT								-	
TOTAL	**12,6**	**1 083,3**	**86,2**	**15,2**	**1 686,1**	**110,7**	**14,0**	**1 445,4**	**103,5**

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

Référence : R-3905-2014, B-0020, page 11, Tableau 6

Donc, nous allons comparer les achats prévus pour 2014 de 2,7 TWh au présent dossier, avec ceux qui étaient prévus au dossier R-3854-2013 de 0,2 TWh pour 2014, pour y constater un écart de 2,5 TWh en 2014, d'où l'écart de 5,1 M$ entre le budget autorisé de 2,1 M$ par la décision D-2014-037 et les coûts de l'année de base 2014 de 7,2 M$.

Tableau 7 :
Projets inférieurs à 10 M$ en respect des exigences (M$)

PROJETS	Année historique 2013	Autorisé 2014 (D-2014-037)	Année de base 2014	Année témoin 2015
Demandes de tiers	20,7	39,7	26,5	24,9
Poteaux en commun	4,9	8,1	5,3	7,0
Ententes contractuelles avec la CSEM	2,3	10,8	4,3	3,9
Droits d'émission - gaz à effet de serre	2,1		7,2	3,5
TOTAL	**30,0**	**58,6**	**43,3**	**39,3**

Référence : R-3905-2014, B-0035 Investissements 2015, Tableau 7

[27] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.1

Cependant, lorsqu'on applique à la totalité des prévisions d'achat d'électricité, en l'associant au marché de référence de New York de 2,7 TWh en 2014, il faudrait multiplier par 9 les droits d'émissions correspondants nécessaires et donc les coûts. Si on compare les coûts prévus de 7,2 M$, ces derniers ne correspondent pas.

> Le Distributeur a prévu pour l'année 2015 des émissions de l'ordre de 130 000 tonnes métriques de CO2 pour la centrale de Cap-aux-Meules et de l'ordre de 90 000 tonnes métriques pour les achats d'électricité sur le marché de référence de New York, soit 0,3 TWh, comme présenté au tableau 4 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020), page 9. **Référence :** R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.1

Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que le Distributeur nous indique l'ensemble de sa méthode utilisée pour la détermination de ces coûts relatifs au SPEDE, pour qu'il soit possible de faire des prévisions précises de coûts en fonction des achats d'électricité sur les marchés de référence.

2.2. Méthode de calcul

Le GRAME demandait que soit identifiée par le Distributeur sa méthode de calcul et le prix considéré par unité de CO2 pour déterminer le coût de 3,5 M$ en 2015 :

> **Réponse :** Le montant de 3,5 M$ prévu aux investissements de l'année 2015 correspond à une prévision des achats de droits d'émission pour la période de conformité 2015-2017.
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.7
>
> **Complément de réponse :**
>
> Le Distributeur doit couvrir ses émissions sur un horizon de trois ans. Ainsi, le coût d'acquisition des droits d'émission pour une année donnée ne correspond pas nécessairement aux émissions de cette même année puisque le Distributeur peut avoir acquis des droits d'émission lors d'une année antérieure ou peut acquérir des droits pour couvrir des besoins d'une année postérieure**.**
>
> **Référence :** COMPLÉMENT AUX RÉPONSES 1.7, pièce HQD-15, doc. 10.2

Le GRAME demandait également de précicer en quoi consistent les coûts de 7,2 M $ pour l'année de base 2014 au tableau 7 et pourquoi ils diffèrent de ceux de 2 M $ annoncés par le Distributeur au dossier R-3854-2013 :

> **Réponse :** L'investissement de 7,2 M$ correspond notamment aux coûts d'acquisition des droits d'émission de l'année 2013 et une prévision d'achats de droits d'émission plus importants que ceux prévus au dossier R-3854-2013 en raison des températures froides de l'hiver 2013-2014.
>
> **Référence** : R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.9

Finalement le GRAME demandait au Distributeur de préciser le traitement comptable des droits d'émissions :

> **Réponse :** Les droits d'émission de gaz à effet de serre (GES) acquis pour couvrir des émissions sont comptabilisés au coût et présentés dans les autres actifs incorporels non amortissables.
>
> Un passif doit être comptabilisé sur la base des émissions générées et sur celle des volumes d'achats d'électricité. Ce passif est évalué au coût moyen pondéré des droits détenus. Lorsque les droits d'émission détenus ne couvrent pas la totalité des émissions générées pour une période

comptable donnée, la partie du passif non couverte est évaluée en fonction du montant estimé pour acquérir les droits d'émission manquants. La contrepartie du passif est une charge dont la nature est fonction de l'activité qui génère les émissions de GES.

Par conséquent, la charge liée aux achats d'électricité est incluse dans les achats d'électricité, celle liée à la production thermique d'électricité l'est dans les achats de combustible, alors que celle liée à l'exploitation du réseau de distribution est comptabilisée dans les charges d'exploitation.

Les droits d'émission alloués gratuitement sont comptabilisés avec les droits d'émission acquis à leur valeur nominale (0 $) et leur comptabilisation entraîne un ajustement du coût moyen pondéré des droits acquis, du passif et de la charge correspondants.

Le règlement de l'obligation de restituer les droits d'émission au gouvernement a lieu à l'expiration du délai de conformité, soit le 1er novembre suivant la fin d'une période de conformité donnée. La première période de conformité s'étend du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2014, et les périodes de conformité subséquentes sont de trois ans. Lors du règlement, l'actif incorporel et le passif sont décomptabilisés sur la base du coût moyen pondéré des droits d'émission requis pour couvrir les émissions générées pendant la période de conformité donnée.

Pour une année donnée, les droits d'émission de GES acquis ne correspondent pas nécessairement aux charges intégrées dans les revenus requis, puisque le Distributeur peut avoir acquis des droits dans une année antérieure ou pour une année postérieure.

Référence : R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.11

Premièrement, le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'identifier à chaque dossier tarifaire, sa méthode d'établissement de ses coûts projetés pour les émissions de la centrale de Cap-aux-meules et pour ses achats d'électricité.

Le GRAME est favorable au traitement comptable proposé par le Distributeur pour ce qui est de la création d'un passif pour les périodes de conformité correspondantes sur la base des émissions générées et sur celle des volumes d'achats d'électricité.

Cependant, le Distributeur nous indique que la charge liée aux achats d'électricité est incluse dans les achats d'électricité et celle liée à la production thermique d'électricité l'est dans les achats de combustibles, alors que celle liée à l'exploitation du réseau de distribution est comptabilisée dans les charges d'exploitation. [28]

Le GRAME recommande plutôt que soit créé un compte de frais reportés hors base portant intérêt et qui comptabilise l'ensemble des coûts liés à l'achat des droits d'émission liés à la production thermique d'électricité et à l'achat d'électricité, de manière à permettre à la Régie de suivre ces coûts séparément et d'évaluer la stratégie d'achat retenue par le Distributeur pour chacune des périodes de conformité.

[28] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.11

2.3. Ajustement des coûts de carburant dans les stocks de matériaux et le SPEDE

Concernant les coûts générés par le SPEDE et les stocks de combustibles, la preuve du Distributeur démontre que le Distributeur n'a pas inclus dans évaluation des coûts des stocks de carburants, les coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles.

> *Hydro-Québec évalue ses stocks de matériaux, de combustibles et de fournitures au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette, le coût étant déterminé selon la méthode du coût moyen. Cette méthode consiste à attribuer à chaque article le coût moyen pondéré de tous les articles semblables qui étaient en stock à l'ouverture de l'exercice et de tous ceux qui y ont été portés au cours de l'exercice.*
>
> Référence : R-3905-2014, B-0034, page 3

Le GRAME demandait à ce propos des précisions au Distributeur concernant les approvisionnements en carburants.

Tableau 1 :
Matériaux, combustibles et fournitures (en milliers de $)

Description	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015
Stock - Matériel général[1]	**133 676**	**142 655**	**126 225**
Transformateurs aériens et souterrains	29 124	29 707	30 301
Appareillage de coupures	14 314	14 600	14 892
Câbles aériens et souterrains	13 526	13 797	14 073
Équipements de mesurage	25 974	35 260	19 616
Accessoires souterrains/connecteurs	4 665	4 759	4 854
Équipements - Autres	14 430	14 718	15 013
Accessoires de lignes	6 373	6 501	6 631
Combustibles	11 055	8 815	6 058
Protections	4 425	4 513	4 604
Poteaux	3 286	3 352	3 419
Équipements d'instrumentation et de signalisation	4 429	4 518	4 608
Vêtements	2 074	2 116	2 158
Combustibles - Production d'électricité - Réseaux autonomes	**5 110**	**5 212**	**5 316**
Provision pour matériel désuet et surplus d'actifs	**(2 346)**	**(2 393)**	**(2 441)**
MATÉRIAUX, COMBUSTIBLES ET FOURNITURES	**136 439**	**145 473**	**129 100**

[1]Comprend les matériaux relatifs au projet LAD, soit 15 M$ pour l'année historique 2013, 24 M$ pour l'année de base 2014 et 8,1 M$ pour l'année témoin 2015.

> Référence : R-3905-2014, B-0034, page 3, Tableau 1 matériaux, combustibles et fournitures (en milliers $) (Notre surligné)

Ce dernier nous réfère[29] à la réponse qu'il a donnée à la Régie, dans laquelle il indique ne pas avoir considéré les <u>coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles,</u> ainsi il est à prévoir que les coûts indiqués au tableau 1 pour les combustible seront augmentés de la valeur correspondante :

> **Réponse :** Seuls les coûts du SPEDE résultant des droits d'émission assujettis au Distributeur pour la centrale de Cap-aux-Meules sont pris en compte dans le tableau 2 de la référence ii) ainsi que dans les coûts évités en énergie.
>
> <u>Le Distributeur n'a pas considéré les coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront directement facturés par les distributeurs de combustibles.</u> Lors de la détermination de la

[29] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.1

prévision des prix des combustibles et des coûts évités pour le présent dossier, la précision des informations disponibles était insuffisante. Toutefois, le Distributeur évaluera l'impact de ces coûts dans le prochain dossier tarifaire.

Référence : R-3905-2014, B-0081, Réponse à la demande no 2 de la Régie, réponse numéro 10.1

Le GRAME note l'intention du Distributeur d'en évaluer l'impact sur ses coûts au prochain dossier tarifaire et recommande à la Régie d'ordonner la mise à jour des coûts des combustibles afin d'y inclure les coûts liés au SPEDE facturés directement par les distributeurs de combustibles.

III. SUIVI DU PROJET LAD

3.1 Suivi des coûts et matérialisation des gains d'efficience annoncés

Concernant la matérialisation des gains d'efficience liés au projet LAD, outre les gains en réduction de personnel pour la relève des compteurs, la fonctionnalité devant amener le plus de gains d'efficience est la fonctionnalité visant les branchements/débranchements à distance (Interruption et remise de service à distance), à la hauteur de 96,1 M$ sur 124 M$.

TABLEAU 6

Réduction de coûts et revenus période 2012-2031 M$ actualisés	
Interruption / Remise de service à distance	(96,1)
Activités clientèle	(17,4)
Mise en conformité	(11,0)
Total	**(124,4)**

Référence : R-3770-2011, Pièce B-0039, page 12, tableau 6

Lors des audiences tenues dans le cadre de la demande d'approbation des phases 2 et 3 du projet LAD (R-3863-2013), cette fonctionnalité n'était pas encore automatisée via le processus de recouvrement et devait être lancée dans la semaine du 14 avril 2014.

«[141] *La Régie souligne que le Projet LAD permet l'interruption de service et la remise en service à distance, que l'interruption de service à distance des locaux vacants est opérationnelle depuis novembre 2013 et que l'utilisation automatisée de la fonctionnalité branchement/débranchement dans le processus de recouvrement devait être lancée par le Distributeur dans la semaine du 14 avril 2014.*»

Référence : R-3863-2013, D-2014-101, par. 141

Le GRAME soumet que dans sa décision D-2014-160, rendue au dossier R-3863-2013, la Régie indiquait qu'il est opportun de procéder à l'étude de la révision des frais de mise sous tension, et précisait que les coûts et gains d'efficience associés au Projet LAD seront traités comme enjeux, considérant les suivis demandés par les décisions D-2012-127 et D-2014-101 :

[39] **La Régie est cependant d'avis qu'il est opportun de procéder immédiatement à l'étude de la demande de révision des frais de mise sous tension, comme le propose la CORPIQ, considérant l'importance de ces frais et le fait qu'un grand nombre de compteurs de nouvelle génération (CNG) sont déjà installés.**

[40] Considérant les suivis demandés dans les décisions D-2012-127 et D-2014-101, les enjeux suivants seront également traités dans le présent dossier :

- l'échéancier de déploiement des CNG;

- les coûts et gains d'efficience associés au Projet LAD;
- l'impact du Projet LAD sur les tarifs de distribution d'électricité de 2015-2016;
- l'état d'avancement de l'implantation des fonctionnalités associées au Projet LAD;
- l'impact du déploiement des CNG sur les indicateurs de performance et de qualité de service du Distributeur.

[41] **À cet égard, la Régie demande au Distributeur de verser au présent dossier le suivi du Projet LAD au 30 juin 2014 et celui au 30 septembre 2014.**

Référence : R-3863-2013, D-2014-160, paragraphes 39, 40 et 41

En lien avec les coûts et gains d'efficience associés au Projet LAD, le GRAME demandait au Distributeur de mettre à jour le tableau 6 en fonction des résultats obtenus à ce jour. Le Distributeur nous indiquait ne pas pouvoir mettre ce tableau à jour pour les raisons énumérées ci-dessous :

Réponse : Le Distributeur ne peut mettre à jour le tableau de la référence iii) qui représente une portion de l'analyse économique du projet en fonction des résultats obtenus à ce jour, et ce, pour les raisons suivantes :

- L'analyse économique effectuée lors de la demande d'autorisation du projet est un outil de choix de projet, non pas un outil de suivi. Les projets non retenus ne peuvent devenir des scénarios de référence pour le suivi du projet puisqu'ils ne représentent plus une alternative dès lors que débute le projet, le déclenchement du déploiement de l'infrastructure de mesurage avancé (IMA) ayant modifié la réalité du Distributeur. Par ailleurs, le Distributeur fait, sur une base trimestrielle et annuelle, le suivi du projet et des hypothèses qui sous-tendent sa rentabilité.
- Refaire l'analyse économique signifierait de suivre la réalisation ou la non réalisation des hypothèses du scénario IMA en ajoutant des distorsions d'hypothèses économiques, dont principalement le taux d'actualisation et le taux d'inflation à long terme. Ainsi, le Distributeur est d'avis qu'un tel exercice en cours de projet s'avèrerait inutile compte tenu de ces biais.

Les gains associés au projet pour la période 2012-2016 sont présentés au tableau R-21.1 déposé en réponse à la question 21.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.

Référence: R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.1

Bien que le Distributeur indique que l'analyse économique effectuée lors de la demande d'autorisation n'est pas un outil de suivi et que les projets non retenus ne peuvent devenir des scénarios de référence pour le suivi du projet, le GRAME soumet qu'au contraire la fonctionnalité Interruption / remise de service à distance a été retenue dans le scénario de référence et constitue le principal gain en termes de réduction de coûts pour la période 2012-2031.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait faire le point sur cet aspect des gains d'efficience et recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur qu'il évalue et dépose au prochain dossier tarifaire une estimation projetée de ces gains sur la période du projet LAD, donc à partir de sa mise en fonction et compte tenu des délais de mise en œuvre.

Dans sa tentative de concilier les gains associés au projet LAD – 2012-2031 au dossier R-3770-2011, avec ceux indiqués en réponse la demande de la Régie[30], le Distributeur nous confirmait qu'il ne peut les concilier.

[30] R-3905-2014, B-070, Réponses à la demande no 1 de la Régie, R. 3.3, Tableaux R-3.3-B et 3.3-C

Réponse : Le Distributeur ne peut concilier ces deux informations. En effet, les gains associés au projet LAD pour la période 2012-2031 dans le dossier R-3770-2011 sont des gains actualisés alors que les gains présentés en réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0070) sont des gains annuels couvrant la période 2012-2016.

Référence: R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 3.5

Concernant les résultats obtenus depuis la semaine du 14 avril 2014 concernant la fonctionnalité *branchement/débranchement dans le processus de recouvrement,* le GRAME demandait au Distributeur de préciser et indiquer séparément le nombre de branchements et de débranchements qui ont été réalisés à distance, et cela, uniquement dans le cadre du processus de recouvrement :

Réponse : Les nombres d'interruptions et de rétablissements de service à distance dans le processus de recouvrement, réalisés auprès de la clientèle résidentielle du 1er avril au 30 septembre 2014, s'élèvent respectivement à 30 474 et à 26 325.

Référence: R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.3.

Concernant uniquement ce processus de recouvrement, le GRAME demandait d'indiquer les coûts historiques et les coûts du nouveau processus, puis d'indiquer les économies réelles du changement de processus depuis le 14 avril 2014.[31]

Bien que le Distributeur nous ait indiqué avoir procédé à des interruptions et des rétablissements de service à distance[32], il semble incapable de produire analyse comparative des coûts totaux et unitaires pour ces opérations, tel qu'il l'indique en réponse à la demande de renseignements no 1 de la CORPIQ,[33] malgré la demande de la Régie dans sa décision D-2014-164 au dossier R-3854-2013 Phase 2, dans laquelle elle propose un tableau d'analyse comparative des frais par composantes de coûts[34].

Ce qui est plus préoccupant de cette réponse, est que le Distributeur indique également qu'il *examine actuellement les processus visant les interruptions et les remises en service à distance*[35], **en contradiction avec la réponse précédente qu'il a faite au GRAME.**[36]

> **2.5** Le Distributeur dispose-t-il d'une analyse comparative des coûts totaux et unitaires pour ces opérations de cessation de la livraison de l'électricité et de remise sous tension à distance ?
>
> **Réponse : Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée. Comme mentionné à la pièce HQD-13, document 2.1 (B-0068), page 5, le déploiement des compteurs de nouvelle génération est en cours, et, parallèlement à ce déploiement, le Distributeur examine actuellement les processus visant les interruptions et les remises en service à distance. (Notre souligné)**
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0093, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la CORPIQ, réponses 2.5, 2.6, 2.7 et 2.8

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur le dépôt d'un bilan complet du nombre d'interruptions et de remises en service à distance effectuées et des gains d'efficience qui s'y rattachent.

[31] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.4
[32] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.3
[33] R-3905-2014, B-0093, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la CORPIQ, R. 2.5, 2.6, 2.7 et 2.8
[34] R-3854-2013, phase 2, D-2014-164, p. 8, tableau 1
[35] R-3905-2014, B-0093, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la CORPIQ, réponses 2.5
[36] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.3.

3.2. Stratégie d'exploitation des données du projet LAD (Suivi D-2014-037 et D-2014-101)

Dans sa décision D-2014-037, rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2014 (R-3854-2013, phase 1)[37], la Régie énonçait certaines demandes spécifiques au Distributeur en lien avec le potentiel des compteurs de nouvelle génération pour améliorer la gestion de la consommation en réseaux autonomes.

Dans sa décision D-2014-101, rendue dans le cadre du dossier R-3863-2013, la Régie a réitéré cette demande visant à développer des outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes gérant la majorité des factures du marché résidentiel en réseaux autonomes.

> «[151] La Régie réitère sa demande exprimée dans sa décision D-2014-037 en ce qui a trait au développement d'outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes qui ont la responsabilité de gérer la grande majorité des factures du marché résidentiel de ces réseaux : (...).»
>
> Référence : R-3863-2013, D-2014-101, par. 151

Le GRAME constate que le Distributeur n'a pas présenté, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2014-037 (par. 762), une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD pour les réseaux autonomes, de même qu'un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.

> [762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Également, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.
>
> **Référence :** D-2014-037, R-3854-2013 Phase 1, par.762

Ainsi, le GRAME demandait au Distributeur d'indiquer à quel moment il entend procéder à un suivi de la demande de la Régie :

> L'outil de gestion de la consommation, actuellement en développement, sera rendu disponible à l'ensemble de la clientèle du Distributeur. La clientèle des réseaux autonomes y aura accès lorsque les compteurs de nouvelle génération seront installés, le déploiement dans les réseaux autonomes étant prévu après l'année 2015.
>
> Par ailleurs, le Distributeur effectuera sous peu une étude au Nunavik afin de mieux comprendre la consommation d'électricité, notamment relativement au chauffage d'appoint. Cette étude permettra au Distributeur de mieux cibler, dès 2015, ses interventions en vue de diminuer la consommation électrique des ménages.
>
> **Référence:** R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.5

[37] D-2014-037, R-3854-2013 Phase 1, par.762

Bien que le Distributeur indique qu'il effectuera sous peu une étude au Nunavik afin de mieux comprendre la consommation d'électricité, le GRAME constate que la Régie précisait que les centrales devant faire l'objet d'un ajout de puissance planifiée dans un horizon de deux à quatre ans entre 2015 à 2018 dont des investissements de l'ordre de 73,8 M$ sont prévus, débutant en 2015, doivent être priorisés.

Le GRAME est d'avis que le Distributeur a omis de présenter les actions prévues pour mettre à profit les investissements du projet LAD pour ces réseaux notamment pour ceux devant faire l'objet d'un ajout de puissance planifiée dans un horizon de deux à quatre ans entre 2015 à 2018.

Le GRAME recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de se conformer à sa demande en suivi du présent dossier.

3.3. Indicateurs de performance : Taux de relève des compteurs

Le Distributeur suggère de retirer l'indicateur «Taux de relève de compteurs», puisqu'à la fin de l'année 2015, la presque totalité des compteurs de nouvelle génération seront installés.

> Les deux indicateurs que le Distributeur suggère de retirer sont :
>
> *Taux de relève de compteurs :* À la fin de l'année 2015, la presque totalité des compteurs de nouvelle génération seront installés, ce qui fera en sorte que le taux de relève atteindra près de 100 %. Un tel indicateur n'est donc plus utile
>
> **Référence :** R-3905-2014, B-0009, page 11

Compte tenu du fait que cet indice n'est pas utile pour mesurer la performance des compteurs de nouvelle génération, le GRAME demandait l'opinion du Distributeur à savoir quel autre indice de performance qui pourrait y être attaché.

> Le Distributeur n'est pas d'avis que le taux de relève de compteurs n'est pas utile pour mesurer la performance des compteurs de nouvelles génération, mais plutôt qu'il n'est plus pertinent de suivre cet indicateur comme mesure de sa performance puisque cet indicateur atteindra près de 100 % au terme du projet LAD. Ayant comme objectif de suivre un nombre restreint d'indicateurs permettant d'évaluer une large part de ses activités, le Distributeur n'entend pas présenter d'indicateur de qualité de service lié spécifiquement à la performance des compteurs de nouvelle génération.
>
> **Référence**: R-3905-2014, B-0095, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 6.7

Lors de la demande d'approbation du Projet de lecture à distance, l'expert en réseaux intelligents retenu par le GRAME, monsieur Edmund P. Finamore de la firme Valutech Solutions, abordait deux éléments de performance associés au Projet LAD, soit le taux de performance de lecture des compteurs au frontal d'acquisition et le temps de latence.

Concernant le taux de performance de lecture des compteurs au frontal d'acquisition, monsieur Edmund P. Finamore de la firme Valutech Solutions affirmait que le taux de performance de lecture des compteurs au frontal d'acquisition était un aspect primordial du Projet LAD, dont l'objectif est d'atteindre des gains d'efficience de 81 M$ annuellement. La section 3.3 de son rapport qui traite de cet enjeu est reprise ci-dessous:

« **3.3.3 Meter Reading Performance**

Perhaps the most basic but important function of the LAD network is to reliably and accurately read meters for client billing in order to permit the reductions in HQ personnel that are needed to achieve a significant amount of HQ's projected $81 million annual operating savings. HQ has established a daily meter read performance standard of 99.4%, meaning that each day the Gridstream network must read 99.4% of all new generation meters covered by the network.

In its February 14th report to the Board, HQ stated that the daily read rate is approaching 100% (note 30: HQD-3, Doc 1 dated February 14, 2014).Valutech is concerned that this figure may mislead the Board because it represents a read rate taken from an unknown number of clients located in the more dense and easier to read client areas of Montreal and suburbs. As HQ begins to deploy the Gridstream network in the rural and remote areas of Phases II and III, it is likely that the read performance will diminish as the client density and area topography become less favorable, and the number of clients per collector decreases. It is important that HQ verify that the 99.4% read performance is achieved at the end of Phase I before moving to the less dense areas of Phase II and III.

If daily read performance is not adequate, HQ may be forced to add additional collectors and routers in poorly performing areas to improve the daily read rate and achieve the 99.4% system wide read performance requirement. This problem could be further complicated by HQ's lack of experience with the new Elster residential meters that are expected to be purchased and installed in significant quantities for Phases II and III. If network performance problems with the Elstermeter develop, HQ may be forced to choose between compromising network read performance or adding network equipment, which could increase project cost.

We understand that the new Elster meter must be programmed to communicate over the Gridstream network before shipping, and we do not believe that this has been done previously for any other North American utility. It is therefore not likely that the Elster meter has been sufficiently tested to verify acceptable read performance and reliable integration with the Gridstream mesh network, especially in less dense client locations similar to the rural areas of Phase III. »[38] (notre souligné)

Concernant le temps de latence, monsieur Edmund P. Finamore de la firme Valutech Solutions indiquait que la vitesse de transmission des données (temps de latence du réseau) doit être suffisante pour soutenir les fonctionnalités en temps réel comme le débranchement/rebranchement à distance, la détection de pannes, qui sont des enjeux importants pour les gains d'efficience à venir du Projet LAD :

6. Hydro Quebec states that it bases the proper operation of the network on a "proof of concept" approach in an environment that is "similar to the Distributor's". This suggests that HQ has not yet installed significant portions of the Landis+Gyr network with Rogers Communications backhaul in the designated pilot locations to confirm adequate network performance. Under such a minimalist scenario, it is not likely that Hydro Quebec can

[38]R-3863-2013, C-GRAME-0023, p. 19-20, *Rapport de Valutech Solutions inc., rédigé par m. Edmund P. Finamore, daté du 12 mars 2014, section 3.3*

> verify that a 99.4% read rate and sufficient network bandwidth will be provided, or that data transmission speed (network latency) will be adequate to support near real time features such as remote disconnect/reconnect, outage detection and on request reads at the current project cost. In addition, bandwidth inadequacies can jeopardize the future performance of outage management, load control and Home Area Network applications (energy displays, programmable thermostats, etc.) that could be provided in connection with advanced smart grid functions. [39]

Considérant l'importance d'un taux de lecture adéquat des compteurs de nouvelle génération, le GRAME recommande que soit discutée et étudiée l'opportunité au prochain dossier tarifaire de mettre en place un indicateur mesurant le taux de lecture des compteurs au frontal d'acquisition, dont le minimum à atteindre serait de 99,4%, selon les informations fournies à la Régie par le Distributeur lors de sa demande d'approbation du Projet de Lecture à distance.

Considérant l'importance du temps de latence pour certaines fonctionnalités, comme celles de la détection des pannes, la subtilisation et le branchement/débranchement à distance, toutes essentielles à l'atteinte des objectifs d'efficience et de réduction des coûts prévus par le projet LAD, le GRAME recommande que soit discutée et étudiée l'opportunité au prochain dossier tarifaire de mettre en place un indicateur mesurant le temps de latence en y attachant un objectif à être identifié et reconnu par la Régie.

Considérant que ces enjeux sont de nature technique, la question du remplacement de l'indicateur lié aux compteurs pourrait faire l'objet d'un enjeu au prochain dossier, et le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de proposer un nouvel indicateur lié à la performance des compteurs dès le prochain dossier, afin de remplacer l'indicateur «taux de relève des compteurs» que le Distributeur demande de supprimer.

[39] R-3770-2011, C-GRAME-0045, *Rapport de Valutech Solutions inc., rédigé par m. Edmund P. Finamore, daté du* 7 décembre 2011, p. 34

IV. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1. Normes internationales d'information financière (IFRS)

Le Distributeur nous indique que *L'établissement des diverses composantes des revenus requis du Distributeur repose sur les Normes internationales d'information financière (les « IFRS »)…..*[40]

De plus, le Distributeur indique à la Régie en complément de réponse que *la décision d'abandonner le projet de réfection de la centrale Gentilly-2 en 2012 a entraîné pour Hydro-Québec un nouvel enjeu en IFRS, qui n'existe pas en US GAAP.* [41]

Demandes additionnelles :

1. Veuillez indiquer de façon détaillée les raisons ayant incité Hydro-Québec à vouloir effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP.

Réponse : La principale raison ayant incité Hydro-Québec à vouloir effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP est l'incertitude entourant la comptabilité des activités à tarifs réglementés.

En janvier 2014, l'International Accounting Standards Board (IASB) a publié la norme provisoire IFRS 14 permettant aux premiers adoptants des IFRS de maintenir la comptabilisation des pratiques comptables réglementaires aux états financiers. Cette norme provisoire a des impacts importants sur la présentation des états financiers.

Un projet à plus long terme abordera la question de savoir si les comptes de report réglementaires répondent à la définition d'un actif ou d'un passif. Ce projet pourrait se poursuivre pendant plusieurs années. Selon les conclusions de ce projet, l'IASB pourrait publier une norme définitive ou ne formuler aucune exigence précise. La finalité relative aux travaux de l'IASB est fondamentale pour Hydro-Québec. En effet, l'issue de ce projet pourrait influer sur la situation financière et accroître la volatilité des résultats. Les US GAAP permettent de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires et ainsi éviter la volatilité sur les résultats financiers.

Par ailleurs, d'autres grandes entreprises d'électricité canadiennes utilisent déjà les US GAAP, principalement afin de maintenir la comptabilité des activités réglementées.

En 2013, la norme IAS 19 Avantages du personnel a été modifiée. Dorénavant, le rendement prévu des actifs correspond au taux d'actualisation de l'obligation. Ainsi, dans un contexte où les taux d'intérêt sont bas, l'impact à la hausse sur le coût de retraite et sur l'établissement des tarifs est important. Les US GAAP permettent d'utiliser un rendement prévu correspondant au taux de rendement prévu à long terme des actifs du régime de retraite.

Finalement, la décision d'abandonner le projet de réfection de la centrale Gentilly-2 en 2012 a entraîné pour Hydro-Québec un nouvel enjeu en IFRS, qui n'existe pas en US GAAP. La similitude entre les US GAAP et les PCGR du Canada fait en sorte que la transition ne devrait pas avoir d'incidence importante pour Hydro-Québec et ainsi, assurer une continuité avec les pratiques comptables actuelles retenues pour la préparation des états financiers statutaires. (Notre souligné)

Référence : R-3905-2014, B-073, Compléments de réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, réponse 1, p. 4

[40] R-3905-2014, B-0011, p. 5 à 7.
[41] R-3905-2014, B-073, Compléments de réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, Réponse 1, p. 4

Le GRAME demandait au Distributeur, à quel «nouvel enjeu en IFRS» il fait référence dans son complément de réponse, qui n'existe pas en US GAAP et qui concerne *la décision d'abandonner le projet de réfection de la centrale Gentilly-2 en 2012* :

> **Réponse :** Les IFRS prévoient pour la comptabilisation de l'obligation de mise hors service de la centrale Gentilly-2 un traitement comptable différent de celui prévu en vertu des PCGR canadiens et américains.
>
> **Référence:** R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 7.1

Le GRAME tient à souligner sa préoccupation à l'égard du respect de l'obligation qu'a présentement le Distributeur de créer un passif pour les cas de réhabilitation de sites lorsqu'il prévoit la fermeture d'un tel site, soit lorsqu'il ne s'agit pas de réfection ou de remise à niveau d'un poste ou d'une centrale, tel que précisé par la Régie dans la décision D-2012-021 :

> «[48] Pour revenir à la question de l'application de la norme IAS 37 et des obligations implicites de la Demanderesse, la Régie prend acte du fait que la Demanderesse les identifiera et en tiendra compte dans ses projections pour l'année de base et l'année témoin projetée, le cas échéant.»[42]

La modification envisagée par le Distributeur pourrait avoir un impact sur les procédures comptables réglementaires en cours, pour les cas où il y aurait fermeture du site d'une centrale située en réseau autonome, ou pour les coûts résultant de déversements dans l'environnement, lorsque ces derniers doivent faire l'objet de réhabilitation échelonnée sur plusieurs années, comme cela sera vraisemblablement le cas pour le déversement aux Iles-de-la-Madeleine, l'évaluation de 7M$ par le Distributeur étant toujours préliminaire:

> «Le Distributeur évalue à ce jour les coûts associés au déversement d'hydrocarbures à Cap-aux-Meules à un peu plus de 7 M$. Puisque cette évaluation est préliminaire, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information de façon plus détaillée.»[43]

Ainsi, puisque la Régie a décidé, dans sa correspondance datée du 30 septembre 2014 (A-0017), qu'elle fixera ultérieurement le mode de traitement de cet enjeu, le GRAME souhaite énoncer à la Régie son intention d'émettre ces commentaires supplémentaires sur cet enjeu.

[42] R-3768-2011, D-2012-021, p. 12, par. 48
[43] B-095, HQD-15, doc. 10, p. 35, R. 5.2

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

I TARIF DE DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

1.1 Impact sur les besoins en puissance à la pointe du réseau

Puisqu'il est essentiel de connaître l'impact sur les besoins en puissance de cette offre tarifaire, de même que les coûts d'approvisionnement en puissance, notamment à la pointe du réseau, le GRAME recommande que la Régie requiert du Distributeur une estimation de ses besoins additionnels en puissance, de même que l'impact sur le déficit en puissance de cette offre tarifaire de développement économique, et cela, avant d'autoriser la demande en cours.

Si la Régie autorisait la demande, sans connaître les besoins estimatifs d'approvisionnement en puissance, notamment à la pointe du réseau, le GRAME recommande à la Régie de requérir du Distributeur un suivi de l'impact du tarif de développement économique sur ses besoins sur une base annuelle. Celle-ci serait déposée à chaque dossier tarifaire, permettant ainsi à la Régie de faire le point sur l'évolution de l'impact de ce tarif sur les besoins en puissance, notamment à la pointe du réseau.

1.1.3 Facteur d'utilisation et levier économique

Le GRAME soumet que l'accroissement du nombre d'emplois créés doit aussi être considéré comme un levier économique pour le Québec dans un contexte de développement durable.

Par conséquent le GRAME recommande la modification suivante aux conditions d'admissibilité :

«Section 6.41, Conditions d'admissibilité

Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :

(…)

c) les coûts d'électricité de l'installation visée doivent représenter au moins 10 % des dépenses d'exploitation. Dans le cas où ces coûts d'électricité seraient situés entre 5 à 10 % des dépenses d'exploitation, l'installation visée doit démontrer qu'elle permettra la création d'emplois sur toute la période de la réduction tarifaire. Dans le cas d'une installation d'hébergement de données, celle-ci doit également présenter une forte valeur ajoutée pour l'économie québécoise ;»

1.2. Intégration du principe de substitution des énergies plus polluantes

Le GRAME est préoccupé par l'absence dans le tarif de développement économique de mesures pour favoriser la conversion d'énergies plus polluantes.

De plus, le GRAME est préoccupé par l'application de la condition d'admissibilité stipulée dans la section 6.41, à l'alinéa d), qui indique *que la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec, ni être liée à des équipements qui étaient en exploitation dans l'année précédant la date d'entrée en vigueur du présent tarif.*

Ainsi, le GRAME souhaiterait que cette condition d'admissibilité soit renforcée afin de s'assurer que dans le cas d'une installation existante, la nouvelle charge n'ait pas été antérieurement liée à la nouvelle, donc à des équipements qui étaient en exploitation antérieurement, sauf si ceux-ci font l'objet d'une mise à niveau des équipements antérieurs, assurant ainsi des investissements durables au titre de levier économique pour le Québec.

Par conséquent, le GRAME propose les modifications suivantes au texte des conditions d'admissibilité :

«Section 6.41 Conditions d'admissibilité

Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :

d) l'installation visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec, ou permettre la substitution d'énergies polluantes. Ainsi, la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec, ni être liée à des équipements qui ont déjà été en exploitation dans les années précédant la date d'entrée en vigueur du présent tarif, à moins que l'adhérent démontre que la réouverture de cette production implique aussi une mise à niveau de ses équipements ; »

1.2.3 Prise en compte des projets en efficacité énergétique dans la limite de 1000 MW

Le GRAME constate que le Distributeur n'a pas prévu de mécanisme pour encourager l'inclusion de projets d'efficacité énergétique à même l'adhésion de nouveaux clients ou de clients existants, alors que Gouvernement du Québec indiquait à la Régie de l'énergie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 par le Décret 841-2014.

Plus spécifiquement, le décret souligne la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant sur les meilleurs pratiques en ce domaine :

«Décret 841-2014, 24 septembre 2014

CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016 :

(….)

— la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit tenir compte dans ses conditions d'admissibilité des projets d'investissements en efficacité énergétique qui pourraient être conçus en parallèle des agrandissements pour de la nouvelle production, par notamment l'adhésion à un programme en efficacité énergétique du PGEÉ du Distributeur. De l'avis du GRAME, de tels investissements sont par ailleurs un gage de l'engagement réel du client à conserver la production qu'il met en place, même suite à la fin du rabais tarifaire.»

Ainsi, le GRAME recommande à la Régie de prendre en considération le décret 841-2014 dans la décision qu'elle prendra à l'égard de la proposition suivante du GRAME concernant la condition d'admissibilité a), particulièrement dans le cas des clients existants :

«Conditions d'admissibilité

Pour que l'abonnement soit admissible au tarif de développement économique, les conditions suivantes doivent être respectées :

a) le client doit s'engager à implanter et à mettre en service une nouvelle installation d'une puissance d'au moins 1 000 kilowatts ou à rajouter au moins 1 000 kilowatts de puissance à une installation existante. Ce client pourra déduire du 1 000 kilowatts la valeur correspondante de tout projet en efficacité énergétique lié au PGEÉ d'Hydro-Québec Distribution. La valeur correspondante sera déterminée conjointement entre le client et Hydro-Québec Distribution ; »

1.3. Stratégie de commercialisation

Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de promouvoir la substitution de combustibles fossiles, vers l'électricité, et cela en parallèle à ses activités de support à Investissement Québec et à d'autres instances gouvernementales, et cela, dans le but de contacter des clients potentiels utilisant le mazout comme forme d'énergie, et répondre à des questions de clients potentiels du marché du mazout.

II. REVENUS REQUIS

Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que le Distributeur nous indique l'ensemble de sa méthode utilisée pour la détermination de ses coûts relatifs au SPEDE, pour qu'il soit possible de faire des prévisions précises de coûts en fonction des achats d'électricité sur les marchés de référence.

2.2 Méthode de calcul

Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'identifier à chaque dossier tarifaire, sa méthode d'établissement de ses coûts projetés pour les émissions de la centrale de Cap-aux-meules et pour ses achats d'électricité.

Le GRAME est favorable au traitement comptable proposé par le Distributeur pour ce qui est de la création d'un passif pour les périodes de conformité correspondantes sur la base des émissions générées et sur celle des volumes d'achats d'électricité.

Cependant, le Distributeur nous indique que la charge liée aux achats d'électricité est incluse dans les achats d'électricité et celle liée à la production thermique d'électricité l'est dans les achats de combustibles, alors que celle liée à l'exploitation du réseau de distribution est comptabilisée dans les charges d'exploitation. [44]

Le GRAME recommande plutôt que soit créé un compte de frais reportés hors base portant intérêt et qui comptabilise l'ensemble des coûts liés à l'achat des droits d'émission liés à la production thermique d'électricité et à l'achat d'électricité, de manière à permettre à la Régie de suivre ces coûts séparément et d'évaluer la stratégie d'achat retenue par le Distributeur pour chacune des périodes de conformité.

2.3 Ajustement des coûts de carburant dans les stocks de matériaux et le SPEDE

Le GRAME note l'intention du Distributeur d'évaluer l'impact du SPEDE sur les coûts d'achat de de carburant, au prochain dossier tarifaire et recommande à la Régie d'ordonner que cette mise à jour des coûts des combustibles soit faite, afin d'y inclure les coûts liés au SPEDE facturés directement par les distributeurs de combustibles.

III. SUIVI DU PROJET LAD

3.1 Suivi des coûts et matérialisation des gains d'efficience annoncés

Le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait faire le point sur les gains d'efficience relatifs au branchement et débranchement à distance et recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur qu'il évalue et dépose au prochain dossier tarifaire une estimation projetée de ces gains sur la période du projet LAD, donc à partir de sa mise en fonction et compte tenu des délais de mise en œuvre.

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur le dépôt d'un bilan complet du nombre d'interruptions et de remises en service à distance effectuées et des gains d'efficience qui s'y rattachent.

[44] R-3905-2014, B-0095, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, R 1.11

3.2. Stratégie d'exploitation des données du projet LAD (Suivi D-2014-037 et D-2014-101)

Le GRAME est d'avis que le Distributeur a omis de présenter les actions prévues pour mettre à profit les investissements du projet LAD pour les réseaux autonomes notamment pour ceux devant faire l'objet d'un ajout de puissance planifiée dans un horizon de deux à quatre ans entre 2015 à 2018.

Le GRAME recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de se conformer à sa demande en suivi du présent dossier.

3.3. Indicateurs de performance : Taux de relève des compteurs

Considérant l'importance d'un taux de lecture adéquat des compteurs de nouvelle génération, le GRAME recommande que soit discutée et étudiée l'opportunité au prochain dossier tarifaire de mettre en place un indicateur mesurant le taux de lecture des compteurs au frontal d'acquisition, dont le minimum à atteindre serait de 99,4%, selon les informations fournies à la Régie par le Distributeur lors de sa demande d'approbation du Projet de Lecture à distance.

Considérant l'importance du temps de latence pour certaines fonctionnalités, comme celles de la détection des pannes, la subtilisation et le branchement/débranchement à distance, toutes essentielles à l'atteinte des objectifs d'efficience et de réduction des coûts prévus par le projet LAD, le GRAME recommande que soit discutée et étudiée l'opportunité au prochain dossier tarifaire de mettre en place un indicateur mesurant le temps de latence en y attachant un objectif à être identifié et reconnu par la Régie.

Considérant que ces enjeux sont de nature technique, la question du remplacement de l'indicateur lié aux compteurs pourrait faire l'objet d'un enjeu au prochain dossier tarifaire, et le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de proposer un nouvel indicateur lié à la performance des compteurs dès le prochain dossier, afin de remplacer l'indicateur «taux de relève des compteurs» que le Distributeur demande de supprimer.

4.1. Normes internationales d'information financière (IFRS)

La modification envisagée par le Distributeur pourrait avoir un impact sur les procédures comptables réglementaires en cours, pour les cas où il y aurait fermeture du site d'une centrale située en réseau autonome, ou pour les coûts résultant de déversements dans l'environnement, lorsque ces derniers doivent faire l'objet de réhabilitation échelonnée sur plusieurs années, comme cela sera vraisemblablement le cas pour le déversement aux Iles-de-la-Madeleine, l'évaluation de 7M$ par le Distributeur étant toujours préliminaire.

Ainsi, puisque la Régie a décidé, dans sa correspondance datée du 30 septembre 2014 (A-0017), qu'elle fixera ultérieurement le mode de traitement de cet enjeu, le GRAME souhaite énoncer à la Régie son intention d'émettre ces commentaires supplémentaires sur cet enjeu selon les directives de la Régie de l'énergie.